



TUGAS AKHIR - TM091585

**PERANCANGAN TERMAL DAN SIMULASI PLTGU
PT. TELUK LAMONG KAPASITAS 800 MW
DENGAN KONFIGURASI 2-2-1 (2x 400 MW)
DAN 1-1-1 (2X 400 MW) MENGGUNAKAN
*SOFTWARE GATE CYCLE***

HERI TRI GUNAWAN SUTOPO
NRP 2112100029

Dosen Pembimbing
Dr.Ir.Atok Setyawan, M.Eng.Sc

JURUSAN TEKNIK MESIN
Fakultas Teknologi Industri
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2016



TUGAS AKHIR - TM091585

**PERANCANGAN TERMAL DAN SIMULASI PLTGU
PT. TELUK LAMONG KAPASITAS 800 MW DENGAN
KONFIGURASI 2-2-1 (2x 400 MW) DAN 1-1-1
(2X 400 MW) MENGGUNAKAN *SOFTWARE GATE
CYCLE***

HERI TRI GUNAWAN SUTOPO
NRP 2112100029

Dosen Pembimbing
Dr.Ir.Atok Setyawan, M.Eng.Sc

JURUSAN TEKNIK MESIN
Fakultas Teknologi Industri
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2016

[Halaman ini sengaja dikosongkan]



UNDERGRADUATE THESES - TM091585

**THERMAL DESIGN AND SIMULATION OF
800 MW PT . TELUK LAMONG COMBYNED CYCLE
POWER PLANT WITH 2-2-1 (2X400 MW) AND 1 -
1- 1 (2X400 MW) CONFIGURATION USING
SOFTWARE GATE CYCLE**

HERI TRI GUNAWAN SUTOPO
NRP 2112100029

Academic Supervisor
Dr.Ir.Atok Setyawan, M.Eng.Sc

DEPARTMENT OF MECHANICAL ENGINEERING
Faculty of Industrial Technology
Sepuluh Nopember Institute of Technology
Surabaya 2016

[Halaman ini sengaja dikosongkan]

**PERANCANGAN TERMAL DAN SIMULASI PLTGU
PT.TELUK LAMONG KAPASITAS 800 MW DENGAN
KONFIGURASI 2-2-1(2X400MW) DAN 1-1-1(2X400MW)
MENGUNAKAN *SOFTWARE* GATE CYCLE
TUGAS AKHIR**

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Pada Bidang Studi Teknik Konversi Energi
Program Studi S-1 Jurusan Teknik Mesin
Fakultas Teknologi Industri
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh:

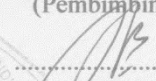
HERI TRI GUNAWAN SUTOPO
NRP. 2112 100 029

Disetujui oleh Tim Penguji Tugas Akhir:

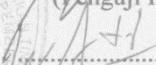
1. Dr. Ir. Atok Setiawan, M.Eng.Sc
(NIP. 196604021989031002)


.....
(Pembimbing)

2. Ary Bachtiar K.P., ST, MT, PhD.
(NIP. 197105241997021001)


.....
(Penguji I)

3. Dr. Wawan Aries Widodo, ST., MT
(NIP. 197104051997021001)


.....
(Penguji II)

4. Dr. Bambang Sudarmanta, ST, MT
(NIP. 197301161997021001)


.....
(Penguji III)



SURABAYA
Juli, 2016

[Halaman ini sengaja dikosongkan]

**PERANCANGAN TERMAL DAN SIMULASI PLTGU
PT. TELUK LAMONG KAPASITAS 800 MW DENGAN
KONFIGURASI 2-2-1 (2X400 MW) DAN 1 -1- 1
(2X400 MW) MENGGUNAKAN SOFTWARE GATE
CYCLE**

Nama : Heri Tri Gunawan Sutopo
NRP : 2112100029
Jurusan : Teknik Mesin FTI-ITS
Dosen Pembimbing : Dr.Ir.Atok Setyawan, M.Eng.Sc

Abstrak

Pembangunan instalasi pembangkit tenaga listrik merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari pembangunan secara keseluruhan, karena kebutuhan akan energi tenaga listrik sejalan dengan peningkatan pertumbuhan penduduk dan ekonomi Indonesia. Dalam upaya memenuhi kebutuhan listrik, pemerintah Indonesia telah mengeluarkan kebijakan untuk melibatkan sektor swasta atau koperasi dalam kerjasama membangun pembangkit tenaga listrik sebesar 35GW untuk periode tahun 2015 – 2019. Oleh karena itu, Terminal Teluk Lamong milik PT Pelindo (Pelabuhan Indonesia) III selaku pihak swasta bekerja sama dengan PT. Pertamina untuk memenuhi kebutuhan listrik negara. Terminal Teluk Lamong akan membangun PLTGU berkapasitas 800MW. Hal ini sesuai dengan ketetapan PT. PLN dalam RUPTL (Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik) Jawa-3 800 MW 2018. PLTGU atau combined cycle power plant dipilih karena memiliki efisiensi termal yang tinggi dibandingkan PLTG atau PLTU saja.

PLTGU yang akan disimulasikan dalam penelitian ini adalah PLTGU dengan kapasitas 800MW dengan konfigurasi 2 GT-2HRSG-1ST (2X400MW) dan 1 GT-1 HRSG-1 ST (2x 400

MW). Software yang digunakan pada simulasi ini adalah gate cycle. Dalam penyusunan permodelan, data acuan yang digunakan adalah heat balance PLTGU CILEGON

Setelah dilakukan perancangan dan simulasi PLTGU kapasitas 800MW dengan 2 blok masing – masing 400MW untuk konfigurasi 1-1-1 dipilih gas turbine SGT – 4000F dan steam turbine SST-700 series. Sedangkan untuk konfigurasi 2-2-1 dipilih gas turbine Mitsubishi M701-DA dan steam turbine SST – 700 series. Daya dan efisiensi yang dihasilkan oleh konfigurasi 1-1-1 sebesar 427,08MW dan 58,76 %. Sementara untuk daya dan efisiensi konfigurasi 2-2-1 adalah 427,09MW dan 52,27 %. Luasan perpindahan panas untuk konfigurasi 1-1-1 dan 2-2-1 adalah 383773,4 m² dan 273426,04 m².

Kata kunci: PLTGU, heat rate, efisiensi, gate cycle, HRSG

**THERMAL DESIGN AND SIMULATION OF
800 MW PT . TELUK LAMONG COMBYNED CYCLE
POWER PLANT WITH 2-2-1 (2X400 MW) AND 1 -1- 1
(2X400 MW) CONFIGURATIONS USING SOFTWARE
GATE CYCLE**

Student's Name : Heri Tri Gunawan Sutopo
NRP : 2112100029
Department : Mechanical Engineering FTI-ITS
Academic Supervisor : Dr.Ir.Atok Setyawan, M.Eng.Sc

Abstract

The construction of power plant is part of the overall development , because the demands for electricity is in line with the increase of population and economic growth in Indonesia. In an effort to reach these demands, the Indonesian government has issued a policy to involve private or cooperative sector to cooperate in building power plants with a total capacity of 35GW for the period 2015 - 2019. Therefore, PT Pelindo (Pelabuhan Indonesia) III as private parties is cooperating with PT . Pertamina to reach the energy demands of the country. PT. Pelindo 3 will build a power plant with a capacity of 800mW . This is in accordance with the provisions of PT . PLN in RUPTL (Electricity Supply Business Plan) Java – 3 800 MW IN 2018 . Combined cycle gas turbine is chosen because of its high thermal efficiency compared to gas power plant or steam power plant

combyned cycle gas turbine (CCGT) that will be simulated in this study is a 800mW CCGT with a configuration of 2 GT - 2HRSG - 1ST (2X400MW) and 1 GT - 1 HRSG - 1 ST (2x 400 MW) . Software gate cycle is used in this simulation. In the preparation of modeling , heat balance CILEGON's CCGT is used as reference data

After designing and simulating, it is concluded that a 800 MW CCGT with 2 blocks each 400MW for 1-1-1 configuration uses a SGT - 4000F gas turbine and a SST - 700 series steam turbine. For 2-2-1 configuration, a Mitsubishi M701 DA gas turbine and a steam turbine SST - 700 series are selected. Power and efficiency generated by a 1-1-1 configuration are 427,08MW and 58.76 %. While for the power and efficiency of 2-2-1 configuration are 427,09MW and 52.27 %. The area of heat transfer for the configuration of 1-1-1 and 2-2-1 are 383,773.4 m² and 273,426.04 m² .

Key words : CCGT,heat rate, efficiency, gate cycle, HRSG

KATA PENGANTAR

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

Alhamdulillahirabbil'alamin, segala puji bagi Allah SWT, yang telah melimpahkan rahmat dan hidayah-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir yang berjudul **“PERANCANGAN TERMAL DAN SIMULASI PLTGU PT. TELUK LAMONG KAPASITAS 800 MW DENGAN KONFIGURASI 2-2-1 (2X400 MW) DAN 1 -1- 1 (2X400 MW) MENGGUNAKAN SOFTWARE GATE CYCLE”**. Dengan pengerjaan Tugas Akhir ini, penulis bisa belajar lebih banyak untuk memperdalam dan meningkatkan apa yang telah didapatkan penulis selama menempuh perkuliahan di Teknik Mesin ITS. Dengan Tugas Akhir ini penulis juga dapat menghasilkan suatu implementasi dari apa yang telah penulis pelajari.

Selesainya Tugas Akhir ini tidak lepas dari bantuan dan dukungan beberapa pihak. Sehingga pada kesempatan ini penulis mengucapkan syukur dan terima kasih kepada:

1. Allah SWT dan Nabi Muhammad SAW.
2. Ayah penulis, Drs. Sugimin yang telah menjadi semangat tersendiri bagi penulis dalam menjalani masa kuliah.
3. Ibu penulis, Karsini yang telah memberikan dukungan moral dan material, serta do'a kepada penulis.
4. Kakak-kakak penulis, bambang joko purnomo sekeluarga dan Dwi Wijayanto. Adik penulis Rahmad Nur.S yang selalu memberikan semangat kepada penulis.
5. Seluruh keluarga penulis yang selalu memberikan dukungan, motivasi, nasihat, dan do'a kepada penulis.
6. Bapak Dr.Ir.Atok Setyawan, M.Eng.Sc. selaku dosen pembimbing yang telah memberi ilmu, membimbing, dan memotivasi penulis dalam menyelesaikan Tugas Akhir ini dengan sabar.

7. Para anggota dan alumni Ikatan Keluarga Mahasiswa Sukoharjo di Surabaya (Ikemas Surabaya).
8. zola, Ardhi, Muchtar, dan kawan-kawan penulis saat merintis kehidupan di Surabaya.
9. Mochamad Fitroh Dzulkarnaen yang telah bersedia membantu penulis dalam menyelesaikan tugas akhir dari awal sampai akhir
10. Para pengurus LBMM yang sering menghibur penulis saat penulis merasa bosan dengan kesibukannya.
11. Para anggota ITS TEAM SAPU ANGIN yang telah memberikan ilmu dan tempat untuk menyelesaikan tugas akhir ini
12. Teman-teman angkatan M-55 yang telah membantu, berbagi ilmu, menjaga kebersamaan, dan memberi motivasi kepada penulis.
13. Serta semua pihak yang telah turut membantu penulis dalam menyelesaikan Tugas Akhir ini.

Penulis menyadari bahwa Tugas Akhir ini masih memiliki banyak kekurangan. Sehingga dengan kerendahan hati, penulis mengharapkan kritik dan saran dari pembaca untuk perbaikan ke depannya.

Surabaya, Juli 2016

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN....	Error! Bookmark not defined.
<i>Abstrak</i>	vii
<i>Abstract</i>	ix
KATA PENGANTAR	xi
DAFTAR GAMBAR	xvi
DAFTAR GRAFIK.....	xix
BAB I PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang	2
1.2 Rumusan Masalah	2
1.3 Batasan Masalah	2
1.4 Tujuan Penelitian	3
1.5 Manfaat Penelitian	4
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	4
2.1 Siklus Pembangkit Listrik Tenaga Gas Uap (PLTGU).5	
2.1.1 Siklus Rankine.....	6
2.1.2 Siklus Brayton.....	8
2.2 Komponen Penyusun Pembangkit Listrik Tenaga Gas Uap (PLTGU)	9
2.2.1 Turbin Gas.....	9
2.2.2 HRSG (heat recovery steam generator).....	12
2.2.3 Deaerator	17
2.2.4 Turbin Uap.....	18
2.2.5 Kondensor.....	18
2.2.6 Pompa	19
2.3 Konfigurasi Pembangkit Listrik Tenaga Gas-Uap (PLTGU).....	20
2.3.1 Konfigurasi 1-1-1.....	20
2.3.2 Konfigurasi 2-2-1.....	21
2.4 Analisa termodinamika PLTGU.....	22
2.4.1 Perhitungan Kerja dan Perpindahan Kalor PLTG.....	22

2.4.2	Perhitungan Kerja dan Perpindahan Kalor PLTU.....	23
2.4.3	Perhitungan Kerja dan Perpindahan Kalor PLTGU.....	24
2.5	Software Gate Cycle.....	25
2.6	Penelitian Terdahulu.....	27
2.6.1	Syukron Masruri.....	27
2.6.2	Thamir K. Ibrahim ¹ , and M. M. Rahman....	28
BAB III METODOLOGI		
3.1	Metodologi.....	31
3.2	Flowchart Penelitian.....	31
3.3	Penjelasan Flowchart Penelitian.....	31
3.3.1	tahap identifikasi.....	34
3.3.2	tahap analisa dan pengumpulan data.....	34
3.3.3	tahap simulasi.....	42
3.3.4	tahap pengambilan kesimpulan.....	28
BAB IV ANALISA DAN PEMBAHASAN		
4.1	Membangun Pemodelan PLTGU Kapasitas 800MW dengan 2 blok masing – masing 400 MW konfigurasi 2-2-1	45
4.1.1	Menentukan Spesifikasi Gas Turbine.....	45
4.1.2	Menentukan Spesifikasi Steam Turbine	46
4.1.3	Membangun Pemodelan pada Gate Cycle.....	46
4.2	Membangun Pemodelan PLTGU Kapasitas 800 MW dengan 2 blok masing – masing 400 MW konfigurasi 1-1-1.....	49
4.2.1	Menentukan Spesifikasi Gas Turbin.....	49
4.2.2	Menentukan Spesifikasi Steam Turbine.....	50
4.2.3	Membangun Pemodelan pada Gate Cycle.....	50
4.3	Analisa <i>Properties</i> Turbin Gas pada Kapasitas 2x400MW (M701D) dan 2 x 400 MW (SGT5-4000F) Dengan Variasi Beban	54
4.3.1	Grafik Variasi Gas Turbine Power dengan Temperature Inlet Turbine (TIT).....	55

4.3.2 Grafik Variasi Gas Turbine Power dengan Exhaust Temperature.....	57
4.4 Analisa Performa PLTGU.....	58
4.5 Analisis Performa PLTGU Setelah dilakukan Variasi Pembebanan.....	60
4.5.1 Perbandingan <i>daya</i> Netto Pembangkit Terhadap Pembebanan pada Setiap Konfigurasi.....	65
4.5.2 Perbandingan Efisiensi Netto Pembangkit Terhadap Pembebanan pada Setiap Konfigurasi.....	66
4.5.3 Perbandingan <i>Heat Rate</i> Pembangkit Terhadap Pembebanan pada Setiap Konfigurasi.....	68
4.6 heat release diagram.....	70
4.6.1 heat release diagram PLTGU kapasitas 800MW engan 2 blok masing-masing 400 MW konfigurasi 2-2-1.....	70
4.6.2 heat release diagram PLTGU kapasitas 800MW engan 2 blok masing-masing 400 MW konfigurasi 1-1-1.....	72

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan.....	74
5.2 Saran.....	75

DAFTAR PUSTAKA

LAMPIRAN

BIODATA PENULIS

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 .Siklus Gabungan Turbin Gas – Tenaga Uap	6
Gambar 2. 2. Skema proses dan T-S Diagram Ideal Rankine Cycl.....	8
Gambar 2. 3. Skema siklus Brayton Ideal serta diagramT-S.....	9
Gambar 2. 4. Turbin gas siemens SGT-8000 H	10
Gambar 2. 5. diagram skematik gas turbin	12
Gambar 2. 6. HRSG (heat recovery steam generator)	14
Gambar 2. 7. Skematik HRSG single pressure	16
Gambar 2. 8. skematik HRSG dual pressure	16
Gambar 2. 9. skematik HRSG triple pressure	17
Gambar 2. 10. skematik HRSG triple pressure reheat.....	17
Gambar 2. 11. Deaerator	18
Gambar 2. 12. Turbin uap.....	19
Gambar 2. 13. Kondensor	19
Gambar 2. 14. Pompa	20
Gambar 2. 15. Konfigurasi PLTGU 1-1-1.....	21
Gambar 2. 16. Konfigurasi PLTGU 2-2-1.....	21
Gambar 2. 17. Drawing window gate cycle 5.61.0.r	26
Gambar 2. 18. Skematik MARAFIQ CCGT power plant	29
Gambar 2. 19 Grafik efek tekanan uap – daya pembangkit	30
Gambar 3.1 Flowchart Penelitian.....	34
Gambar 3.2 heat balanced PLTGU Cilegon	36
Gambar 3.3 Permodelan PLTGU Konfigurasi 1-1-1 dengan triple pressur reheat.....	37
Gambar 3.4 Permodelan PLTGU Konfigurasi 2-2-1	37
Gambar 3.5 Tampilan Dari Build Review Di Software Gate Cycle	38
Gambar 3.6 spesifikasi combined cycle power plant.....	39
Gambar 3.7 Tampilan Input Data Properties Pada Komponen PLTGU.....	40
Gambar 3.8 Hasil Running Gate Cycle Belum Convergent.....	41
Gambar 3.9 Hasil List Error Pada Running Gate Cycle Yang Belum Convergent	42

Gambar 3.10 Hasil running gate cycle yang sudah convergent...	42
Gambar 3.11 Data spesifikasi alat yang diperoleh	43
Gambar 4.1 Skema Pemodelan PLTGU Konfigurasi 2-2-1 pada gate cycle	48
Gambar 4.2 Skema Pemodelan PLTGU Konfigurasi 1-1-1 Pada Gate-Cycle.....	52

DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1. Spesifikasi PLTGU.....	11
Tabel 2.2. Perbandingan operasi PLTGU	28
Tabel 4.1 Spesifikasi Gas Turbine M701 DA.....	46
Tabel 4.2 Spesifikasi Steam Turbine SST-800 Series.....	46
Tabel 4.3 Spesifikasi Gas Turbine SGT – 4000F.....	49
Tabel 4.4 Spesifikasi Steam Turbine SST-800 Series.....	50
Tabel 4.5 Properties Gas Turbine M701D dan SGT -4000F dengan Variasi Beban.....	53
Tabel 4.6 PLTGU kapasitas 800MW dengan 2 blok masing – masing 400 MW konfigurasi 2-2 1.....	58
Tabel 4.7 PLTGU kapasitas 800 MW dengan 2 blok masing – masing 400 MW konfigurasi 1-1-1.....	58
Tabel 4.8 Performa PLTGU kapasitas 2 x 400MW Dengan konfigurasi 2-2-1 dan 1-1-1.....	60
Tabel 4.9 Perpindahan Panas Pada Komponen HRSG PLTGU (2x400mw) Konfigurasi 1-1-1.....	70
Tabel 4.10 Perpindahan Panas Pada Komponen HRSG PLTGU (2x400mw) Konfigurasi 2-2-1.....	72

DAFTAR GRAFIK

Grafik 4.1 Perbandingan Antara <i>Gas Turbine Power</i> Dengan TIT Pada Gas Turbine M701D Dan SGT 4000F.....	55
Grafik 4.2 <i>Gas Turbine Power</i> Dengan <i>Exhaust Temperature</i> Pada Gas Turbine M701D Dan SGT-4000F.....	56
Grafik 4.3 Perbandingan Daya Netto Terhadap Variasi Pembebanan Antara Konfigurasi 2-2-1 Dan 1-1-1...	64
Grafik 4.4 Perbandingan Daya Netto Terhadap Efisiensi Antara Konfigurasi (1-1-1) Dan (2-2-1)	65
Grafik 4.5 Perbandingan Daya Netto Terhadap <i>Heat Rate</i> Antara Konfigurasi (1-1-1) Dan (2-2-1).....	67
Grafik 4.6 Heat Release Diagram PLTGU kapasitas 800 MW dengan 2 blok masing – masing 400 MW dengan konfigurasi 1-1-1.....	69
Grafik 4.7 Heat Release Diagram PLTGU kapasitas 800 MW dengan 2 blok masing – masing 400 MW dengan konfigurasi 2-2-1.....	7

(halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Pembangunan instalasi pembangkit tenaga listrik merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari pembangunan secara keseluruhan, karena kebutuhan akan energi tenaga listrik sejalan dengan peningkatan pertumbuhan penduduk dan ekonomi Indonesia. Dalam upaya memenuhi kebutuhan listrik, pemerintah Indonesia telah mengeluarkan kebijakan untuk melibatkan sektor swasta atau koperasi dalam kerjasama membangun pembangkit tenaga listrik sebesar 35GW untuk periode tahun 2015 – 2019. Sesuai dengan program Pemerintah tahun 2015 – 2019 yang tercantum dalam Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL).

Terminal Teluk Lamong milik PT Pelindo (Pelabuhan Indonesia) III , merupakan terminal yang melayani petikemas domestik, internasional, dan curah kering standar pangan . Terminal teluk lamong merupakan terminal semi otomatis pertama di Indonesia dimana system yang digunakan dikendalikan dari jarak jauh. Terminal ini berlokasi di SurabayaGresik, Jawa Timur . Dalam operasionalnya, dibutuhkan pasokan listrik sebesar 16 MW pada tahun 2015 dan selanjutnya 30 MW mulai tahun 2016, dan tahun 2018 membutuhkan 120 MW. Selama ini kebutuhan listrik Teluk Lamong 16 MW dipasok oleh PT. PLN (Persero) dan 24 MW dipasok oleh PT Pelindo III. Dalam rencana ke depan, Teluk Lamong akan membangun PLTGU (Pembangkit Listrik Tenaga Gas-Uap) berkapasitas 800 MW . Selain untuk operasional, listrik yang dihasilkan akan dijual kepada PT PLN (Perusahaan Listrik Negara) sehingga berkontribusi dalam kebijakan pemerintah terkait proyek 35.000 MW.

PLTGU adalah pembangkit listrik yang terdiri dari siklus Brayton dan siklus rankine. Pada dasarnya, sistem PLTGU ini merupakan penggabungan antara PLTG dan PLTU. PLTG terdiri

4 komponen yaitu kompresor, ruang pembakaran, turbin dan generator. Udara ditekan oleh kompresor dan dialirkan ke ruang pembakaran. Bahan bakar Gas biasa digunakan untuk meningkatkan temperatur dari udara bertekanan yang melawati proses pembakaran. Gas keluaran dari ruang bakar di ekspansi ke turbin sehingga turbin bisa berputar dan sisa gas buang dari turbin dialirkan ke HRSG (*Heat Recovery Steam Generator*). HRSG terdiri dari *super heater, evaporator dan economizer*. HRSG menyuplai uap untuk steam turbin agar menghasilkan listrik. Uap keluaran dari turbin akan dikondensasi oleh kondensator. Setelah mengalami perubahan fase, Air akan dipompa ke HRSG.

Pada perkembangan PLTGU selama 2 tahun terakhir menunjukkan bahwa efisiensi PLTGU dapat mencapai kurang lebih 60 %. Hal ini disebabkan oleh, antara lain : teknologi gas turbin yang digunakan (rasio kompresi, suhu masukan turbin dan udara yang lebih tinggi), perubahan desain konfigurasi turbin gas, optimasi desain *heat recovery steam generator* (menggunakan HRSG *single pressure, dual pressure dan triple pressure*). Fokus analisa sekarang bertujuan pada efek dari konfigurasi gas turbin dan HRSG yang digunakan

PT Pertamina dan PT. Teluk Lamong akan membangun PLTGU berkapasitas 800MW. Saat ini, PLTGU dengan kapasitas 834 MW yang memiliki nilai efisiensi tinggi terdapat di kota Ansan, provinsi Gyeonggi-Do, Korea dengan konfigurasi 2-2-1. Pembangkit ini menggunakan 2 turbin gas dengan series *SGT6-8000H*, satu steam turbin seri *SST6-5000*. *Triple-Pressure HRSG*. Pembangkit ini memiliki efisiensi lebih dari 60 % .

1.2 Perumusan Masalah

PT. Pertamina dan PT. Terminal Teluk Lamong akan membangun pembangkit berkapasitas 800 MW. Oleh karena itu, perlu penelitian dalam merancang PLTGU kapasitas 800 MW untuk memaksimalkan kinerja pembangkit dan meningkatkan nilai efisiensi yang nantinya dapat dijadikan referensi

pengembangan oleh Teluk Lamong. *Combined Cycle Power Plant* (CCGT) yang biasa dikenal Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap (PLTGU) dipilih dalam penelitian ini disebabkan PLTGU memiliki efisiensi tinggi dibandingkan pembangkit jenis lain. Dalam merancang PLTGU banyak hal yang bisa dilakukan untuk meningkatkan efisiensi dari pembangkit, antara lain : perubahan konfigurasi sistem, desain HRSG dan jenis gas turbin yang dipakai. Untuk mengetahui karakteristik pembangkit yang akan digunakan maka diperlukan sebuah simulasi perencanaan PLTGU.

Dalam perancangan pembangkit PLTGU yang akan dibuat, terdapat beberapa konfigurasi yang biasa digunakan seperti 1-1-1, 2-2-1 dan 3-3-1. Setiap konfigurasi memiliki keuntungan dan kerugian tersendiri. Pada tugas akhir ini akan disimulasikan pembangkit kapasitas 800 MW dengan konfigurasi 2 x 2-2-1 (2 x 400 MW) dan 2 x 1-1-1 (2x 400MW) untuk mengetahui performa kerja unit secara keseluruhan meliputi perubahan nilai efisiensi, *heat rate*, dan daya yang dihasilkan. Untuk mensimulasikan PLTGU Teluk Lamong ini digunakan *Software GateCycle*

1.3 Batasan Masalah

Pada analisis berikut diambil beberapa batasan masalah dan asumsi yang akan membantu dalam proses analisis, perhitungan dan pembahasan. Batasan masalah yang diambil adalah sebagai berikut :

1. Konfigurasi yang digunakan adalah 2GT-2HRSG-2ST dan 1GT-1HRSG-1ST
2. Perbandingan daya turbin uap dan gas berdasarkan katalog
3. Sistem dalam kondisi tunak
4. Bahan bakar yang digunakan adalah gas alam
5. *Heat Loss* dan kebocoran pada sistem maupun *pipe line* diabaikan

6. Energi kinetik dan potensial diabaikan
7. Simulasi dilakukan dengan *software GateCycle* Version 5.61.0.r

1.4 Tujuan Penelitian

Adapun manfaat yang dapat diambil dari penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Merancang PLTGU berkapasitas 800MW dengan konfigurasi 2 x 2-2-1 (2 x 400 MW) dan 2 x 1-1-1 (2x 400MW)
2. Mengetahui efisiensi, heat rate dan daya yang dihasilkan pada PLTGU berkapasitas 800 MW dengan konfigurasi 2 x 2-2-1 (2 x 400 MW) dan 2 x 1-1-1 (2x 400MW) pada beban *full load* dan *part load*
3. Mengetahui spesifikasi komponen pada PLTGU sesuai dengan konfigurasi yang digunakan.

1.5 Manfaat Penelitian

Manfaat penulisan dengan selesainya tugas akhir ini adalah simulasi dapat menjadi bahan referensi bagi PT.Terminal Teluk Lamong untuk memilih dan memutuskan jenis konfigurasi PLTGU yang sesuai pada kondisi full load dan part load. Sehingga dari sisi teknis diharapkan perusahaan tidak salah mengambil keputusan dalam proses pengadaan PLTGU Teluk Lamong dan sukses dalam memenuhi kebutuhan listrik perusahaan dan Negara.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

2.1 Siklus Pembangkit Listrik Tenaga Gas-Uap

Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap (PLTGU) merupakan suatu sistem instalasi peralatan yang berfungsi untuk mengubah energi panas dari hasil pembakaran bahan bakar dan udara menjadi energi listrik. PLTGU adalah gabungan antara Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG) dan Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU). Karena itu PLTGU disebut juga sebagai *Combined Cycle power plant*. PLTG menggunakan bahan bakar gas atau minyak solar (HSD). Sedangkan PLTU pada sistem pembangkit ini tidak membutuhkan bahan bakar untuk memanaskan air hingga menjadi uap, HRSG digunakan untuk memanaskan air sebagai pengganti boiler. Proses tersebut memanfaatkan gas buang yang dihasilkan dari proses pembakaran pada PLTG yang masih mempunyai temperatur tinggi kemudian digunakan untuk memanaskan air hingga menjadi uap pada HRSG (*Heat Recovery Steam Generator*). Uap hasil pemanasan digunakan untuk memutar turbin uap (PLTU). Siklus gabungan turbin uap dan gas dijelaskan pada gambar 2.1

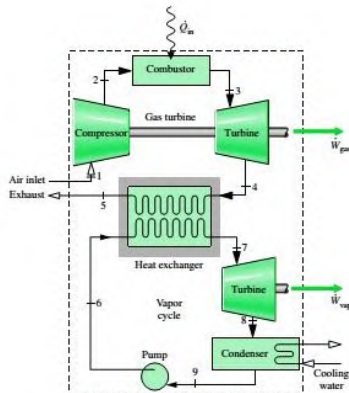
Berikut ini urutan proses yang terjadi pada PLTGU:

1. Udara mengalami kenaikan tekanan akibat *compressor*, kemudian udara bertekanan masuk ke ruang pembakaran (*combustion chamber*) dan bercampur dengan bahan bakar (gas alam atau HSD oil) sehingga terjadi proses pembakaran.
2. Hasil dari proses pembakaran adalah gas panas bertekanan, temperatur, dan enthalpi yang tinggi. Gas tersebut digunakan untuk memutar sudu gas turbin yang

tersambung dengan generator listrik sehingga dapat menghasilkan listrik.

3. Setelah proses ekspansi pada gas turbin, gas panas (*flue gas*) memasuki HRSG. kemudian terjadi proses perpindahan panas antara *heat exchanger* penyusun HRSG dengan air pada siklus Rankine sehingga menghasilkan uap.
4. Kemudian uap mengalir menuju turbin uap (*steam turbine*) dan memutar poros turbin yang terhubung dengan generator listrik. Sehingga generator dapat menghasilkan energi listrik
5. Setelah proses ekspansi pada turbin uap, uap mengalami proses kondensasi pada kondensor. Air dari proses kondensasi dipompa menuju HRSG. Siklus ini terus berulang

Dalam analisa termodinamika siklus pembangkit tenaga gas-uap ini akan terbagi menjadi dua siklus yaitu *Brayton Cycle* dan *Rankine Cycle*.



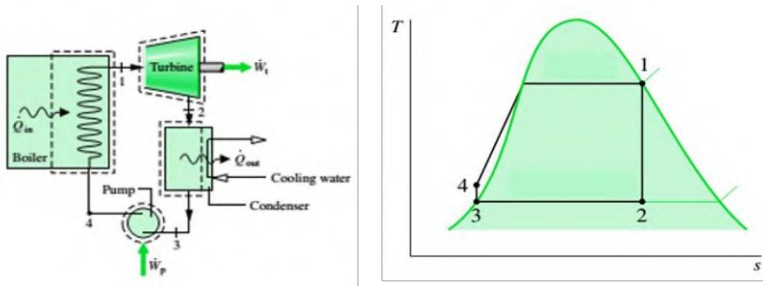
Gambar 2. 1 Siklus Gabungan Turbin Gas Tenaga Uap

2.1.1 Siklus Rankine

Siklus Rankine atau siklus uap merupakan siklus termodinamika yang menggunakan air sebagai fluida kerjanya. Pada siklus ini, fluida kerja akan berubah dari cair (*liquid*) menjadi uap (*steam*). *Rankine Cycle* sederhana terdiri atas boiler, turbin uap, kondenser, dan pompa. Untuk meningkatkan efisiensi dapat dikombinasikan dengan feed water heater. Siklus ini digunakan untuk memenuhi beban dasar (base load) pada suatu pembangkit. Pada gambar 2.2 dapat dilihat urutan proses termodinamika yang terjadi dalam siklus rankine

Berikut proses-proses termodinamika yang terjadi dalam *rankine cycle* :

1. Proses 1-2 : Ekspansi isentropik dari fluida kerja melalui turbin dari uap jenuh hingga mencapai tekanan kondenser
2. Proses 2-3 : Perpindahan kalor dari fluida kerja ketika mengalir pada tekanan konstan melalui kondenser dengan cairan jenuh pada kondisi 3.
3. Proses 3-4 : Kompresi isentropik dalam pompa menuju ke kondisi 4 dalam daerah cairan hasil kompresi.
4. Proses 4-1 : Perpindahan kalor ke fluida kerja ketika mengalir pada tekanan konstan melalui boiler untuk menyelesaikan siklus.



Gambar 2. 2. Skema proses dan T-S Diagram
Ideal Rankine Cycle

2.1.2 Siklus Brayton

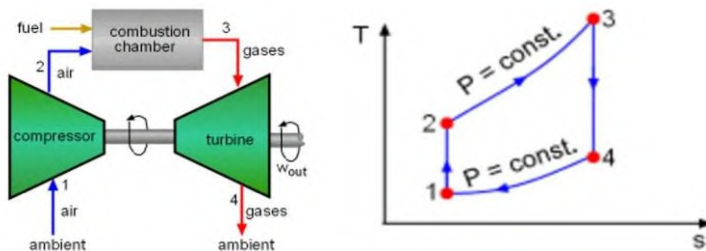
Siklus Brayton adalah siklus termodinamika yang fluida kerjanya adalah udara dan bahan bakarnya berupa (gas alam atau HSD oil). Secara umum, siklus ini terdiri dari *compressor*, *combustion chamber* dan *gas turbine*. Pada umumnya turbin dibagi menjadi 2, yaitu *open cycle* dan *closed cycle*. Dari kedua proses tersebut yang membedakan adalah proses setelah ekspansi pada gas turbin. Dimana gas buang pada *open cycle* akan langsung dilepas pada udara sekitar. Sedangkan pada *closed cycle* gas buang didinginkan menggunakan *heat exchanger* untuk digunakan lagi pada *compressor*.

Pada gambar 2.3 dapat dilihat urutan proses termodinamika yang terjadi dalam satu siklus. Berikut proses-proses termodinamika yang terjadi dalam *brayton cycle* :

1. Proses 1-2 : Kompresi *isentropic* oleh kompresor untuk menghasilkan udara bertekanan.
2. Proses 2-3 : Udara bertekanan masuk pada *combustion chamber* dan bercampur dengan bahan bakar yang

diinjeksikan ke ruang bakar, kemudian terjadi proses pembakaran sehingga menghasilkan gas panas.

3. Proses 3-4 : Ekspansi secara *isentropic* oleh turbin gas pada gas panas hasil pembakaran.
4. Proses 4-1 : gas panas sisa dari turbin gas dialirkan keluar menuju lingkungan.



Gambar 2.3 Skema siklus Brayton Ideal serta diagram T-S

2.2. Komponen Penyusun PLTGU

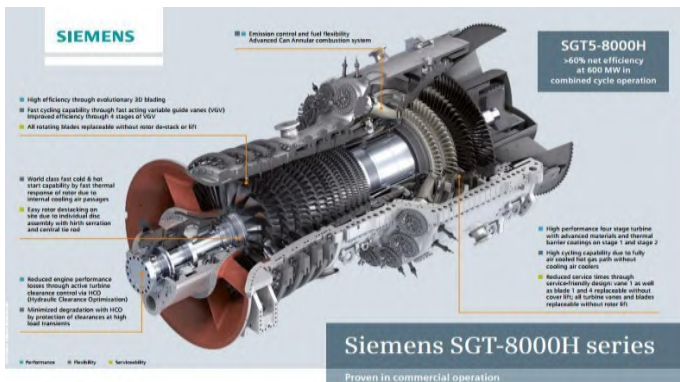
2.2.1 Turbin Gas

Turbin gas merupakan perangkat pembangkit daya listrik yang menggunakan energy dari gas untuk memutar poros turbin. Turbin gas dapat berputar karena energi kinetik dari gas dikonversi menjadi energi mekanik sehingga poros turbin dapat berputar. Pada umumnya gas turbin disusun oleh *compressor* dan *combustion chamber*. Turbin gas memiliki beberapa keuntungan antara lain:

- Waktu *start up* yang cepat (hingga mencapai 10 sekon)
- Ukuran dan massa yang relatif kecil
- Pergerakan yang halus dan memiliki *capacity factor* hingga 98%
- Dapat digunakan menggunakan beberapa variasi bahan bakar

Kompresor pada turbin gas dapat meningkatkan tekanan udara 15 hingga 25 kali lipat dan menghasilkan udara bertemperatur 400 °C hingga 465 °C. bahan bakar bercampur dengan udara *combustion chamber* sehingga terjadi proses pembakaran yang menghasilkan gas panas bertemperatur 1370°C hingga 1427°C. *Turbine nozzle* mengkonversi gas panas berenthalpi tinggi menjadi berkecepatan tinggi. Sementara gas panas keluaran dari turbin gas dapat mencapai temperature 482°C hingga 638°C. Sisa gas panas ini nantinya digunakan sebagai sumber energi panas dalam memanaskan air kondensat dalam HRSG.

Efisiensi dari gas turbin modern telah mencapai lebih dari 40% dengan temperatur didalam ruang bakar mencapai 1371 C. Faktor limit yang mempengaruhi efisiensi dari gas turbin adalah material dari sudu bergerak turbin. Jika turbin gas digunakan pada *combined cycle* efisiensi system akan meningkat mencapai lebih dari 60% misalnya pada turbin gas siemens seri SGT 8000H

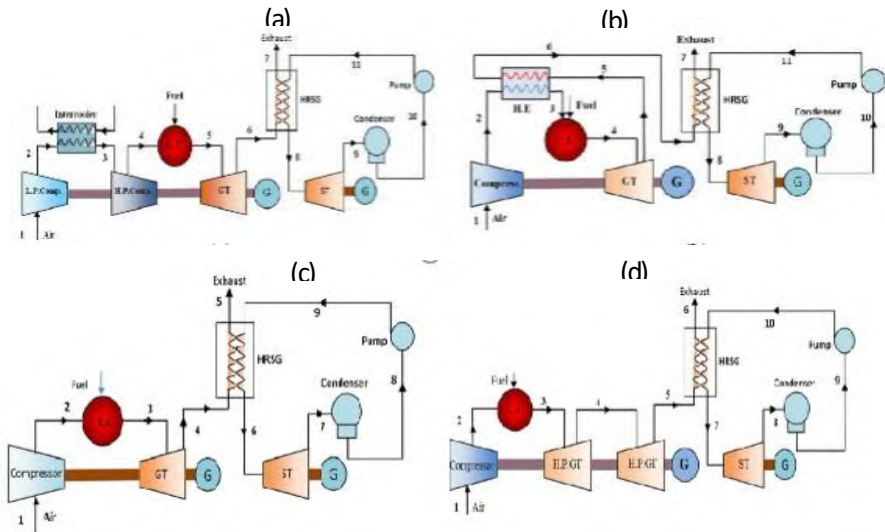


Gambar 2.4. Turbin gas siemens SGT-8000 H

Tabel. 2.1 Spesifikasi PLTGU yang sudah ada

<i>Gas Turbine</i>	Simple Cycle		Combined Cycle		Sistem Combined Cycle	Heat Rate (Btu/kWh)
	Daya (MW)	Efisiensi	Daya (MW)	Efisiensi		
SGT8000H	375	40.00%	822	>60%	triple pressure reheat	<5687
GT - 26	326	40.3%	467	59.5%	Triple pressure reheat	5739
MS9001FB	268	38.20%	452	59.20%	triple pressure reheat	5765
AE94.3A	306	38.00%	456	58.90%	triple pressure reheat	5797
GT26	345	41.00%	467	59.50%	triple pressure reheat	5739
RB211	12	36.00%	42	52.80%	dual pressure	6464

Performa dari gas turbin sangat dipengaruhi oleh permodelan gas turbin yang digunakan pada *combined cycle*. Kombinasi *gas turbine* yang biasa digunakan adalah *simple CCGT*, *CCGT* dengan 2 poros gas turbin (*free power turbine*), *intrcooler CCGT*, and *regenerative CCGT*.



Gambar 2.5 diagram skematik (a) simple CCGT, (b) CCGT dengan dua poros, (c) intercooler CCGT, (d) regenerative CCGT

Selain itu, nilai LHV (*Low Heating Value*) dari bahan bakar juga mempengaruhi performa turbin gas. Ketika bahan bakar memiliki LHV (*Low Heating Value*) relative rendah maka dibutuhkan laju aliran bahan bakar lebih untuk mencapai daya yang diinginkan. Oleh karena itu, suplai udara dari kompresor juga bertambah seiring bertambahnya bahan bakar.

2.2.2 HRSG (*Heat Recovery Steam Generator*)

Heat Recovery Steam Generator merupakan komponen dalam *combined cycle* yang berfungsi untuk memanaskan air menjadi uap *superheat* sama seperti boiler pada siklus rankine. Sumber energi panas tidak berasal dari pembakaran dalam HRSG, namun berasal dari *flue gas* hasil sisa pembuangan pada turbin gas. Penjelasan tipe HRSG dapat dilihat pada gambar 2.6 Uap hasil dari HRSG dapat digunakan untuk :

- menggerakkan turbin uap pada *combined cycle*.
- tujuan pemanasan di *cogeneration*
- proses industry *petrochemical*

Pemanasan air dalam HRSG terjadi secara bertingkat melalui setiap komponen-komponen penyusun HRSG. komponen-komponen penyusun HRSG antara lain :

❖ ***Pre Heater***

Preheater berfungsi memanaskan air dari kondensor sebelum masuk ke deaerator. *Preheater* terletak pada bagian terdingin dari *HRSG*. Air yang masuk ke *preheater* berasal dari kondensor yang dipompa oleh *Condenser Extraction Pump* (CEP)

❖ ***Economizer***

Economizer adalah elemen *HRSG* yang berfungsi untuk memanaskan air sebelum memasuki *evaporator steam drum*, sehingga proses penguapan lebih ringan dengan memanfaatkan gas buang dari turbin gas. Keuntungan lain dari ekonomiser adalah air yang akan masuk ke dalam evaporator pada temperatur tinggi sehingga untuk menguapkannya hanya dibutuhkan panas yang sedikit untuk proses penguapan, sehingga luas bidang yang dipanaskan atau heating surface dari evaporator bisa lebih sedikit akibatnya ukuran dari HRSG bisa lebih kecil, oleh karena itu biaya produksi HRSG bisa lebih diperkecil.

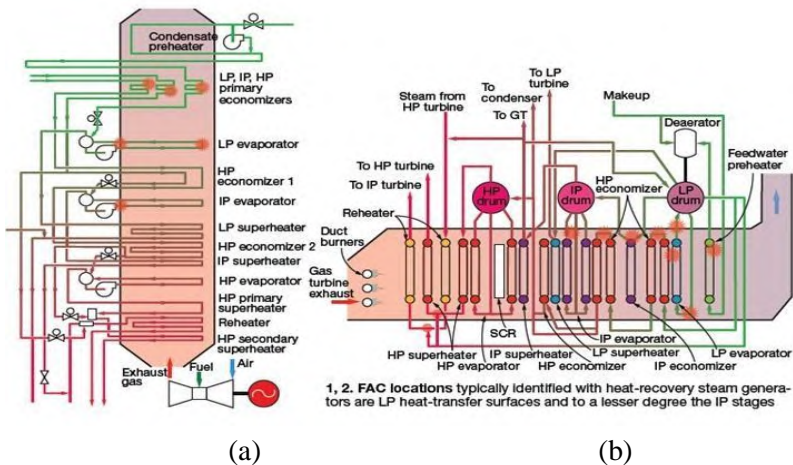
❖ ***Evaporator***

Berfungsi untuk mengubah air menjadi uap jenuh sebelum diteruskan menuju *superheater*. Air dipanaskan pada temperatur konstan (temperature saturasi) yang bervariasi terhadap tekanan. Perbedaan temperatur terkecil antara dua aliran yaitu aliran gas dengan aliran uap disebut dengan titik penyempitan (*pinch point*). Besarnya nilai *pinch point* didapatkan pada selisih antara suhu awal masuk air

sebelum berubah fasa menjadi uap dengan suhu *flue gas* saat melewati evaporator. Pada umumnya besarnya nilai pinch point berada pada kisaran 8–33 °C atau 15–60°C (Petchers,2003). Sedangkan sumber lain mengatakan bahwa nilai pinch point optimum adalah 15 °C [6].

❖ **Superheater**

Superheater berfungsi memanaskan uap jenuh dari *evaporator* menjadi uap panas lanjut melebihi temperatur saturasi dari fluida. Uap panas lanjut ini akan dialirkan ke steam turbine untuk memutar sudu pada turbin



Gambar. 2.6 (a). HRSG tipe vertical, (b) HRSG tipe horizontal

Dalam perkembangan teknologi, HRSG pun memiliki beberapa variasi konfigurasi yang dapat meningkatkan efisiensi *combined cycle*. Berikut ini jenis konfigurasi HRSG yang telah diaplikasikan pada *combined cycle* ditinjau berdasarkan tekanan kerjanya :

❖ **HRSG Single Pressure**

HRSG tipe ini hanya menggunakan satu tingkat tekanan. Terdiri atas 1 *feedwater pump* dan 1 *evaporator*, untuk jumlah *economizer* dan *superheater* masih dapat diatur. Pemasangan instalasi pada HRSG ini paling mudah. Namun memiliki nilai efisiensi yang relatif rendah dari pada *dual* dan *triple pressure*.

❖ **HRSG Dual Pressure**

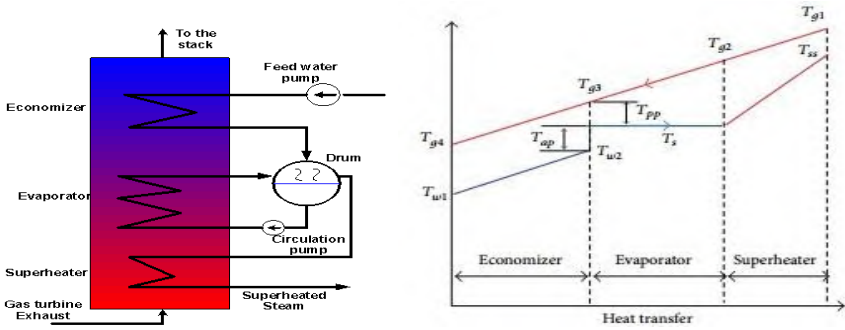
HRSG dengan dua tingkat tekanan umumnya terdiri atas 2 *feedwater pump* (*Low Pressure Pump* dan *High Pressure Pump*) dan 2 *evaporator* (*Low Pressure Evaporator* dan *High Pressure Evaporator*), untuk jumlah *economizer* dan *superheater* masih dapat diatur. Memiliki nilai efisiensi yang lebih tinggi dari *single pressure*

❖ **HRSG Triple Pressure**

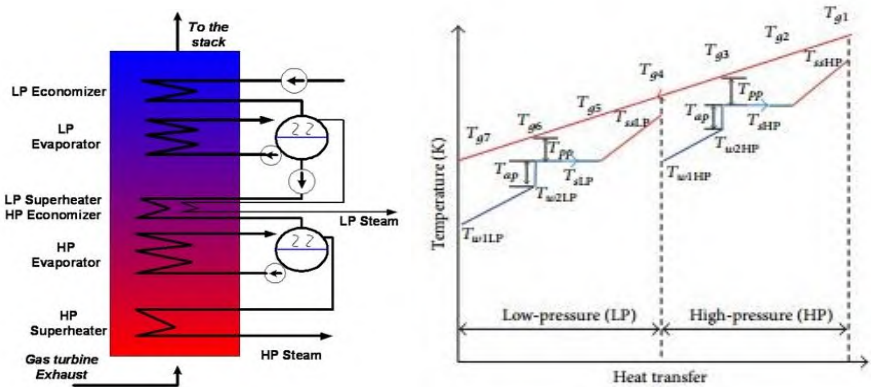
HRSG ini menggunakan tiga tingkat tekanan dalam pengoperasiannya. Pada umumnya terdiri atas 3 *feedwater pump* (*Low Pressure Pump*, *Intermediate Pressure Pump* dan *High Pressure Pump*) dan 3 *evaporator* (*Low Pressure Evaporator*, *Intermediate Pressure Evaporator* dan *High Pressure Evaporator*). Jumlah *economizer* dan *superheater* pada sistem bisa diatur sesuai kebutuhan.

❖ **HRSG dengan Reheat**

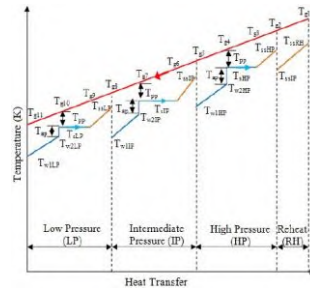
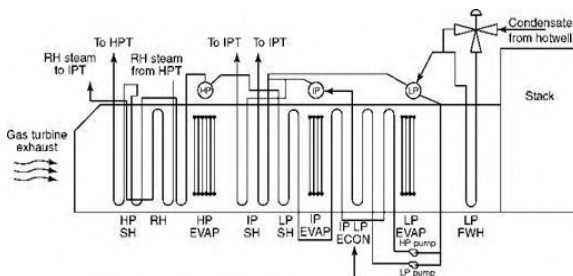
Pada *dual* dan *triple pressure HRSG* telah dikembangkan sistem *reheat* (pemanasan kemabali) dimana uap yang keluar dari *High Pressure Steam Turbine* dipanaskan kembali menggunakan HRSG yang nantinya digunakan untuk memutar *Intermediate* atau *Low Pressure Steam Turbine*. Sistem ini dapat memaksimalkan energy panas dari HRSG dalam meningkatkan efisiensi sistem. HRSG dengan sistem *triple pressure reheat* memiliki efisiensi lebih tinggi



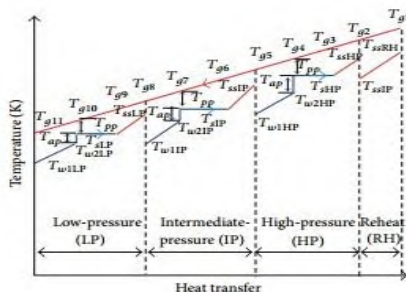
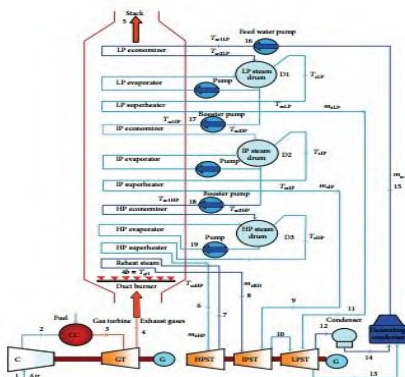
Gambar 2.7 Skematik HRSG single pressure dan grafik heat transfer-temperatur single pressure



Gambar .2.8 skematik HRSG dual pressure dan grafik heat transfer-temperatur dual pressure



Gambar 2.9 skematik HRSG triple pressure dan grafik heat transfer-temperatur triple pressure

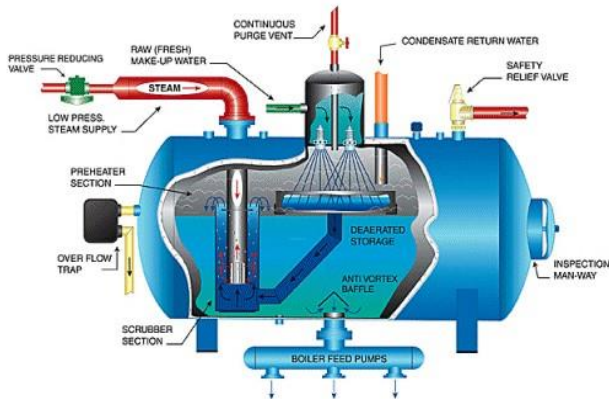


Gambar 2.10 skematik HRSG triple pressure reheat dan grafik heat transfer-temperatur triple pressure reheat

2.2.3 Deaerator

Deaerator adalah alat yang bekerja untuk membuang gas-gas non-kondensat yang terkandung dalam air kondensat agar tidak bercampur dengan uap, setelah melalui proses pemurnian air (*water treatment*). Selain itu *deaerator* juga berfungsi sebagai pemanas awal air pengisian ketel sebelum dimasukkan kedalam

HRSG. *Deaerator* bekerja berdasarkan sifat dari oksigen yang keluturnya pada air akan berkurang dengan adanya kenaikan suhu..



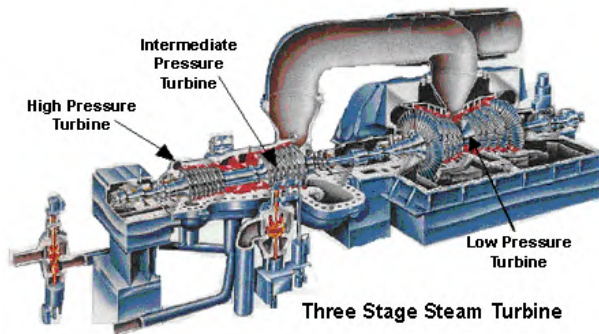
Gambar 2.11 deaerator

2.2.4 Turbin Uap

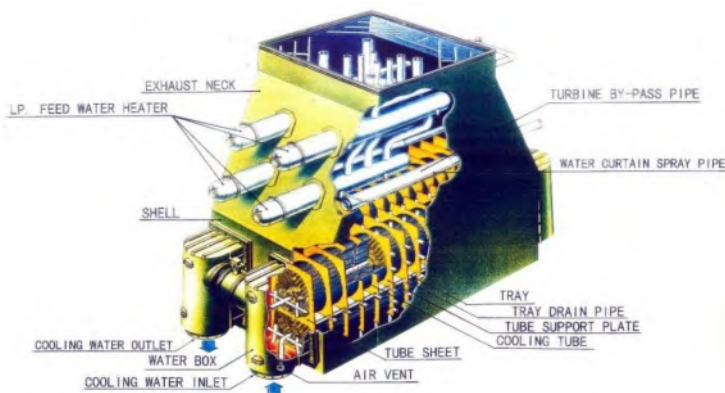
Turbin uap merupakan turbin yang digerakkan oleh uap pada siklus rankine maupun combined cycle. Energi kinetik dari uap diubah menjadi energi mekanis untuk memutar poros yang terkopel dengan generator listrik. Turbin uap terdiri dari dua bagian utama, yaitu *stator* dan *rotor*. Enthalpy tinggi dari uap diekspansi oleh *nozzle (stationary blade)* dimana energi kinetik akan meningkat dan selanjutnya dikonversi menjadi energi mekanik dengan prinsip impuls dan reaksi. Turbin uap pada PLTGU dengan HRSG triple pressure memiliki 3 tingka yaitu *high, intermediate* dan *low pressure*.

2.2.5 Kondensor

Kondensor merupakan salah satu *heat exchanger* yang berfungsi mengubah fase uap menjadi cair dengan tekanan konstan. Uap bertekanan rendah output dari turbin uap dikondensasi menjadi cair jenuh maupun kondisi *subcooled*. Media pendinginan pada kondensor adalah *cooling water* yang berasal dari *cooling tower* maupun air laut. Pendinginan ini dilakukan untuk memastikan bahwa keluaran dari kondensor tidak mengandung uap. Sehingga tidak merusak pompa

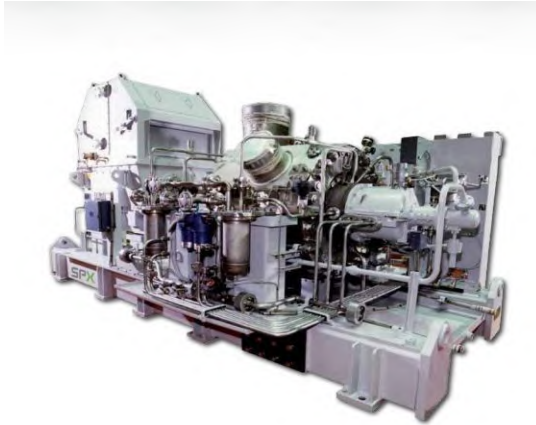


Gambar 2.12 Turbin Uap



Gambar 2.13 kondensor

2.2.6 Pompa



Gambar 2.14 Pompa

Pompa adalah suatu peralatan mekanik yang digerakkan oleh tenaga mesin yang digunakan untuk memindahkan cairan (fluida) dari suatu tempat ke tempat lain. Cairan tersebut hanya mengalir apabila terdapat perbedaan tekanan. Pompa yang digunakan pada siklus *combined cycle* terdapat beberapa jenis, antara lain : pompa dari kondensor menuju deaerator, pompa (condensate pump) dari deaerator menuju HRSG (*low pressure, intermediate pressure, an high pressure feed pump*)

2.3. Konfigurasi PLTGU

PLTGU dapat ditinjau dari konfigurasi jumlah turbin gas, *Heat Recovery Steam Generator* (HRSG) dan turbin uapnya, suatu PLTGU dapat di susun dengan beberapa konfigurasi antar lain :

- Konfigurasi : 1 turbin gas (GT), 1 HRSG, 1 turbin uap (ST) = konfigurasi 1 – 1 – 1
- Konfigurasi : 2 turbin gas (GT), 2 HRSG, 1 turbin uap (ST) = konfigurasi 2 – 2 – 1

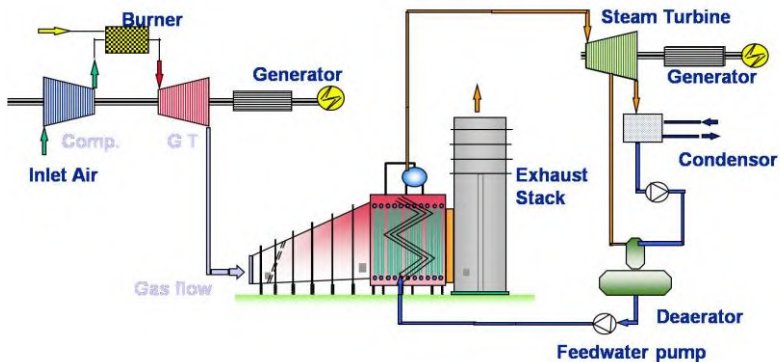
2.3.1 Konfigurasi 1–1–1

Konfigurasi ini merupakan PLTGU yang paling sederhana karena hanya terdiri dari 1 turbin gas (GT), 1 HRSG dan 1 turbin uap (ST) seperti yang terlihat pada gambar 2.15. Pada sebagian PLTGU ini bahkan generatornya hanya satu sehingga turbin gas, turbin uap dan generator merupakan mesin satu poros (*single shaft combined cycle*). Posisi generator dapat berada diantara turbin gas dan turbin uap atau turbin uap diantara turbin gas dan generator.

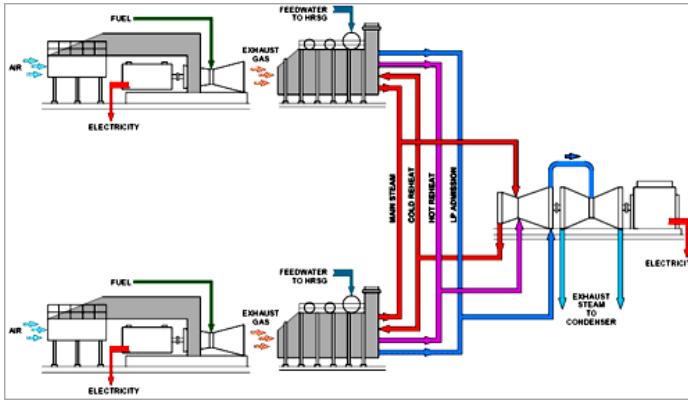
Kelebihan susunan PLTGU 1–1–1 antara lain adalah mampu memenuhi kebutuhan permintaan daya secara cepat dan ekonomis, konsumsi air dan bahan bakarnya rendah serta konsumsi listrik pemakaian sendiri (*works power*) juga rendah.

2.3.2 Konfigurasi 2–2–1

PLTGU dengan susunan 2–2–1 pada gambar 2.16 lebih fleksibel dalam pengoperasian maupun pemeliharaan dibanding susunan 1–1–1. Dengan susunan 2–2–1, apabila satu turbin gas terganggu, maka turbin gas yang lain tetap dapat beroperasi dalam siklus kombinasi. Sedangkan bila HRSG nya yang terganggu, maka turbin gas dapat beroperasi dalam mode siklus terbuka (*opened cycle*).



Gambar 2.15 Konfigurasi PLTGU 1-1-1



Gambar. 2.16 Konfigurasi PLTGU 2-2-1

2.4. Analisa Termodinamika PLTGU

Sebagai validasi simulasi dalam metode penelitian ini, dibutuhkan analisis perhitungan termodinamika sebagai berikut,

2.4.1 Perhitungan Kerja dan Perpindahan Kalor PLTG

Pada penjelasan sebelumnya tentang Brayton Cycle pada gambar 2.1, telah diketahui bagaimana sistem turbin gas bekerja secara ideal. Persamaan-persamaan berikut untuk kerja dan perpindahan kalor energi yang terjadi pada kondisi tunak (*steady state*). Untuk mempermudah perhitungan turbin diasumsikan dioperasikan adiabatik dan dengan efek-efek energi kinetik dan potensial yang diabaikan serta dalam kondisi terisolasi dari lingkungan sekitar. Sehingga kerja turbin gas dapat dinyatakan melalui persamaan,

$$W_t = \dot{m}_{fluegas}(h_3 - h_4) \quad (2.1)$$

Dengan asumsi yang sama, kerja kompresor adalah:

$$W_c = \dot{m}_{air}(h_2 - h_1) \quad (2.2)$$

Penambahan kalor ke dalam siklus sebagai berikut:

$$Q_{in} = \dot{m}_{fluegas}(h_3 - h_2) \quad (2.3)$$

Kalor yang dikeluarkan bisa dihitung dengan persamaan:

$$Q_{out} = \dot{m}_{fluegas}(h_4 - h_5) \quad (2.4)$$

Sehingga, besarnya efisiensi termal dari siklus adalah:

$$\eta = \frac{\dot{m}_{fluegas}(h_3-h_4) - \dot{m}_{air}(h_2-h_1)}{\dot{m}_{flue gas}(h_3-h_2)} \quad (2.5)$$

2.4.2 Perhitungan Kerja dan Perpindahan Kalor PLTU

Pada penjelasan sebelumnya tentang siklus gabungan turbin gas dan uap pada gambar 2.1, telah diketahui bagaimana sistem turbin uap bekerja secara ideal. Persamaan-persamaan berikut untuk kerja dan perpindahan kalor energi yang terjadi pada kondisi tunak (*steady state*). Untuk mempermudah perhitungan turbin diasumsikan dioperasikan adiabatik dan dengan efek-efek energi kinetik dan potensial yang diabaikan serta dalam kondisi terisolasi dari lingkungan sekitar. Sehingga kerja turbin uap dapat dinyatakan melalui persamaan,

$$W_t = \dot{m}_{steam}(h_7 - h_8) \quad (2.6)$$

Kerja pompa adalah :

$$W_p = \dot{m}_{steam}(h_6 - h_9) \quad (2.7)$$

Penambahan kalor ke dalam siklus adalah :

$$Q_{in} = \dot{m}_{steam}(h_7 - h_6) \quad (2.8)$$

Kalor yang dikeluarkan adalah :

$$Q_{out} = \dot{m}_{steam}(h_8 - h_9) \quad (2.9)$$

Sehingga, besarnya efisiensi termal dari siklus adalah :

$$\eta = \frac{W_t - W_p}{Q_{in}} \quad (2.10)$$

$$\eta = \frac{((h_7 - h_8) - (h_6 - h_9))}{(h_7 - h_6)} \quad (2.11)$$

Back Work Ratio

$$BWR = \frac{W_p}{W_t} = \frac{(h_6 - h_9)}{(h_7 - h_8)} \quad (2.12)$$

2.4.3 Perhitungan Kerja dan Perpindahan Kalor PLTGU

Siklus kombinasi merupakan siklus gabungan dari siklus rankine dan brayton. Keduanya saling berinteraksi pada HRSG, dimana hasil sisa gas buang dari gas turbine dimanfaatkan HRSG sebagai alat penukar kalor untuk merubah air menjadi uap pada siklus rankine. Hubungan untuk perpindahan energi dari siklus gas menuju siklus uap pada sistem di dalam Gambar 2.1 diperoleh dengan cara menerapkan kesetimbangan laju massa dan energi ke volume atur yang melingkupi alat penukar kalor. Untuk pengoprasian pada kondisi tunak, perpindahan kalor ke lingkungan yang dapat diabaikan, dan tidak terdapat perubahan – perubahan signifikan pada energi kinetik dan potensial, hasilnya adalah :

$$m_{steam}(h_7 - h_6) = m_{fluegas}(h_4 - h_5) \quad (2.13)$$

Dimana m_{steam} adalah laju massa uap air dan $m_{fluegas}$ adalah laju massa gas buang.

Efisiensi siklus gabungan lebih tinggi daripada siklus Rankine maupun siklus Brayton karena daya turbin yang dihasilkan merupakan gabungan dari daya turbin pada siklus tunggal (Brayton maupun Rankine) sedangkan kalor yang

dimasukkan adalah sama,. Satu-satunya kalor yang dimasukkan ke dalam siklus gabungan adalah bahan bakar yang diinjeksikan pada *combustion chamber* siklus Brayton. Nilai efisiensi siklus kombinasi dapat dihitung dengan persamaan:

$$\eta = \frac{W_{gas} + W_{vap}}{Q_{in}} \quad (2.14)$$

dengan W_{gas} dan W_{vap} adalah daya netto keluaran turbin gas dan turbin uap.

Suatu pembangkit listrik diukur performanya berdasarkan suatu nilai yang disebut dengan *Heat Rate* dengan satuan yang biasa digunakan kcal/kWh. *Heat Rate* menurut istilah teknis ketenagalistrikan adalah jumlah energi yang ditambahkan melalui perpindahan kalor ke dalam siklus (kcal), untuk menghasilkan satu unit keluaran kerja netto (kWh). Oleh karena itu, laju kalor berbanding terbalik dengan efisiensi thermal.

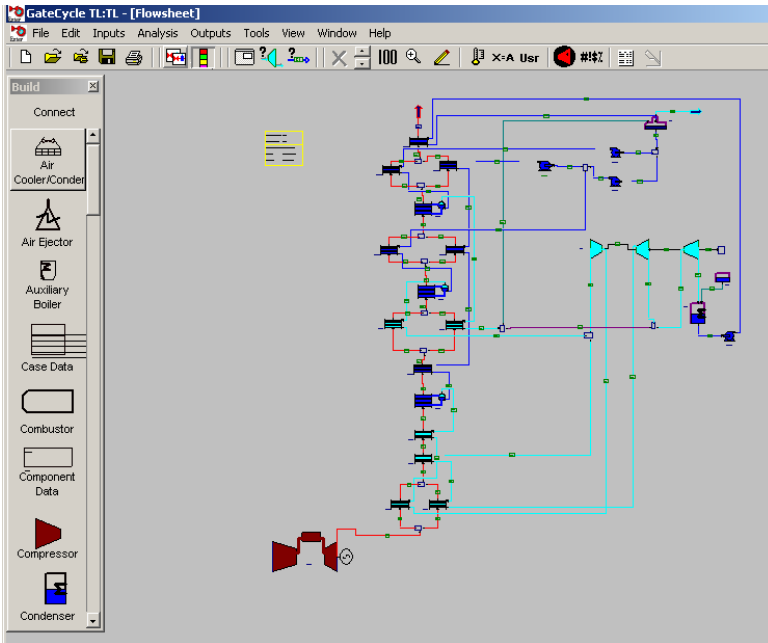
$$Heat\ rate = \frac{Total\ fuel\ heat\ input\ (kcal)}{Electrical\ generation\ (kWh)} \quad (2.15)$$

2.5. Software Gate Cycle

GateCycle adalah software simulasi keluaran GE (*General Electric*) yang mengaplikasikan dan menganalisis kinerja sebuah pembangkit thermal secara terperinci berdasarkan data variabel terukur. Gate Cycle memberikan opsi bagi user untuk melakukan analisis data dengan menggunakan modeling secara "*Design*" dan "*Off-design*", selain itu Gate Cycle dapat digunakan untuk :

1. Merancang dan meneliti sebuah design pembangkit di setiap siklusnya. Analisis yang dihasilkan oleh Gate Cycle berupa data performance dan berbagai parameter operasi yang dihasilkan oleh design pembangkit.
2. Melakukan simulasi data design performance untuk melakukan monitoring terhadap data performance yang diterbitkan oleh kontraktor.

3. Melakukan analisis dan meneliti setiap usulan perubahan terhadap kondisi default sebuah unit pembangkit.
4. Melakukan analisis dan meneliti dampak sebuah proses re-powering terhadap efisiensi unit.



Gambar. 2.17 Drawing window gate cycle 5.61.0.r konfigurasi 1-1-1

Dengan *software* ini, kita bisa membuat suatu rangkaian sistem *power plant* pada *working area* sesuai dengan desain yang kita inginkan, atau sesuai dengan *template* yang sudah disediakan. Setelah itu, kita juga dapat menentukan nilai parameter operasional yang akan *diinputkan* pada tiap komponen penyusun

sistem *power plant* tersebut. Sebagian besar data input komponen pada *gate cycle* adalah berupa laju aliran massa, tekanan dan temperatur. Output dan manfaat dari penggunaan *gate cycle* antara lain: kita dapat memperoleh nilai efisiensi, *heat rate* dan *power* yang dihasilkan sistem pembangkit, mengetahui *performance* dari sistem pembangkit secara keseluruhan maupun tiap peralatannya saja, serta prediksi dampak dari perubahan atau modifikasi pada suatu peralatan pada sistem pembangkit.

2.6 Penelitian Terdahulu

2.6.1 Analisa dan Studi Performa Pltgu Berdasarkan Kondisi Operasi Dengan Menggunakan Software Cycle Tempo

Syukron Masruri [2016] melakukan penelitian yang berjudul “**Analisa Dan Studi Performa Pltgu Berdasarkan Kondisi Operasi Dengan Menggunakan Software Cycle Tempo**”. Penelitian ini membahas performa dari Pembangkitan Cilegon yang mengalami penurunan akibat kurangnya perawatan pada HRSG. Oleh karena itu, pembangkit akan dioperasikan dari 2 GT – 2 HRSG – 1 ST menjadi 1 GT – 1 HRSG – 1 ST.

Penelitian ini menggunakan proses simulasi untuk mendapatkan karakteristik operasi dari PLTGU Cilegon pada kondisi 1 GT – 1 HRSG – 1 ST menjadi 2 GT – 2 HRSG – 1 ST. Proses simulasi menggunakan software *cycle tempo*, dimana dilakukan dengan membangun terlebih dahulu model operasi PLTGU 1 GT – 1 HRSG – 1 ST kemudian hasil permodelan tersebut menjadi patokan dalam memodelkan kondisi operasi 2 GT – 2 HRSG – 1 ST, setelah permodelan selesai dibangun akan didapatkan data hasil simulasi operasi tersebut, kemudian data simulasi tersebut dibandingkan dan dicari deviasi terhadap efisiensi yang terjadi.

Setelah simulasi dilakukan diketahui bahwa perbedaan efisiensi yang terjadi saat PLTGU beroperasi pada kondisi 1 GT – 1 HRSG – ST dan 2 GT – 2 HRSG – 1 ST bernilai sangat kecil, deviasi yang terjadi adalah 0,089%. Masing – masing nilai efisiensi dan power yang dihasilkan adalah Efisiensi turbin gas =33,323 % dengan nilai power 222,1 MW, Efisiensi *combine cycle* 1 GT – 1 HRSG – 1 ST=49,536 % dengan nilai power 330.1 MW, dan Efisiensi *combine cycle* 2 GT – 2 HRSG – 1 ST=49,447 % dengan nilai power 659,1 MW. Nilai *heat rate* mengalami kenaikan dari 6953,13 kJ/kWh pada PLTGU dioperasikan pada konfigurasi 1 – 1 – 1 menjadi 6965,65 kJ/kWh pada saat PLTGU dioperasikan pada konfigurasi 2 – 2 – 1.

Tabel. 2.2 Perbandingan operasi PLTGU

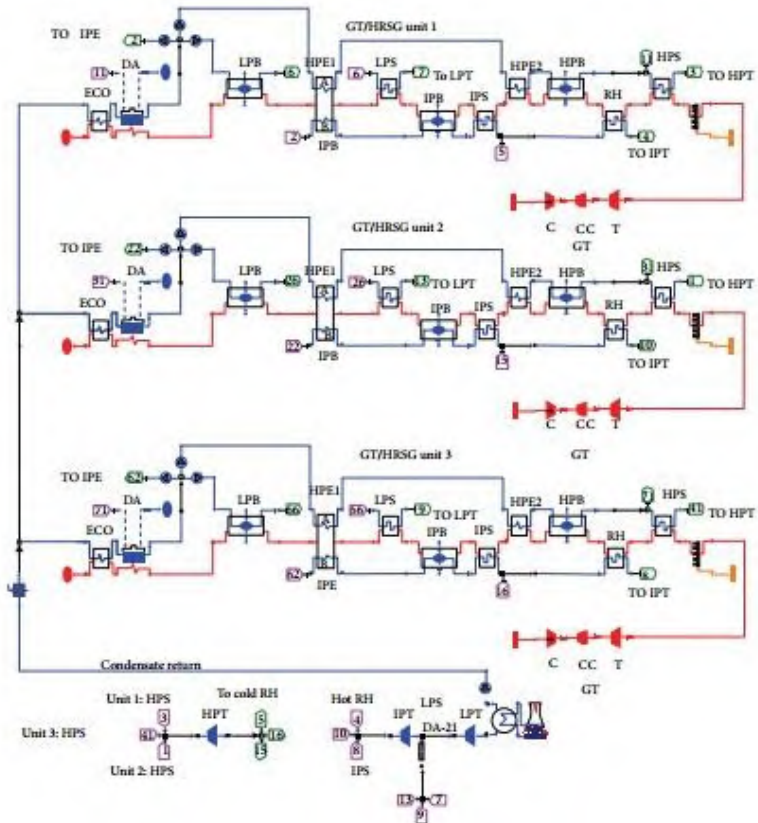
operasi	Efisiensi (%)	Power (MW)	Heat rate (Kj/kWh)
Gas turbine	33,323	222,1	10.336,07
1GT-1HRSG-1ST	49,536	330,14	6.953,13
2GT-2HRSG-1ST	49,447	659,1	6.965,65

2.6.2 Effective Parameters on Performance of Multipressure Combined Cycle Power Plants

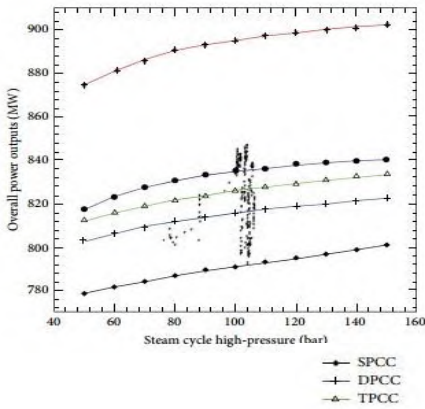
Thamir K. Ibrahim¹, and M. M. Rahman dalam penelitiannya yang berjudul “**Effective Parameters on Performance of Multipressure Combined Cycle Power Plants**” membahas tentang pengaruh desain HRSG terhadap unjuk kerja PLTGU. Penelitian ini membandingkan kinerja dari berbagai macam HRSG, antara lain : *single-pressure combinecycle (SPCC)*, *dual-pressure combine-cycle (DPCC)*, *triplepressure combine-cycle (TPCC)*, *triple-pressure with reheat, combine-cycle (TPRCC)*, and *supplementary triplepressure with reheat combine-cycle (TPRBCC)*

Penelitian dilakukan dengan membandingkan data analisa hasil permodelan yang dilakukan dengan menggunakan software

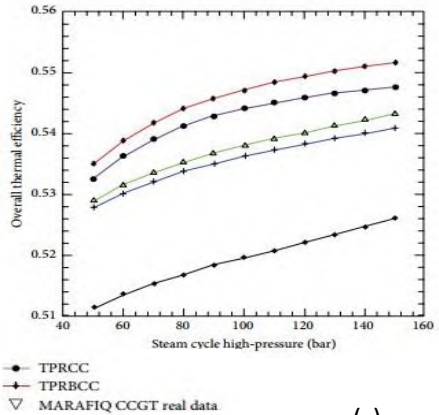
THERMOFLEX, kemudian data permodelan tersebut dibandingkan dengan data operasi pembangkit listrik. Pembangkit listrik yang diteliti adalah pembangkit listrik MARAFIQ CCGT di Saudi Arabia



Gambar 2.18 Skematik MARAFIQ CCGT power plant.



(a)



(b)

()

Gambar 2.19 (a) Grafik efek tekanan uap – daya pembangkit dan

(b)Grafik tekanan uap - efisiensi sistem

Performa dari CCGT power plant dikoreksi menggunakan beberapa parameter. Parameter yang digunakan adalah compression ratio dan steam pressure. Dari grafik diatas, dapat dilihat bahwa semakin besar nilai steam pressure dari HRSG, efisiensi system juga meningkat dan diikuti dengan daya pembangkit listrik semakin meningkat. Daya dan efisiensi terbesar terdapat pada *supplementary triple-pressure with reheat combine-cycle (TPRBCC)*

BAB III

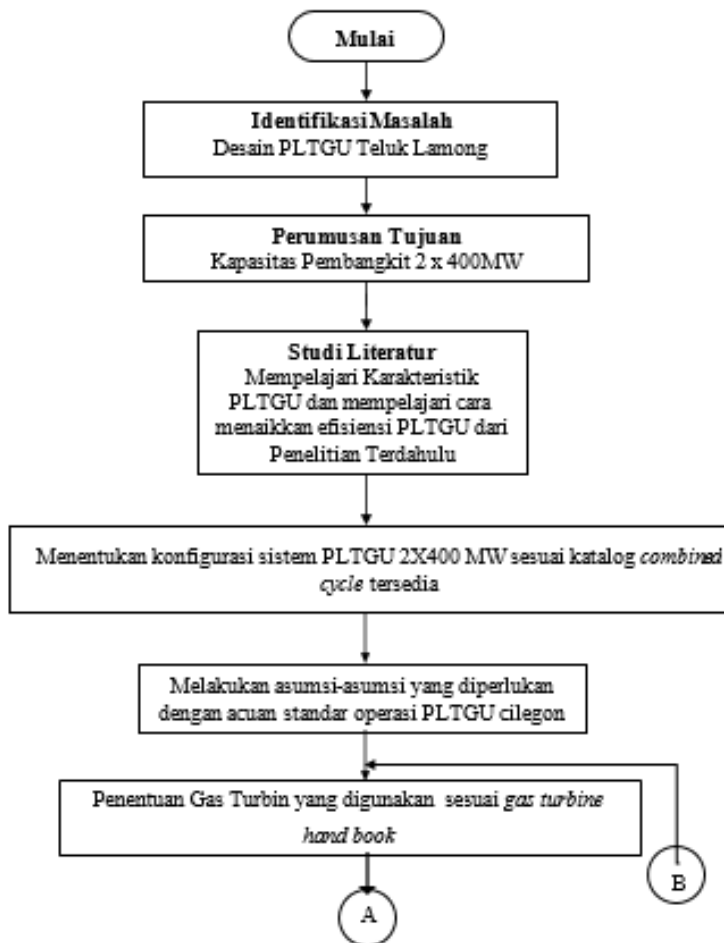
METODE PENELITIAN

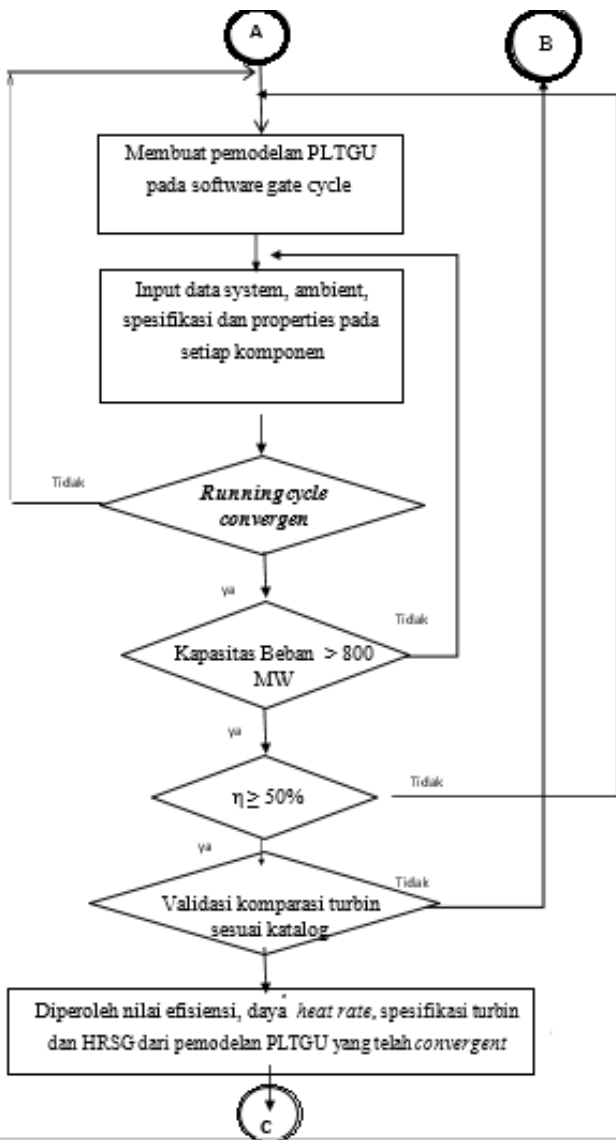
3.1 Metodologi

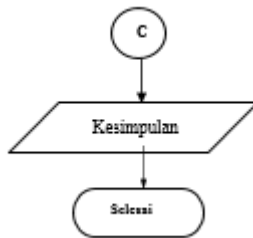
Metodologi merupakan kerangka dasar dari tahapan penyelesaian tugas akhir. Metodologi penulisan tugas akhir ini mencakup semua kegiatan yang dilaksanakan untuk memecahkan masalah atau melakukan proses analisa terhadap permasalahan tugas akhir.

3.2 Flowchart Penelitian

Kerangka atau alur berpikir digunakan untuk mempermudah proses penelitian. Adapun kerangka berpikir penelitian ini dijelaskan pada *flowchart* penelitian dibawah ini,







Gambar 3.1 Flowchart Penelitian

3.3 Penjelasan Flowchart Penelitian

Proses dalam penyelesaian penelitian ini melalui beberapa tahap sebagai berikut,

3.3.1 Tahap Identifikasi

Pada tahap awal identifikasi dilakukan pengamatan terhadap masalah yang sedang terjadi. Setelah mengetahui permasalahannya lalu dirumuskan menjadi tujuan dari penelitian yaitu merancang pembangkit dengan kapasitas 2 X 400 MW. Studi literatur bertujuan mencari dan mempelajari bahan pustaka yang berkaitan dengan pembangkit listrik tenaga uap. Studi literatur diperoleh dari berbagai sumber. Antara lain : buku pegangan dan jurnal ilmiah dari penelitian terdahulu

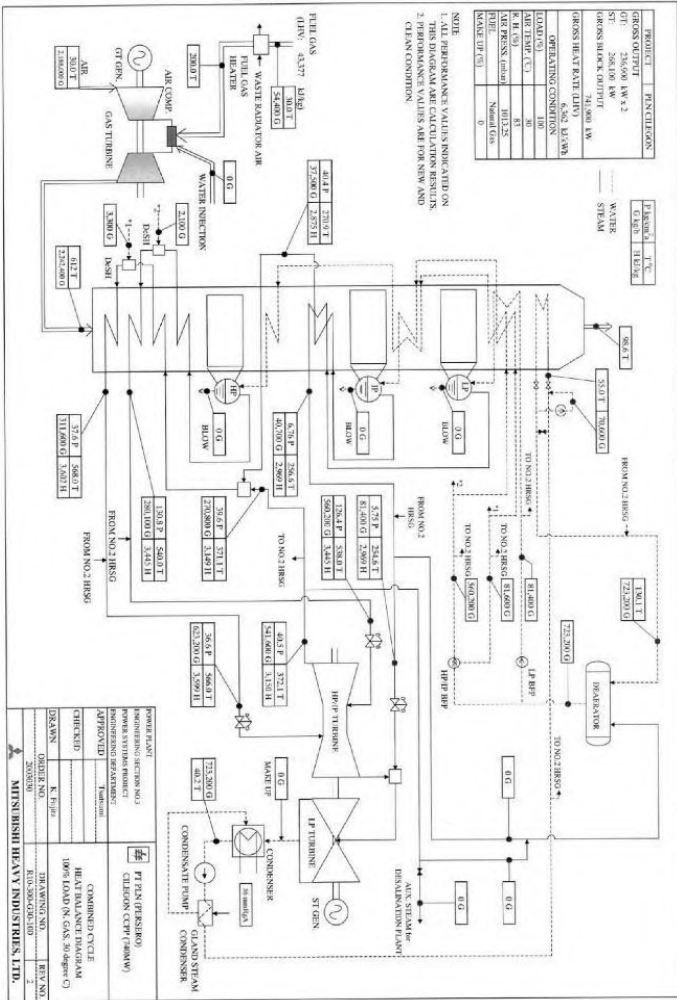
3.3.2 Tahap Analisis dan pengumpulan data

Data yang berkaitan dengan topik permasalahan diperlukan sebagai parameter yang dimasukkan dalam pemodelan dan simulasi menggunakan *gate cycle*. Data yang digunakan adalah data *heat balance* PLTGU cilegon .

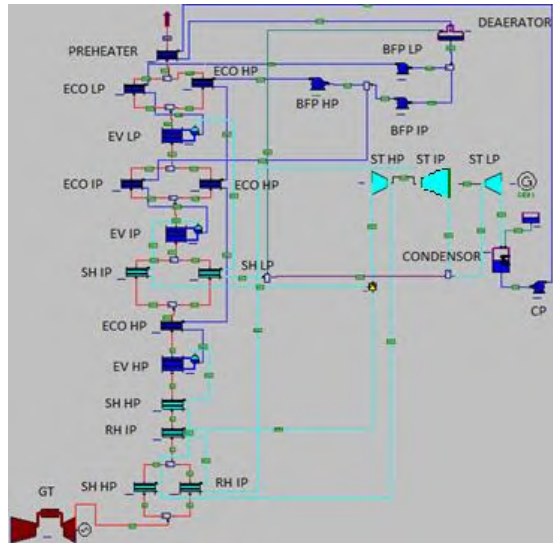
3.3.3 Tahap Simulasi

Pada tahap ini akan dilakukan permodelan system PLTGU teluk lamong menggunakan software gate cycle. Sebelum melakukan permodelan tentunya harus ditentukan terlebih dahulu konfigurasi dan komponen yang akan digunakan. Selanjutnya memasukkan nilai parameter pada setiap komponen PLTGU teluk lamong sesuai dengan rancangan awal. Jika pada permodelan telah sukses (konvergen), maka dapat dilanjutkan dengan plotting *thermal efficiency*, *net power output* dan *net heat rate*. Sehingga, menghasilkan effiseinsi system kurang lebih 60 %. Adapun tahapan dalam pembuatan simulasi gate cycle adalah sebagai berikut :

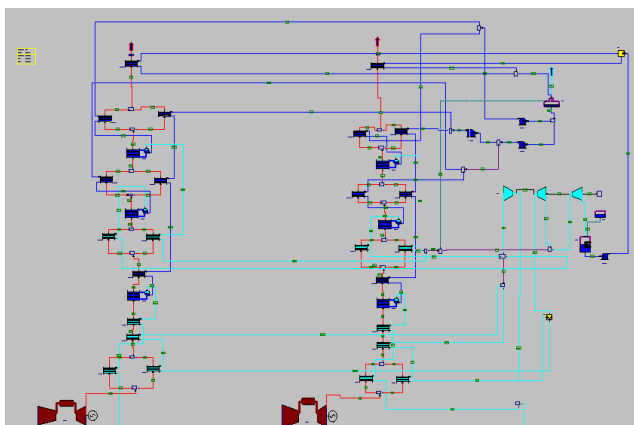
1. Membuat pemodelan PLTGU pada *software Gate Cycle* berdasarkan *heat balance diagram* dengan beberapa penyederhanaan. Pada pemodelan ini digunakan dua macam konfigurasi PLTGU yaitu konfigurasi 1-1-1 (1 GT - 1 HRSG - 1 ST) untuk mensimulasikan kondisi ketika hanya satu gas turbin yang bekerja dan 2-2-1 (2 GT - 2 HRSG - 2 ST) untuk mensimulasikan ketika kedua gas turbin bekerja. Dalam satu HRSG (*Heat Steam Recovery Generator*) terdiri tiga tingkat tekanan LP (*Low Pressure*), IP (*Intermediate Pressure*) dan HP (*High Pressure*)



Gambar 3.2 heat balanced PLTGU Cilegon

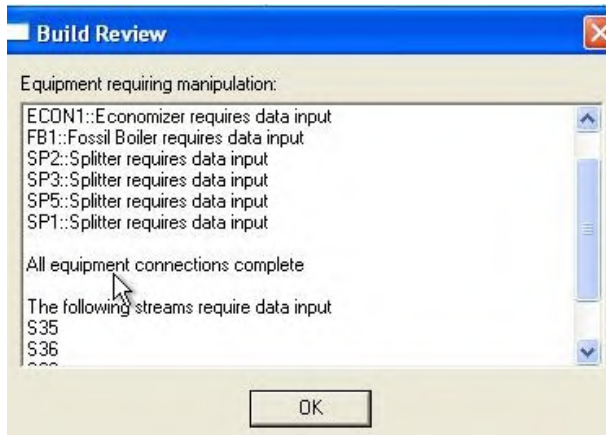


Gambar 3.3 Permodelan PLTGU Konfigurasi 1-1-1 dengan triple pressure reheat



Gambar 3.4 Permodelan PLTGU Konfigurasi 2-2-1 triple pressure reheat

2. Mengecek keterhubungan rangkaian pemodelan pada menu “Build Review”. Jika terdapat keterangan “*All equipment connections complete*” mengidentifikasi bahwa rangkain sudah terhubung dengan benar



Gambar 3.5 Tampilan Dari Build Review Di Software Gate Cycle

3. Memilih spesifikasi turbin gas dan uap yang sesuai dengan kebutuhan PLTGU (2x400MW) berdasarkan katalog *gas turbine handbook*

Combined Cycles Specs

2013 GTW Combined Cycle Specs

Model	First Year In Service	Net Plant Output (kW)	Heat Rate (Btu/kWh)	Net Plant Efficiency	Heat Rate (kJ/kWh)	Condensere Pressure	Gas Turbine Power (kW)	Steam Turbine Power (kW)	No. & Type Gas Turbine	Comments
Siemens Energy (50/60 Hz)										
SCC-600 1x1	1981	35 900 kW	6843 Btu	49.9%	7220 kJ	****	23 880 kW	12 600 kW	1 x SGT-600	dual pressure, no reheat
SCC-600 2x1	1981	73 280 kW	6702 Btu	50.9%	7071 kJ	****	47 780 kW	26 450 kW	2 x SGT-600	dual pressure, no reheat
SCC-700 1x1	1999	45 160 kW	6517 Btu	52.3%	6976 kJ	****	31 300 kW	14 410 kW	1 x SGT-700	dual pressure, no reheat
SCC-700 2x1	1999	91 620 kW	6424 Btu	53.1%	6778 kJ	****	62 600 kW	30 040 kW	2 x SGT-700	dual pressure, no reheat
SCC-750 1X1	2012	47 340 kW	6684 Btu	51.0%	7052 kJ	****	34 840 kW	12 500 kW	1 x SGT-750	dual pressure, no reheat
SCC-750 2X1	2012	94 700 kW	6690 Btu	51.7%	6964 kJ	****	69 690 kW	26 020 kW	2 x SGT-750	dual pressure, no reheat
SCC-800 1x1	1998	66 570 kW	6344 Btu	53.8%	6693 kJ	****	46 300 kW	21 000 kW	1 x SGT-800	dual pressure, no reheat
SCC-800 2x1	1998	135 370 kW	6239 Btu	54.7%	6583 kJ	****	92 600 kW	44 200 kW	2 x SGT-800	dual pressure, no reheat
SCC-800 1x1	2010	71 400 kW	6189 Btu	55.1%	6530 kJ	****	49 100 kW	23 100 kW	1 x SGT-800	dual pressure, no reheat
SCC-800 2x1	2010	143 600 kW	6155 Btu	55.4%	6494 kJ	****	98 300 kW	46 800 kW	2 x SGT-800	dual pressure, no reheat
Siemens Energy (50 Hz)										
SCCS-2000E 1x1	1981	253 000 kW	6499 Btu	52.5%	6857 kJ	****	168 000 kW	89 000 kW	1 x SGT5-2000E	dual pressure, no reheat
SCCS-2000E 2x1	1981	512 000 kW	6426 Btu	53.1%	6780 kJ	****	336 000 kW	184 000 kW	2 x SGT5-2000E	dual pressure, no reheat
SCCS-4000F 1S*	1995	431 000 kW	5812 Btu	58.7%	6133 kJ	****	289 000 kW	138 000 kW	1 x SGT5-4000F	triple pressure, reheat
SCCS-4000F 2x1	1995	862 000 kW	5812 Btu	58.7%	6133 kJ	****	578 000 kW	296 000 kW	2 x SGT5-4000F	triple pressure, reheat
SCCS-8000H 1S*	2009	570 000 kW	<5687 Btu	>60.0%	<6000 kJ	****	375 000 kW	195 000 kW	1 x SGT5-8000H	triple pressure, reheat
SCCS-8000H 2x1	2010	1 140 000 kW	<5687 Btu	>60.0%	<6000 kJ	****	750 000 kW	390 000 kW	2 x SGT5-8000F	triple pressure, reheat

*Note: Siemens model 1S designates single shaft

Gambar 3.6 spesifikasi combined cycle power plant

4. Memasukkan data *properties* pada setiap komponen berdasarkan spesifikasi sesuai dengan kebutuhan dalam mencapai target daya yaitu sebesar 2 x 400 MW.

Gas Turbine (Data)

UOM: Report Help Steam

ID: STD1 Description: Gas Turbine Data

Calculation Method: Specify Heatrate

Engine Net Power:	232.00	MW
Heatrate	9000.0	kJ/MW-hr
Exhaust Flow Rate:	2.0000e+006	kg/hr
Exhaust Temperature:	608.00	C
Fuel LHV:	50009.	kJ/kg
Generator Efficiency:	0.98500	
Auxiliary Losses:	0.00000	kW
Fuel Flow Damping:	0.00000	

Use System Air
 Input fixed Relative Energy Balance Difference

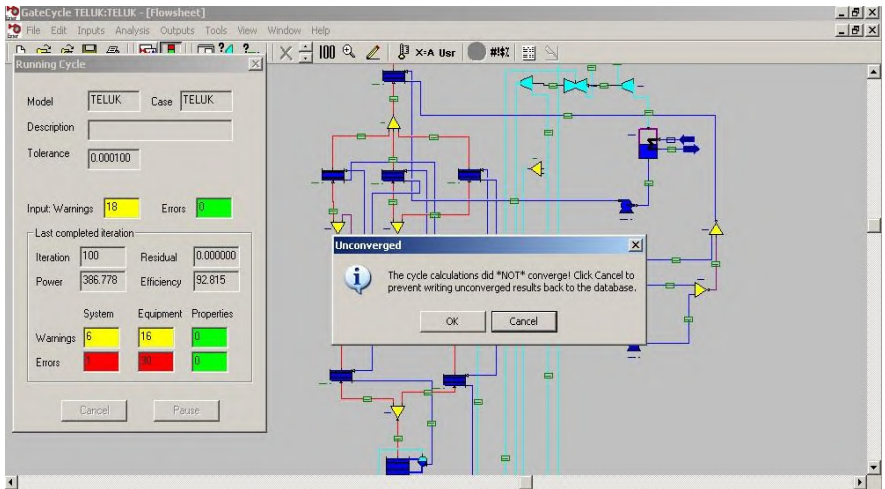
OK Cancel

Pressure Drop
Flows...
Tolerances

Exit the window after saving all data

Gambar 3.7 Tampilan Input Data Properties Pada Komponen PLTGU

- Melakukan “*running*” pada pemodelan yang telah dibuat. Jika masih belum *convergent*, tinjau *error* dan *warning* yang terjadi kemudian diperbaiki hingga didapat hasil yang *convergent*. pemodelan yang sudah “*convergent*” ditandai dengan munculnya output berupa nilai daya dan efisiensi.



Gambar 3.8 Hasil Running Gate Cycle Belum Convergent

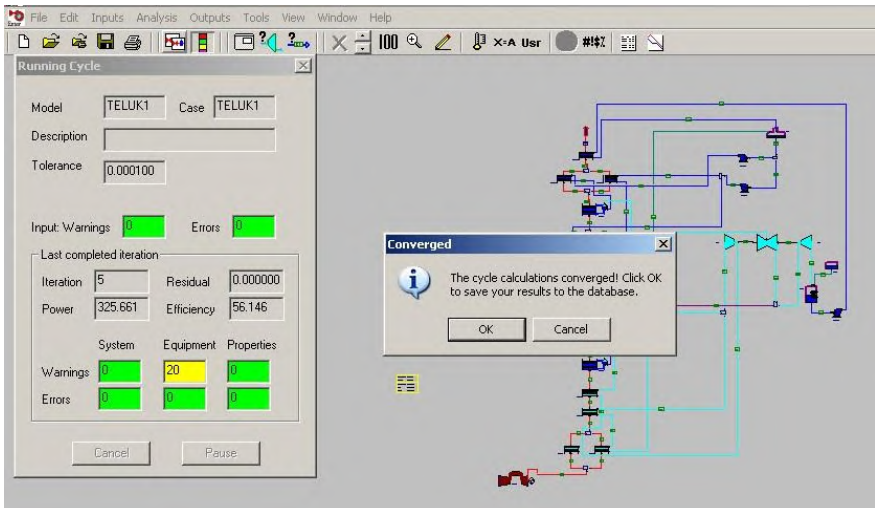
```

cycle.err - Notepad
File Edit Format View Help

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%
%%                               GateCycle(tm) Analysis Program
%%                               version 5.61.0.r
%%
%%                               32-bit version for Windows NT, 98, ME, 2000 or XP
%%
%%                               GE Energy
%%
%%                               1631 Bently Parkway south, Minden, Nevada, USA 89423
%%                               +1 (775) 215-1818 Fax: +1 (775) 215-2890
%%
%%                               Burggasse 17, 8010 Graz, Austria
%%                               +43 316 674422 Fax: +43 316 67442211
%%
%%                               GateCycle Development was Sponsored in part by EPRI
%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
04/03/16 22:07:26
Model: TELUK  teluk lamong
Case: TELUK
This is the design-point reference case for this model.
There are 41 components in this model, out of a maximum of 400
Tolerances - Overall system: 0.0001 For Property Calc: 0.0001
----- Reading All Component Input Data -----
** WARNING - SP1 - input mole Fracs = 0.0 - setting to air
** WARNING - SP2 - input mole Fracs = 0.0 - setting to air
** WARNING - SP3 - input mole Fracs = 0.0 - setting to air
** WARNING - SP4 - input mole Fracs = 0.0 - setting to air
** WARNING - SP5 - input mole Fracs = 0.0 - setting to air
** WARNING - M1 - input mole Fracs = 0.0 - setting to air
** WARNING - M1 - input mole Fracs = 0.0 - setting to air
** WARNING - M2 - input mole Fracs = 0.0 - setting to air
** WARNING - M3 - input mole Fracs = 0.0 - setting to air
** WARNING - M3 - input mole Fracs = 0.0 - setting to air

```

Gambar 3.9 Hasil List Error Pada Running Gate Cycle Yang Belum Convergent



Gambar 3.10 Hasil running gate cyle yang sudah convergent

5. Setelah hasil permodelan convergent, diperoleh data spesifikasi dari komponen yang digunakan

The screenshot shows the 'Evaporator' dialog box with the following data:

Parameter	Value	Unit
ID	EVAP2	
Description	Evaporator	
Calculational Method	Surface Area	
Surface Area	123.53	m ²
Specify Heat Transfer Coefficient	7.9999	kJ/sec-m ² -K
Pressure Method	Set Inlet Pressure Drop	
Pressure Drop	0.00000	kPa

Additional options and buttons visible in the dialog include:

- Run Off Design
- Do Not Overwrite
- Buttons: OK, Cancel, Flows..., Blowdown..., Tolerances..., Losses..., Correlations, Limits..., Perf. Factors...

Evaporator Method Flag (EvaporatorMethodFlag[0])

Gambar 3.11 Data spesifikasi alat yang diperoleh

3.3.4 Tahap Pengambilan Kesimpulan

Tahapan ini merupakan ujung dari analisis simulasi pada PLTGU Teluk Lamong dengan menarik kesimpulan yang didapat berupa, daya, *heat rate*, efisiensi, spesifikasi turbin gas dan HRSG yang digunakan pada pembangkit

(halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB IV

ANALISIS DATA DAN PEMBAHASAN

4. 1 Membangun Pemodelan PLTGU Kapasitas 800MW dengan 2 blok masing – masing 400 MW konfigurasi 2-2-1

Pada perancangan PLTGU berkapasitas 800 MW ini dibagi menjadi 2 blok, masing – masing 400 MW dengan konfigurasi 2-2-1. Sehingga dalam permodelan dibentuk satu blok dengan asumsi hasil simulasi kedua blok adalah sama. Untuk memahami karakteristik performa PLTGU maka dibuat permodelan dengan 2 model yaitu konfigurasi 2-2-1 dan 1-1-1. Pada konfigurasi 2-2-1 artinya sistem menggunakan 2 gas turbin, 2 HRSG dan 1 steam turbine. Sedangkan konfigurasi 1-1-1 adalah kondisi dimana salah satu turbin gas pada konfigurasi 2-2-1 dimatikan sehingga jumlah *steam mass flowrate* pada sistem adalah setengah dari *steam mass flowrate* total dari konfigurasi 2-2-1.

4.1.1 Menentukan Spesifikasi Gas Turbine

Katalog *world gas turbine handbook* adalah acuan dalam membangun PLTGU yang memiliki kapasitas 400 MW. Dalam menentukan acuan gas turbin yang digunakan, maka digunakan acuan combined cycle pada katalog. Dimana kapasitas yang mendekati 400 MW pada katalog adalah MPeP2(M701) milik Mitsubhisi Heavy Industries dengan kapasitas 427 MW dengan efisiensi sebesar 51,6%. Turbin gas yang digunakan adalah Mitsubishi M701DA. Data spesifikasi Mitsubishi M701DA ditunjukkan pada tabel 4.1 berikut:

Tabel 4.1 Spesifikasi Gas Turbine M701 DA

MITSUBISHI M701 DA	
Fuel	Natural gas
Electrical output (MW)	144
Efficiency (%)	34,8
Heat Rate(Kj/kWh)	10350
Exhaust Gas Flow (kg/s)	440,89
ExhaustGas Temperature (°C)	542,22
Weight (kg)	199996,85
Turbine speed (rpm)	3000
Dimension (L x Wx H) m	12,5 x 5,18 x 5,18

Referensi : *gas turbine world handbook 2013*

4.1.2 Menentukan Spesifikasi Steam Turbine

Berdasarkan *world gas turbine handbook* untuk combined cycle kapasitas 427 MW maka dibutuhkan steam turbine yang dapat menghasilkan power sebesar 142,4 MW. Oleh karena itu, maka dipilih steam turbine yang mendekati dengan kapasitas yang dibutuhkan. *Steam turbine* yang digunakan adalah SST-700 Series fabrikasi Siemens. Data spesifikasi SST-700 Series ditunjukkan pada tabel 4.2

Tabel 4.2 Spesifikasi Steam Turbine SST-700 Series

SST-700 Series	
Speed (rpm)	3000 -13200
Power Output (MW)	up to 165
Temperature Steam Inlet (° C)	585
Pressure Steam Inlet (bar)	Up to 165
Area (m)	(22x 15 x 6)

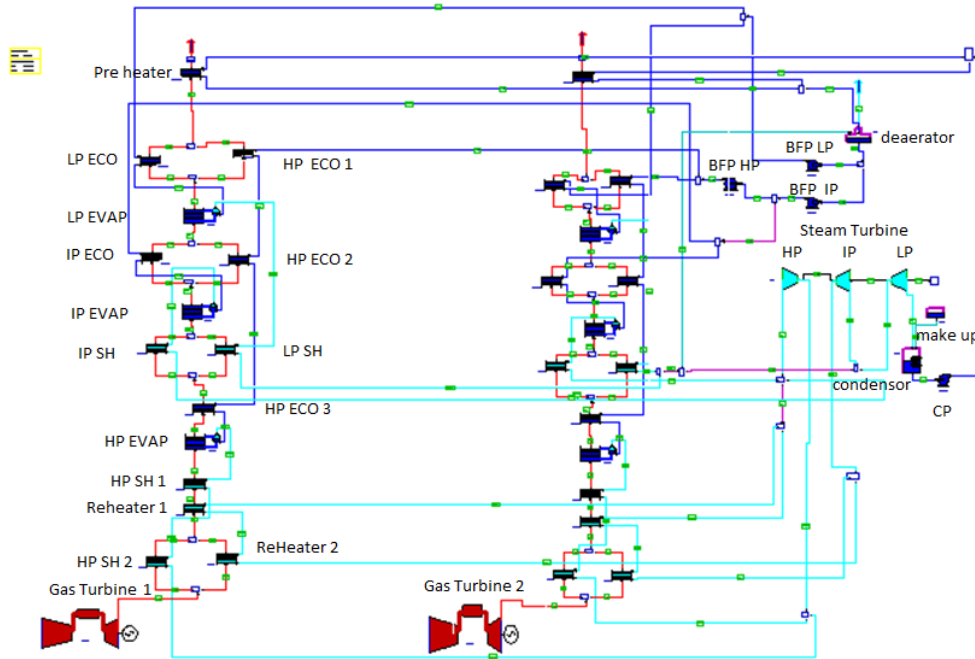
Referensi : *www.peimagazine.com*

4.1.3 Membangun Permodelan pada Gate Cycle

Pembuatan permodelan PLTGU TELUK LAMONG menggunakan bantuan software GateCycle. Permodelan menggunakan beberapa referensi pembangkit PLTGU yang sudah beroperasi saat ini. Salah satu referensi yang digunakan adalah PLTGU CILEGON (terlampir).

Perencanaan pembangunan PLTGU ini menggunakan *Software GateCycle* dengan referensi *Heat Balance Diagram* PLTGU PT. Cilegon. Setelah mendapatkan spesifikasi gas turbine dan steam turbine, maka dilanjutkan membangun permodelan pada software gate cycle. Pada permodelan untuk konfigurasi 2-2-1 komponen yang digunakan adalah sebagai berikut: 1 steam turbine, 2 gas turbine, 2pre-heater, dearator, 2 LP pump, 2 IP Pump, 2 HP Pump, 2 LP economizer, IP Economizer, 6 HP Economizer, 2 LP Evaporator, 2 IP Evaporator, 2 HP Evaporator, 2 LP Superheater, 2 IP Superheater, 4 HP Superheater, 4 Reheater, 1 Condenser, 1 Make Up, 14 Mixer, dan 16 Splitter

Setelah merangkai seluruh komponen menjadi model PLTGU seperti pada gambar 4.1, maka selanjutnya melakukan proses input data ke masing-masing komponen (terlampir). Segala komponen yang dibutuhkan dapat diambil dari *toolbar build palette* pada *software GateCycle*..Kemudian data input diiterasi oleh *software gate cycle* secara otomatis hingga *convergent* sehingga tidak ada *error* dan *warning* sistem. Setelah itu, hasil dari permodelan akan disesuaikan dengan kebutuhan yang diinginkan. Kapasitas yang dibutuhkan adalah 427 MW dengan efficiency 51,6% dengan *error* maksimal 5%. Apabila hasil yang diperoleh tidak sesuai target maka akan dilakukan perubahan data input pada komponen yaitu mass flow rate steam, temperatur output, effectiveness dan pinch point.



Gambar 4.1 Skema Pemodelan PLTGU Konfigurasi 2-2-1 Pada Gate-Cycle

4.2 Membangun Pemodelan PLTGU Kapasitas 800 MW dengan 2 blok masing – masing 400 MW konfigurasi 1-1-1

Pada perancangan PLTGU berkapasitas 800 MW ini dibagi menjadi 2 blok, masing – masing blok berkapasitas 400 MW dengan konfigurasi 1-1-1. Sehingga dalam permodelan dibentuk satu blok dengan asumsi hasil simulasi kedua blok adalah sama. Pada permodelan ini hanya menggunakan 1 gas turbine, 1 steam turbine dan 1 heat recovery steam generator

4.2.1 Menentukan Spesifikasi Gas Turbine

Katalog *world gas turbine handbook* adalah acuan dalam membangun PLTGU yang memiliki kapasitas 400 MW. Dalam menentukan acuan gas turbin yang digunakan, maka digunakan acuan combined cycle pada katalog. Dimana kapasitas yang mendekati 400 MW pada katalog adalah SCC5-4000F 1S milik Siemens Energy dengan kapasitas 427 MW dan efisiensi sebesar 58,7 %. Turbin gas yang digunakan adalah SIEMENS SGT-4000F. Data spesifikasi SIEMENS SGT-4000F ditunjukkan pada tabel 4.1 berikut:

Tabel 4.3 Spesifikasi Gas Turbine SGT – 4000F

SIEMENS SGT-4000F	
Fuel	Natural gas
Electrical output (MW)	295
Efficiency (%)	40
Heat Rate(Kj/kWh)	9054
Exhaust Gas Flow (kg/s)	692,18
ExhaustGas Temperature (°C)	585,5
Weight (kg)	312071,55
Turbine speed (rpm)	3000
Dimension (L x Wx H) m	11x4,8x4,8

Referensi : *gas turbine world handbook 2013*

4.2.2 Menentukan Spesifikasi Steam Turbine

Berdasarkan *world gas turbine handbook* untuk combined cycle SCC5-4000F 1S milik Siemens Energy dengan kapasitas 427 MW. Maka dibutuhkan steam turbine yang dapat menghasilkan power sebesar 138 MW. Oleh karena itu, dipilih steam turbine yang mendekati dengan kapasitas yang dibutuhkan. *Steam turbine* yang digunakan adalah SST-700 Series fabrikasi Siemens. Data spesifikasi SST-700 Series ditunjukkan pada tabel 4.4

Tabel 4.4 Spesifikasi Steam Turbine SST-700 Series

SST-700 Series	
Speed (rpm)	3000 -13200
Power Output (MW)	up to 165
Temperature Steam Inlet (°C)	585
Pressure Steam Inlet (bar)	Up to 165
Area (m)	(22x 15 x 6)

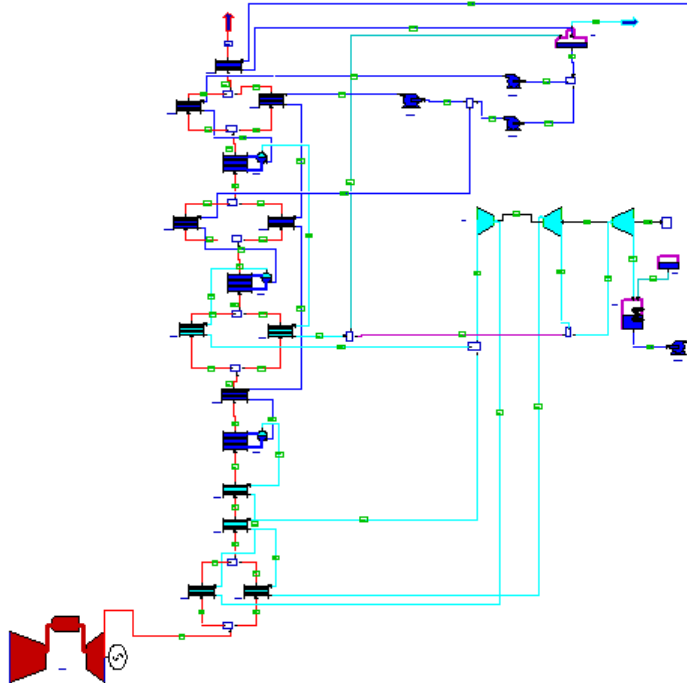
Referensi : www.peimagazine.com

4.2.3 Membangun Pemodelan pada Gate Cycle

Perencanaan pembangunan PLTGU ini menggunakan *Software GateCycle* dengan referensi *Heat Balance Diagram* PLTGU PT. Cilegon. Setelah mendapatkan spesifikasi gas turbine dan steam turbine, maka dilanjutkan membangun pemodelan pada software gate cycle. Pada pemodelan untuk konfigurasi 1-1-1 komponen yang digunakan adalah sebagai berikut: 1 steam turbine, gas turbine, pre-heater, dearator, LP pump, IP Pump, HP Pump, LP economizer, IP Economizer, 3 HP Economizer,

LP Evaporator, IP Evaporator, HP Evaporator, LP Superheater, IP Superheater, 2 HP Superheater, 2 Reheater, Condenser, Make Up, 6 Mixer, dan 7 Splitter

Setelah merangkai seluruh komponen menjadi model PLTGU, maka selanjutnya melakukan proses input data ke masing-masing komponen (terlampir). Segala komponen yang dibutuhkan dapat diambil dari *toolbar build palette* pada *software GateCycle*. Kemudian data input diiterasi oleh *software gate cycle* secara otomatis hingga *convergent* sehingga tidak ada *error* dan *warning* sistem. Setelah itu, hasil dari permodelan akan disesuaikan dengan kebutuhan yang diinginkan. Kapasitas yang dibutuhkan adalah 427 MW dengan *efficiency* 58,7% dengan *error* maksimal 5%. Apabila hasil yang diperoleh tidak sesuai target maka akan dilakukan perubahan data input pada komponen yaitu *mass flow rate steam*, *temperatur output*, *effectiveness* dan *pinch point*.



Gambar 4.2 Skema Pemodelan PLTGU Konfigurasi 1-1-1 Pada Gate-Cycle

4.3 Analisa *Properties* Turbin Gas pada Kapasitas 2x400MW (M701D) dan 2 x 400 MW (SGT5-4000F) Dengan Variasi Beban

Tabel 4.5 *Properties* Gas Turbine M701D dan SGT -4000F dengan Variasi Beban

Parameter	400 MW (M701D)				400 MW (SGT-4000F)			
	100%	75%	50%	30%	100%	75%	50%	30%
Gas Turbine Power (MW)	144	108	72	43,2	295	221,25	147,5	88,5
M(fuel)- kg/s	8,56	6,42	4,28	2,568	15,3	11,475	7,65	4,59
M(air)-kg/s	432,3	324,23	216,15	129,69	676,95	507,72	338,48	203,08
M(af)-kg/s	440,89	330,67	220,44	132,26	692,18	519,13	346,09	207,65
Temperature Inlet Turbine (°C)	1050	1044	1037	1030	1191,32	1185,5	1179,3	1174
Exhaust Temperature (°C)	542	537,8	533,5	529,18	585,56	582,14	578,5	575,4

Tabel 4.5 merupakan hasil perhitungan *properties* gas turbine untuk setiap pembebanan kapasitas 2x400MW untuk konfigurasi 2-2-1 dan 1-1-1. Dapat dilihat bahwa untuk kedua gas turbine mengalami penurunan gas turbine power , nilai temperature inlet turbine (TIT) dan exhaust temperature ketika beban semakin kecil.

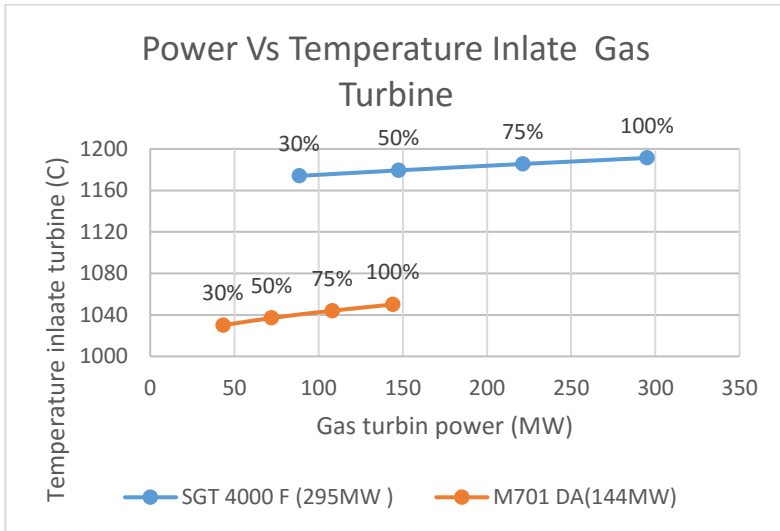
Pada beban 100% ,gas turbine M701D memiliki nilai gas turbine power ,TIT dan exhaust temperature masing-masing sebesar 144MW ; 1050°C dan 542 °C. Sedangkan SGT-4000F memiliki nilai gas turbine power ,TIT dan exhaust temperature masing-masing sebesar 295 MW; 1191,32°C dan 585,56°C.

Pada beban 75% ,gas turbine M701D memiliki nilai gas turbine power ,TIT dan exhaust temperature masing-masing sebesar 108MW ; 1044°C dan 537,8 °C. Sedangkan SGT-4000 F memiliki nilai gas turbine power ,TIT dan exhaust temperature masing-masing sebesar 221,25 MW; 1185,5°C dan 582,14°C

Pada beban 50% ,gas turbine M701D memiliki nilai gas turbine power ,TIT dan exhaust temperature masing-masing sebesar 72MW ; 1037°C dan 533,5 °C. Sedangkan SGT-4000F memiliki nilai gas turbine power ,TIT dan exhaust temperature masing-masing sebesar 147,5 MW; 1179,3°C dan 578,5°C.

Pada beban 30% ,gas turbine M701D memiliki nilai gas turbine power ,TIT dan exhaust temperature masing-masing sebesar 43,2MW ; 1030°C dan 529,18 °C. Sedangkan SGT-4000F memiliki nilai gas turbine power ,TIT dan exhaust temperature masing-masing sebesar 88,5 MW; 1174°C dan 575,4°C.

4.3.1 Grafik Variasi Gas Turbine Power dengan Temperature Inlet Turbine (TIT)



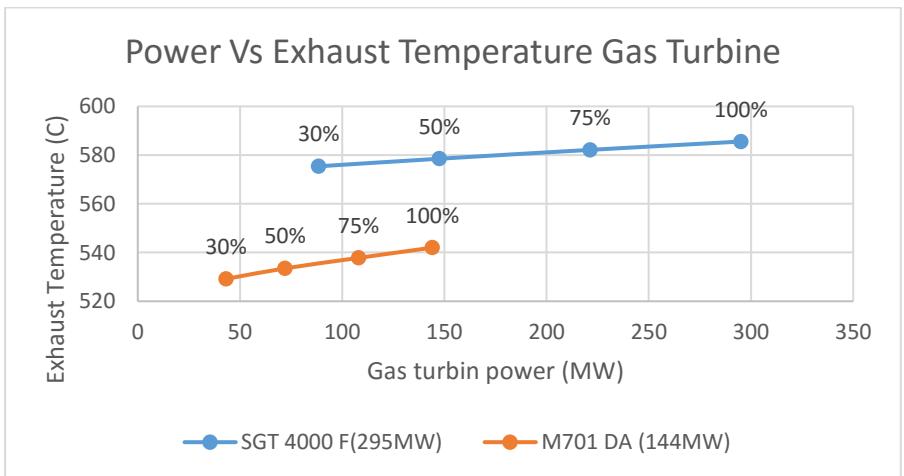
Grafik 4.1 Perbandingan antara *Gas Turbine Power* dengan TIT pada Gas Turbine M701D dan SGT- 4000F

Grafik 4.1 menunjukkan trendline peningkatan nilai *temperature inlet turbine* turbin gas pada PLTGU terhadap kenaikan nilai gas turbine power baik untuk SGT – 4000 F maupun M701-DA. Nilai *gas turbine power* SGT – 4000F sebesar 88,5MW, 147,5MW, 221,25MW, 295 MW. Sedangkan nilai *temperature inlet turbine* adalah 1191,32°C, 1185,5°C, 1179,3°C, 1174°C. Selanjutnya, untuk M701DA dengan nilai *gas turbine power* sebesar 43,2MW , 72MW, 108MW, dan 144 MW didapatkan nilai *temperature inlet turbine* berturut-turut sebesar 1050°C, 1044°C, 1037°C dan 1030°C. Hal ini dikarenakan ketika beban meningkat ,maka *fuel massflowrate* mengalami peningkatan sehingga menyebabkan panas yang dihasilkan

bertambah. Penambahan panas yang dihasilkan membuat nilai *temperature inlet turbine* naik.

Pada pembebanan yang sama, nilai TIT pada M701D selalu lebih kecil daripada SGT-4000F. Hal ini karena panas yang dihasilkan M701D lebih kecil daripada SGT-4000 F. Perbedaan panas yang terjadi akibat dari nilai *pressure ratio* dan *air to fuel ratio (AFR)*. Pressure ratio M701D sebesar 14 sementara pressure ratio SGT-4000F sebesar 18,8. Dengan pressure ratio yang rendah maka temperatur udara yang masuk pada *combustion chamber* semakin rendah yang menyebabkan panas yang dihasilkan semakin rendah. Nilai AFR M701D sebesar 51 (terlampir) sedangkan nilai AFR SGT -4000 F sebesar 44 (terlampir). Dimana nilai AFR berbanding terbalik dengan besarnya suhu yang dihasilkan.

4.3.2 Grafik Variasi Gas Turbine Power dengan Exhaust Temperature



Grafik 4.2 Gas Turbine Power dengan Exhaust Temperature pada Gas Turbine M701D dan SGT-4000F

Grafik 4.2 menunjukkan trendline peningkatan nilai *exhaust temperature* turbin gas pada PLTGU terhadap kenaikan nilai *gas turbine power* untuk SGT – 4000 F maupun M701 DA. Nilai *gas turbine power* SGT – 4000F sebesar 43,2 MW; 88,5MW ;147,5MW ;221,25MW dan 295 MW. Sedangkan nilai *temperature exhaust turbine* adalah 573,4°C ; 578,5° C ; 582,14°C dan 585,56°C.Selanjutnya, Untuk M701DA dengan nilai *gas turbine power* sebesar 72,108,dan144 MW didapatkan nilai *temperature exhaust turbine* berturut-turut sebesar 529,18°C; 533,5° C; 537,8°C; 542°C. Hal ini dikarenakan ketika beban meningkat ,maka *fuel massflowrate* mengalami peningkatan ,sehingga menyebabkan panas yang dihasilkan bertambah. Peningkatan panas yang dihasilkan membuat nilai *exhaust temperature* naik..Pada pembebanan yang sama, nilai *exhaust temperature*

pada SGT- 4000F selalu lebih besar daripada M701D. Hal ini karena TIT yang dihasilkan SGT -4000 F lebih besar daripada M701D. Nilai TIT berbanding lurus dengan *exhaust temperature* sehingga nilai *exhaust temperature* yang dihasilkan semakin besar seiring bertambahnya beban.

4.4 Analisa Performa PLTGU

Pada perancangan permodelan PLTGU ini sebenarnya membuat 2 blok pembangkit. Tapi karena blok yang digunakan adalah sama, maka hanya disimulasikan 1 blok. untuk memperjelas susunan konfigurasi dan total daya sebenarnya maka dibuat tabel berikut.

Tabel 4.6 PLTGU kapasitas 800MW dengan 2 blok masing – masing 400 MW konfigurasi 2-2-1

Load (%)	Konfigurasi	Power 1 Blok (MW)	Jumlah Blok	Total Power (MW)	Efisiensi (%)
100%	2-2-1	427,09	2	854,18	52,27
75%	2-2-1	319,78	2	639,56	52,18
50%	2-2-1	212,79	2	425,58	52,08
	1-1-1	213,54	2	427,08	52,27
30%	2-2-1	127,43	2	254,86	51,89
	1-1-1	127,82	2	255,64	52,14

Tabel 4.7 PLTGU kapasitas 800 MW dengan 2 blok masing – masing 400 MW konfigurasi 1-1-1

Load (%)	Konfigurasi	Power 1 Blok (MW)	Jumlah Blok	Total Power (MW)	Efisiensi (%)
100%	1-1-1	427,08	2	854,16	58,76
75%	1-1-1	319,84	2	639,68	58,67
50%	1-1-1	212,58	2	425,16	58,5
30%	1-1-1	127,43	2	254,86	58,43

Tabel di atas menunjukkan konfigurasi, total daya dan efisiensi PLTGU kapasitas 800 MW dengan 2 blok untuk konfigurasi 2-2-1 dan 1-1-1 terhadap variasi pembebanan. Pada konfigurasi 1-1-1 hanya terdapat 1 konfigurasi dengan variasi pembebanan 30, 50%, 75% dan 100%. Pada konfigurasi 2-2-1 terdapat 2 variasi konfigurasi yaitu 2-2-1 dengan variasi beban 30%, 50%, 75% dan 100% . sedangkan konfigurasi 1-1-1 beroperasi pada beban 30% dan 50%.

4.5 Analisis Performa PLTGU Setelah dilakukan Variasi Pembebanan

Tabel 4.8 performa PLTGU kapasitas 2 x 400MW dengan konfigurasi 2-2-1 dan 1-1-1

Parameter	400 MW(1 Blok)						400 MW(1blok)			
	1-1-1		2-2-1				1-1-1			
	50%	30%	100%	75%	50%	30%	100%	75%	50%	30%
Net Power (MW)	213,54	127,82	427,09	319,78	212,79	127,4	427,08	319,84	212,58	127,43
Gas Turbine Power (MW)	142,1	85,26	284,2	213,16	142,1	85,26	289	216,75	144,5	86,7
Steam Turbine Power (MW)	71,445	42,56	142,89	106,62	70,69	42,17	138,07	103,09	68,08	40,73

Heat Rate (kJ/kWh)	6887,3	6903,8	6887,3	6898,8	6911,7	6924,8	6126,4	6135,3	6154	6161,5
Efficiency (%)	52,27	52,14	52,27	52,18	52,08	51,97	58,76	58,67	58,5	58,43
Turbine exhaust temperature (°C)	542,22	536,6	542,22	538,3	534,01	529,61	585,56	582,14	578,51	575,4
Stack Temperature (°C)	115,86	111,71	115,84	112,9	109,74	106,36	98,197	95,9	94,03	91,3
Total Power 2 blok	427,08	255,64	854,18	639,56	425,58	254,86	854,16	639,68	425,16	254,86

Tabel 4.8 adalah hasil simulasi PLTGU kapasitas 400 MW dengan konfigurasi 2GT-2HRSG-1ST dan 1GT-1HRG-1ST untuk variasi pembebanan dari 50% hingga 100%. Dapat dilihat pada tabel bahwa variasi pembebanan akan berpengaruh pada nilai *heat rate*, efisiensi flue gas temperature, stack temperature dan *net power* pembangkit.

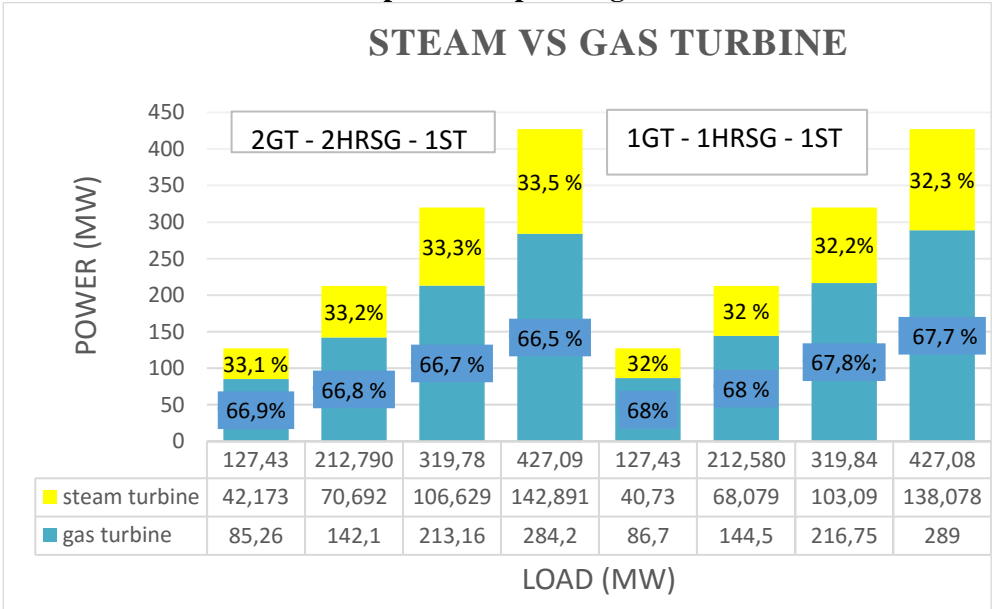
Pada beban 30% dengan konfigurasi 2-2-1, PLTGU memiliki nilai efisiensi sebesar 51,89% dengan *net power* sebesar 127,43 MW dan *heat rate* sebesar 6924,8 kJ/kWh. *Net power* yang dihasilkan PLTGU berasal dari daya gas turbin dan steam turbin yang bernilai 85,26 MW dan 42,17 MW. Suhu flue gas bernilai 529,61°C dan menghasilkan suhu stack sebesar 106,36°C. Sedangkan untuk PLTGU dengan konfigurasi 1-1-1 memiliki nilai efisiensi sebesar 58,43 % dengan *net power* sebesar 127,43 MW dan *heat rate* sebesar 6161,5 kJ/kWh. *Net power* yang dihasilkan PLTGU berasal dari daya gas turbin dan steam turbin yang bernilai 86,7 MW dan 40,73 MW. Suhu flue gas bernilai 575,4°C dan menghasilkan suhu stack sebesar 91,3 °C

Pada beban 50% dengan konfigurasi 2-2-1, PLTGU memiliki nilai efisiensi sebesar 52,08 % dengan *net power* sebesar 212,79 MW dan *heat rate* sebesar 6911,7 kJ/kWh. *Net power* yang dihasilkan PLTGU berasal dari daya gas turbin dan steam turbin yang bernilai 142,1 MW dan 70,692 MW. Suhu flue gas bernilai 534,01°C dan menghasilkan suhu stack sebesar 109,74°C. Sedangkan untuk PLTGU dengan konfigurasi 1-1-1 memiliki nilai efisiensi sebesar 58,5 % dengan *net power* sebesar 212,58 MW dan *heat rate* sebesar 6154 kJ/kWh. *Net power* yang dihasilkan PLTGU berasal dari daya gas turbin dan steam turbin yang bernilai 144,5 MW dan 68,079 MW. Suhu flue gas bernilai 578,51°C dan menghasilkan suhu stack sebesar 94,03 °C

Pada beban 75% dengan konfigurasi 2-2-1, PLTGU memiliki nilai efisiensi sebesar 52,18 % dengan *net power* sebesar 319,78 dan *heat rate* sebesar 6898,8 kj/kWh. *Net power* yang dihasilkan PLTGU berasal dari daya gas turbin dan steam turbin yang bernilai 213,16 MW dan 106,629 MW. Suhu flue gas bernilai 538,3 °C dan menghasilkan suhu stack sebesar 112,9 °C Sedangkan untuk PLTGU dengan konfigurasi 1-1-1 memiliki nilai efisiensi sebesar 58,67 % dengan *net power* sebesar 319,84 MW dan *heat rate* sebesar 6135,3 kj/kWh. *Net power* yang dihasilkan PLTGU berasal dari daya gas turbin dan steam turbin yang bernilai 216,75 MW dan 103,09 MW. Suhu flue gas bernilai 582,14°C dan menghasilkan suhu stack sebesar 95,9°C

Pada beban 100% dengan konfigurasi 2-2-1, PLTGU memiliki nilai efisiensi sebesar 52,27% dengan *net power* sebesar 427,09 MW dan *heat rate* sebesar 6887,3 kj/kWh. *Net power* yang dihasilkan PLTGU berasal dari daya gas turbin dan steam turbin yang bernilai 284,2 MW dan 142,89 MW. Suhu flue gas bernilai 542,22 °C dan menghasilkan suhu stack sebesar 115,84 °C .Sedangkan untuk PLTGU dengan konfigurasi 1-1-1 memiliki nilai efisiensi sebesar 58,76 % dengan *net power* sebesar 427,08 MW dan *heat rate* sebesar 6126,4 kj/kWh. *Net power* yang dihasilkan PLTGU berasal dari daya gas turbin dan steam turbin yang bernilai 289 MW dan 138,078 MW. Suhu flue gas bernilai 585,56°C dan menghasilkan suhu stack sebesar 98,197°C.

4.5.1 Perbandingan *daya Netto* Pembangkit Terhadap Pembebanan pada Setiap Konfigurasi

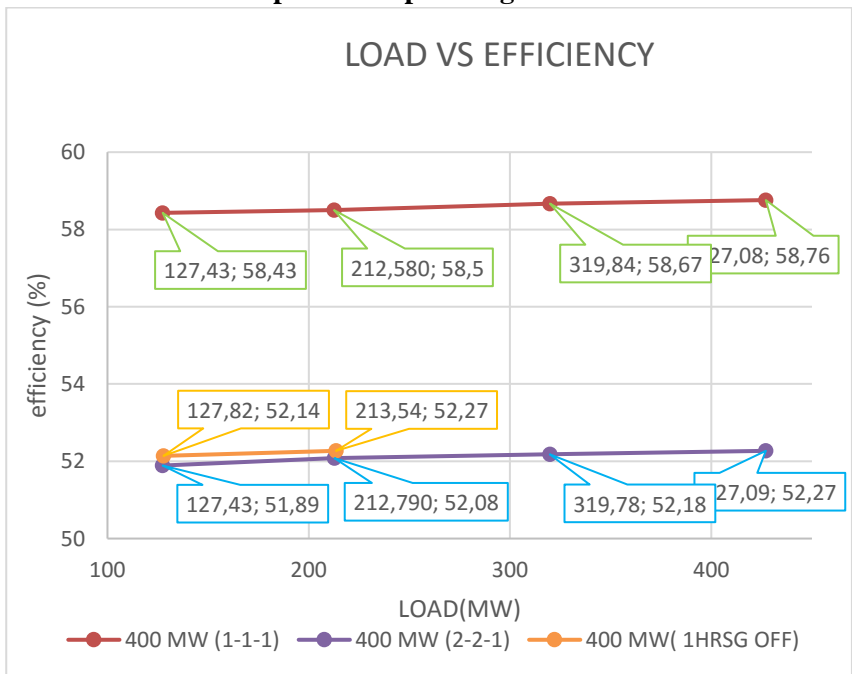


Grafik 4.3 perbandingan daya netto terhadap variasi pembebanan antara konfigurasi 2-2-1 dan 1-1-1

Grafik diatas menjelaskan bahwa terjadi peningkatan daya netto pembangkit terhadap peningkatan beban dari 30% hingga 100% untuk setiap konfigurasi. Pada konfigurasi 2-2-1(400MW) dengan beban 30%, 50%, 75%, dan 100%, pembangkit memiliki total daya output sebesar 127,43MW; 212,790 MW; 319,78 MW; 427,09MW. Dan untuk kondisi pembangkit saat beroperasi pada kondisi 1-1-1 dengan beban 30% dan 50% menghasilkan daya sebesar 127,82 MW; 213,54 MW. Sedangkan pada konfigurasi 1-1-1(400MW) dengan beban 30%, 50%, 75%, dan 100%, pembangkit memiliki total daya output sebesar 127,43 MW; 212,580MW ; 319,84MW; 427,08 MW .

Pada grafik terlihat *kenaikan net power* seiring dengan meningkatnya nilai beban pembangkit. Hal ini terjadi karena jumlah massa uap dan massa bahan bakar bertambah sesuai dengan beban pada pembangkit. Sehingga besarnya daya yang dihasilkan gas turbin dan steam turbine mengalami peningkatan. Nilai *net power* pada konfigurasi 2-2-1 dan 1-1-1 memiliki nilai yang relative sama karena keduanya menghasilkan *net power* output yang relatif sama pada kondisi beban 100%.

4.5.2 Perbandingan Efisiensi Netto Pembangkit Terhadap Pembebanan pada Setiap Konfigurasi

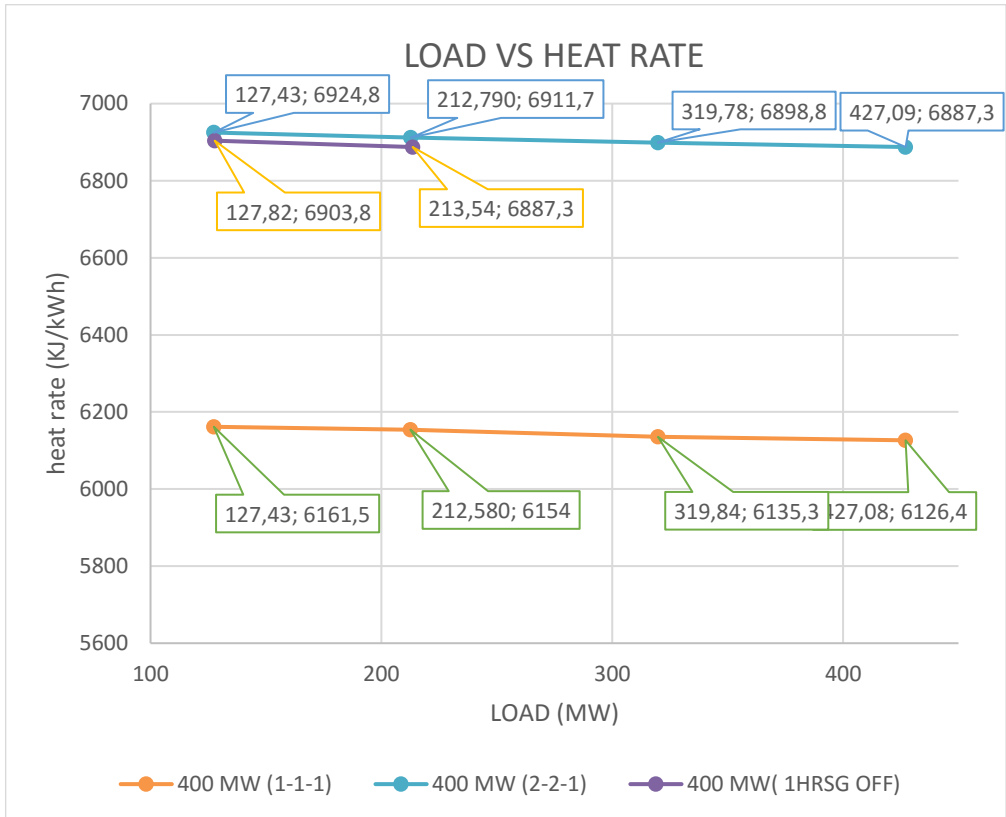


Grafik 4.4 perbandingan daya netto terhadap efisiensi antara konfigurasi 1-1-1 dan 2-2-1

Grafik diatas menjelaskan bahwa terjadi peningkatan efisiensi netto pembangkit terhadap peningkatan beban dari 30% hingga 100% untuk setiap konfigurasi. Pada konfigurasi 1-1-1 (400 MW) dengan beban 30%, 50%, 75%, dan 100%, pembangkit memiliki efisiensi netto sebesar 58,43 %, 58,5%, 58,67%, 58,76% .Pada konfigurasi 2-2-1 (400 MW) dengan beban30%, 50%, 75%, dan 100%, pembangkit memiliki efisiensi netto sebesar 51,89%, 52,08%, 52,18%, 52,27%. Sedangkan untuk konfigurasi 1-1-1 pada beban 30%, 50% memiliki nilai efisiensi sebesar 52,14%, 52,27%

Pada grafik terlihat kenaikan efisiensi sebanding dengan meningkatnya nilai beban pembangkit. Hal ini dikarenakan sistem gas turbin, steam turbin, dan HRSG bekerja pada kondisi optimal ketika pada kondisi beban puncak (sesuai desain). Nilai efisiensi pembangkit konfigurasi 1-1-1 (400MW) lebih besar daripada 2-2-1 (400MW). Hal ini dikarenakan nilai efisiensi gas turbin pada konfigurasi 2-2-1(400MW) sebesar 34,8% dan untuk konfigurasi 1-1-1 (400 MW) sebesar 40%. Selain itu, untuk konfigurasi 2-2-1 jumlah bahan bakar yang dimasukkan pada *combustion chamber* lebih besar daripada konfigurasi 1-1-1. Dengan nilai daya yang sama maka efisiensi yang dihasilkan oleh konfigurasi 2-2-1 lebih kecil daripada 1-1-1. Sedangkan pada konfigurasi 2-2-1 terdapat 2 kondisi yaitu ketika menggunakan 2 gas turbin dan 1 gas turbin. Dimana, nilai *efisiensi* ketika menggunakan 1 gas turbin lebih besar karena dengan jumlah kenaikan massa bahan bakar sama tetapi presentase kenaikan *net power* lebih besar. Untuk kenaikan *net power* pada beban 30% dan 50% pada 1 gas turbin adalah 49,99%, 29,92 %. Sedangkan *kenaikan net power* 2 gas turbin adalah 49,82% dan 29,83%

4.5.3 Perbandingan *Heat Rate* Pembangkit Terhadap Pembebanan pada Setiap Konfigurasi



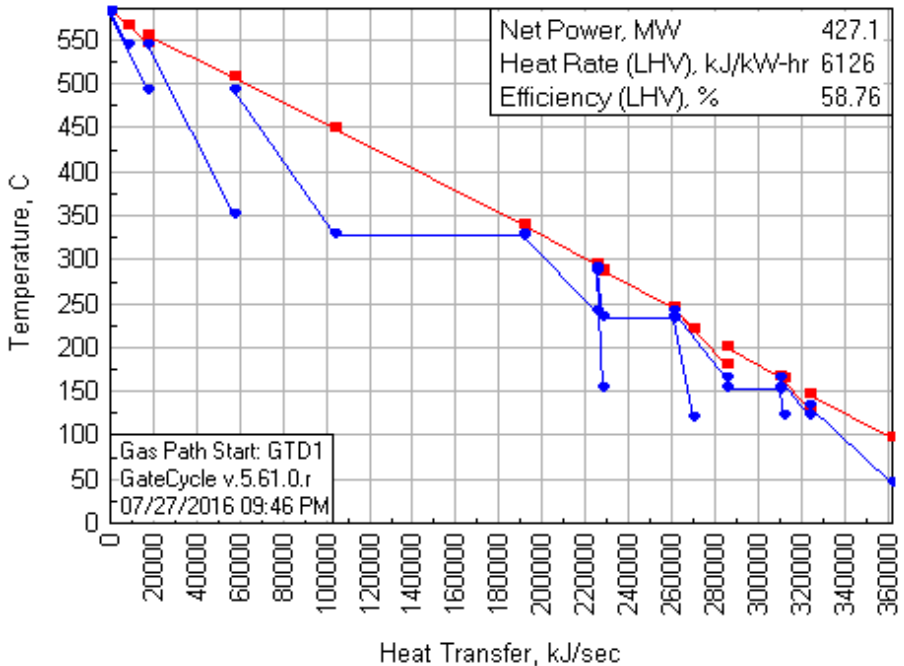
Grafik 4.5 perbandingan daya netto terhadap *heat rate* antara konfigurasi 1-1-1 dan 2-2-1

Grafik diatas menjelaskan bahwa terjadi penurunan *heat rate* pembangkit terhadap peningkatan beban dari 30% hingga 100% untuk setiap konfigurasi. Pada konfigurasi 2-2-1 (400 MW) dengan beban 30%, 50%, 75%, dan 100%, pembangkit memiliki *heat rate* sebesar 6924,8 kJ/kWh, 6911,7 kJ/kWh, 6898,8 kJ/kWh, 6887,3 kJ/kWh. Sedangkan untuk beban 30% dan 50% pada konfigurasi 2-2-1 yang menggunakan 1 gas turbin adalah 6903,8 kJ/kWh, 6887,3 kJ/kWh. Pada konfigurasi 1-1-1 (400MW) dengan beban 30%, 50%, 75%, dan 100%, pembangkit memiliki *heat rate* sebesar 6161,5 kJ/kWh, 6154 kJ/kWh, 6135,3 kJ/kWh, 6126,4 kJ/kWh.

Pada grafik pengaruh beban terhadap *heat rate* mengalami penurunan seiring dengan bertambahnya beban. Hal ini sesuai dengan teori dimana nilai *heat rate* berkebalikan dengan efisiensi. Nilai *heat rate* pada konfigurasi 2-2-1 lebih besar daripada konfigurasi 1-1-1. Hal ini dikarenakan nilai *heat rate* gas turbin yang digunakan pada konfigurasi 2-2-1 lebih besar daripada 1-1-1. Sedangkan pada konfigurasi 2-2-1 terdapat 2 kondisi yaitu ketika menggunakan 2 gas turbin dan 1 gas turbin. Dimana, nilai *heat rate* ketika menggunakan 1 gas turbin lebih kecil karena dengan jumlah kenaikan massa bahan bakar sama tetapi presentase kenaikan *net power* lebih besar. Untuk kenaikan *net power* pada beban 30% dan 50% pada 1 gas turbin adalah 49,99%, 29,92%. Sedangkan kenaikan *net power* 2 gas turbin adalah 49,82% dan 29,83%

4.6 Heat Release Diagram

4.6.1 Heat Release Diagram PLTGU kapasitas 800 MW dengan 2 blok masing – masing 400 MW dengan konfigurasi 1-1-1



Grafik 4.6 heat release diagram PLTGU (2x400MW) dengan konfigurasi 1-1-1

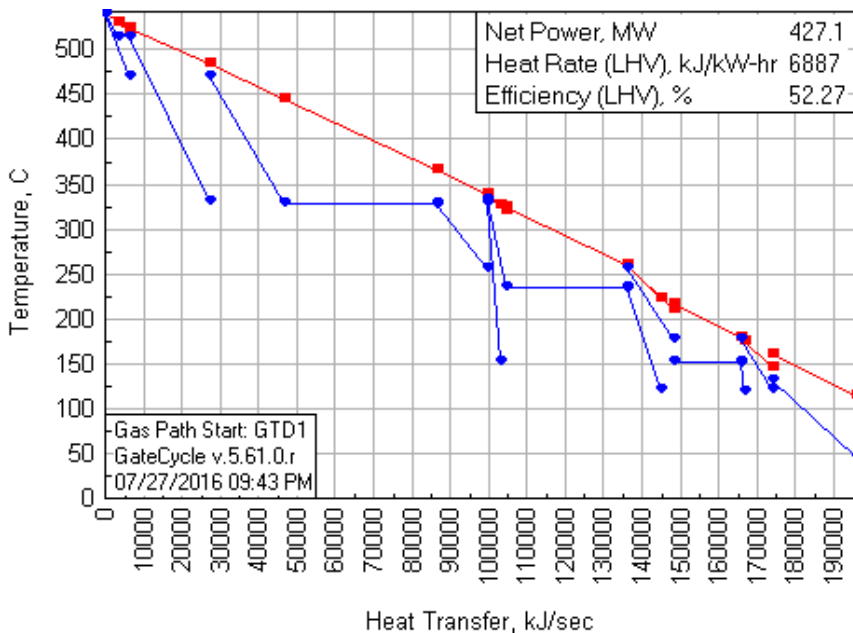
Grafik 4.6 menunjukkan tingkat penyerapan panas pada tingkat temperature gas maupun steam untuk simulasi PLTGU kapasitas (2x400 MW) dengan konfigurasi 1-1-1. Dari grafik dapat dilihat perpindahan panas yang terjadi antara gas dan steam tidak memiliki garis continue karena beberapa komponen HRSG

di paralel sehingga memiliki karakteristik yang berbeda dengan teori. Perpindahan panas secara berurutan dari terbesar hingga terkecil yaitu evaporator, economizer dan superheater. Perpindahan panas yang terjadi pada setiap komponen dijelaskan pada tabel 4.9.

Tabel 4.9 perpindahan panas pada komponen HRSG PLTGU
(2x400MW) konfigurasi 1-1-1

<i>Heat Release HRSG</i>		
Component	Q gas (KW)	Q steam (KW)
Pre Heater	35640,35	37468,42
Lp Economizer	1522,80	1506,27
Ip Economizer	8880,67	8797,01
Hp Economizer 1	13802,07	13665,09
Hp Economizer 2	24762,74	24517,92
Hp Economizer 3	34318,28	33977,75
Lp Evaporator	24530,86	24285,01
Ip Evaporator	32380,18	32063,74
Hp Evaporator	86467,13	85620,81
Lp Superheater	3336,31	3302,80
Ip Superheter 1	3004,06	2974,59
Ip Reheater 1	39973,40	39581,52
Ip Reheater2	8347,69	8267,32
Hp Superheater 1	47199,75	46727,07
Hp Superheater 2	16851,12	16901,31

4.6.2 Heat Release Diagram PLTGU kapasitas 800 MW dengan 2 blok masing – masing 400 MW dengan konfigurasi 2-2-1



Grafik 4.7 heat release diagram PLTGU (2x400MW) dengan konfigurasi 2-2-1

Grafik 4.7 menunjukkan tingkat penyerapan panas pada tingkat temperature gas maupun steam untuk simulasi PLTGU kapasitas (2x400 MW) dengan konfigurasi 2-2-1. Dari grafik dapat dilihat perpindahan panas yang terjadi antara gas dan steam tidak memiliki garis continue karena beberapa komponen HRSG di pararel sehingga memiliki karakteristik yang berbeda dengan teori. Perpindahan panas secara berurutan dari terbesar hingga terkecil yaitu evaporator, economizer dan superheater.

Perpindahan panas yang terjadi pada setiap komponen dijelaskan pada tabel 4.10


Tabel 4.10 perpindahan panas pada komponen HRSG PLTGU (2x400MW) konfigurasi 2-2-1

<i>Heat Release HRSG</i>		
Component	Q gas (KW)	Q steam(KW)
Pre Heater	22062,13	21848,42
Lp Economizer	1113,27	1100,56
Ip Economizer	8833,43	8746,40
Hp Economizer 1	8004,53	7923,20
Hp Economizer 2	12056,41	11935,81
Hp Economizer 3	13323,70	13191,35
Lp Evaporator	17653,24	17478,66
Ip Evaporator	31638,27	31332,48
Hp Evaporator	39375,89	39108,42
Lp Superheater	3128,19	3097,83
Ip Superheter 1	4801,40	4755,83
Ip Reheater 1	21140,68	20930,32
Ip Reheater2	3198,73	3173,91
Hp Superheater 1	19601,97	19406,73
Hp Superheater 2	6135,12	6074,73

(halaman ini sengaja dikosongkan)

LAMPIRAN

Gambar A.1 Data Bahan Bakar



PT PETROKIMIA GRESIK

Produsen pupuk terlengkap di Indonesia

KANTOR PUSAT :
 Alamat : Jl. Jenderal Achmad Yani, Gresik 61119
 Kode Pos : 612 Gresik 61101
 Telepon : (031) 3981811 - 3981814, 3982100, 3982200
 Faksimile : (031) 3981722, 3982272
 E-mail : pki@petrokimia-gresik.com
 Home Page : www.petrokimia-gresik.com

KANTOR PERWAKILAN :
 Alamat : Jl. Tanah Abang III No. 16 Jakarta 10160
 Kode Pos : 1305 Jakarta 10500
 Telepon : (021) 3446459, 3446645
 Faksimile : (021) 3841994
 E-mail : petrokg@petrokimia-gresik.com
 petrokg@petrokimia-gresik.com

PUSAT LAYANAN PELANGGAN :
 Telepon Bebas Pulsa : 0800 1 635363 & 0800 1 888777
 Faksimile : 031 3979976
 E-mail : layananpelanggan@petrokimia-gresik.com

Gresik, 3 Februari 2014
 Nomor : 0134 /SA.04.01/39/KR/2014

LAPORAN HASIL UJI

(Analysis Report)

Nomor Lab : 915
 Jenis Contoh : Natural Gas
Sample

Tgl. Pengambilan Contoh : 29 Januari 2014
Sample Date

Tempat Pengambilan Contoh : SFC # 2 PLTU Gresik
Sample take
 Pressure : - psig
 Temperature : - °F


Pemintaan : PT PJB Unit Pembangkitan Gresik
Requested By

Referensi : Dep. Jasa Teknik & Konstruksi PT. Petrokimia Gresik
Reference

Hasil Uji
Analysis Result

Jenis Uji	Satuan	Hasil Uji
Item of Analysis	Unit	Analysis Result
1. Nitrogen	N ₂ % Mole	: 1.164
2. Carbon Dioxide	CO ₂ % Mole	: 0.858
3. Methane	CH ₄ % Mole	: 92.669
4. Ethane	C ₂ H ₆ % Mole	: 4.315
5. Propane	C ₃ H ₈ % Mole	: 0.917
6. I-Butane	i-C ₄ H ₁₀ % Mole	: 0.042
7. N-Butane	n-C ₄ H ₁₀ % Mole	: 0.006
8. I-Pentane	i-C ₅ H ₁₂ % Mole	: 0.000
9. N-Pentane	n-C ₅ H ₁₂ % Mole	: 0.000
10. Hexane Plus	C ₆ + % Mole	: 0.029
Total (% Mol) :		100.000
11. Compressibility Factor @ 60°F, 14.7 psia		: 0.99773
12. Specific Gravity Gas Real @ 60°F, 14.7 psia		: 0.59809
13. Gross Heating Value . BTU / Real CF		: 1041.07167

PT. Petrokimia Gresik
 Dep. Proses & Pengelolaan Energi



Ir. Anis Ernani, MT
 Manager

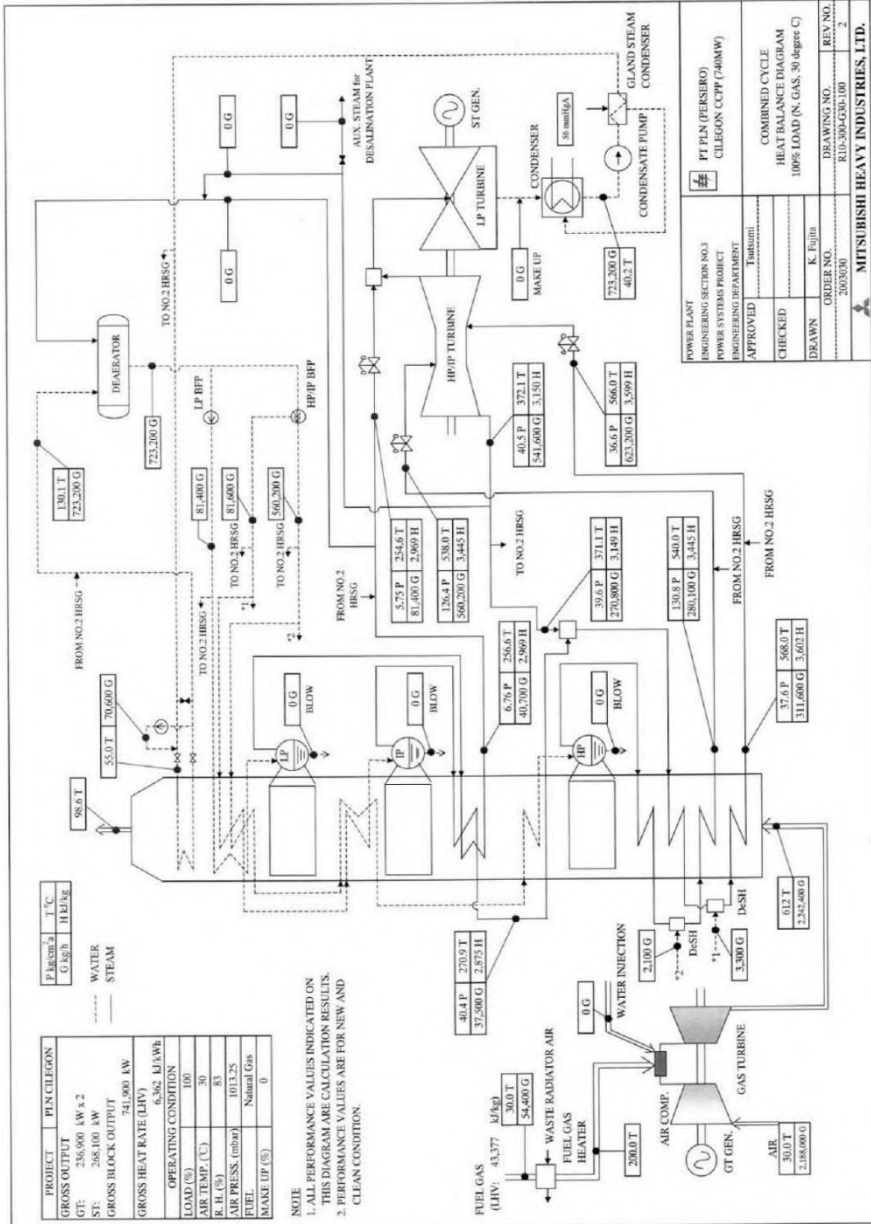
Hasil Uji hanya berlaku untuk Contoh yang di Uji
 Hal 1 dari 2

Gambar A.2 Katalog Combined Cycle Gas Turbine

Combined Cycles Specs		2013 GTW Combined Cycle Specs									
Model	First Year In Service	Net Plant Output (kW)	Heat Rate (Btu/kWh)	Net Plant Efficiency	Heat Rate (kJ/kWh)	Condenser Pressure	Gas Turbine Power (kW)	Steam Turbine Power (kW)	No. & Type Gas Turbine	Comments	
Bharat Heavy Electricals (50 Hz)											
CC105P	1988	38 040 kW	8273 Btu	41.3%	8728 kJ	*****	25 800 kW	13 416 kW	1 x MS5001	dual pressure	
CC205P	1988	76 329 kW	8246 Btu	41.4%	8700 kJ	*****	51 600 kW	27 090 kW	2 x MS5001	dual pressure	
CC305P	1988	114 869 kW	8219 Btu	41.5%	8671 kJ	*****	77 400 kW	41 022 kW	3 x MS5001	dual pressure	
CC106B	1997	62 662 kW	7071 Btu	48.3%	7460 kJ	*****	42 500 kW	22 100 kW	1 x MS6001B	dual pressure	
CC206B	1997	125 571 kW	7057 Btu	48.4%	7446 kJ	*****	85 000 kW	44 455 kW	2 x MS6001B	dual pressure	
CC106FA	2003	114 944 kW	6441 Btu	53.0%	6795 kJ	*****	76 500 kW	41 999 kW	1 x MS6001FA	triple pressure, non reheat	
CC206FA	2003	205 823 kW	6278 Btu	54.4%	6624 kJ	*****	153 000 kW	90 117 kW	2 x MS6001FA	triple pressure, reheat	
Bharat Heavy Electricals (50 Hz) (cont'd)											
CC109E	2003	192 900 kW	6640 Btu	51.4%	7000 kJ	*****	127 700 kW	68 200 kW	1 x MS9001E	dual pressure, non reheat	
CC209E	2003	399 300 kW	6600 Btu	51.7%	6960 kJ	*****	255 400 kW	138 700 kW	2 x MS9001E	dual pressure, non reheat	
CC309E	2003	595 500 kW	6560 Btu	52.0%	6920 kJ	*****	383 100 kW	211 000 kW	3 x MS9001E	dual pressure, non reheat	
CC1.942	1998	232 500 kW	6630 Btu	51.7%	6990 kJ	*****	152 000 kW	85 500 kW	1 x V94.2	dual pressure	
CC2.942	1998	467 500 kW	6600 Btu	51.5%	6960 kJ	*****	304 000 kW	173 000 kW	2 x V94.2	dual pressure	
CC3.942	1998	701 000 kW	6600 Btu	51.7%	6960 kJ	*****	456 000 kW	259 000 kW	3 x V94.2	dual pressure	
CC109FA	2003	394 900 kW	5995 Btu	56.9%	6325 kJ	*****	258 700 kW	141 500 kW	1 x MS9001FA	triple pressure reheat	
CC209FA	2003	794 100 kW	5965 Btu	57.2%	6290 kJ	*****	517 400 kW	287 000 kW	2 x MS9001FA	triple pressure reheat	
CC109FB	2012	452 600 kW	5765 Btu	59.2%	6080 kJ	*****	295 300 kW	164 000 kW	1 x MS9001FB	triple pressure reheat	
CC209FB	2012	910 100 kW	5735 Btu	59.5%	6050 kJ	*****	590 600 kW	332 500 kW	2 x MS9001FB	triple pressure reheat	

Model	First Year in Service	Net Plant Output (kW)	Heat Rate (Btu/kWh)	Net Plant Efficiency	Heat Rate (kJ/kWh)	Condenser Pressure	Gas Turbine Power (kW)	Steam Turbine Power (kW)	No. & Type Gas Turbine	Comments
Siemens Energy (50 Hz)										
SCC5-2000E 1x1	1981	253 000 kW	6499 Btu	52.5%	6857 kJ	****	168 000 kW	89 000 kW	1 x SGT5-2000E	dual pressure, no reheat
SCC5-2000E 2x1	1981	512 000 kW	6426 Btu	53.1%	6780 kJ	****	336 000 kW	184 000 kW	2 x SGT5-2000E	dual pressure, no reheat
SCC5-4000F 1S*	1995	431 000 kW	5812 Btu	58.7%	6133 kJ	****	289 000 kW	138 000 kW	1 x SGT5-4000F	triple pressure, reheat
SCC5-4000F 2x1	1995	862 000 kW	5812 Btu	58.7%	6133 kJ	****	578 000 kW	296 000 kW	2 x SGT5-4000F	triple pressure, reheat
SCC5-8000H 1S*	2009	570 000 kW	<5687 Btu	>60.0%	<6000 kJ	****	375 000 kW	195 000 kW	1 x SGT5-8000H	triple pressure, reheat
SCC5-8000H 2x1	2010	1 140 000 kW	<5687 Btu	>60.0%	<6000 kJ	****	750 000 kW	390 000 kW	2 x SGT5-8000F	triple pressure, reheat
*Note: Siemens model '1S' designates single shaft										
Mitsubishi Heavy Industries (50 Hz)										
MPCP1(M701)	1981	212 500 kW	6635 Btu	51.4%	7000 kJ	1.5 inch Hg	142 100 kW	70 400 kW	1 x M701DA	
MPCP2(M701)	1981	426 600 kW	6610 Btu	51.6%	6974 kJ	1.5 inch Hg	284 200 kW	142 400 kW	2 x M701DA	
MPCP3(M701)	1981	645 000 kW	6585 Btu	51.8%	6947 kJ	1.5 inch Hg	426 300 kW	218 700 kW	3 x M701DA	
MPCP1(M701F4)	1992	477 900 kW	5687 Btu	60.0%	6000 kJ	1.5 inch Hg	319 900 kW	158 000 kW	1 x M701F4	
MPCP2(M701F4)	1992	958 800 kW	5668 Btu	60.2%	5981 kJ	1.5 inch Hg	639 800 kW	319 000 kW	2 x M701F4	

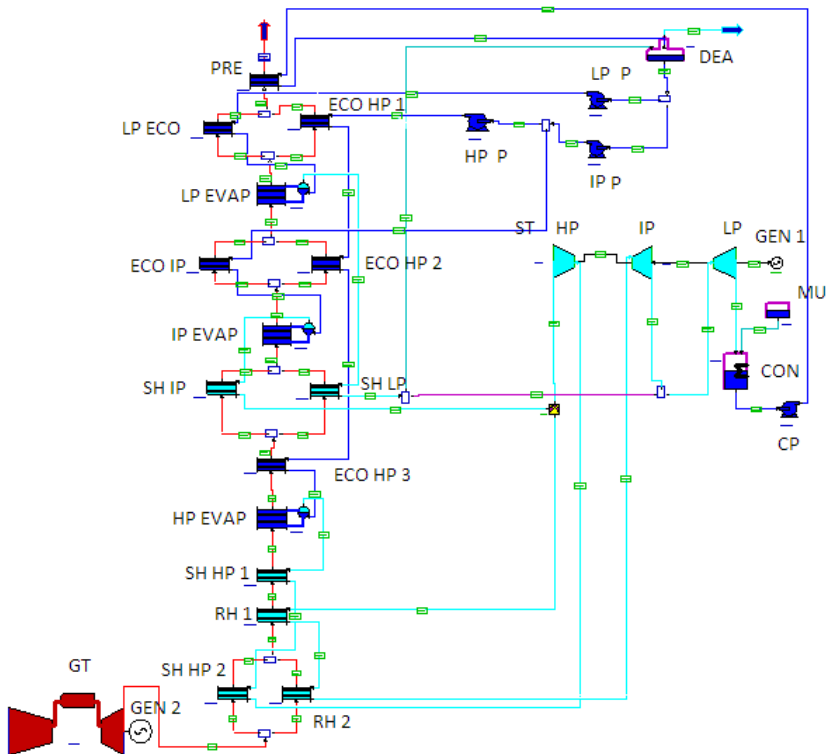
Gambar A.3 Heat Balanced PLTGU Cilegon



POWER PLANT	PT PLN (PERSERO)
ENGINEERING SECTION NO.3	CILEGON CAPP (740MW)
POWER SYSTEMS PROJECT	
ENGINEERING DEPARTMENT	
APPROVED	Tasamuli
CHECKED	
DRAWN	K. Fujita
ORDER NO.	
DRAWING NO.	
REV. NO.	2
MITSUBISHI HEAVY INDUSTRIES, LTD.	

COMBINED CYCLE	
HEAT BALANCE DIAGRAM	
100% LOAD (N. GAS, 30 degree C)	

Gambar A.4 Skema Komponen-Komponen Penyusun PLTGU



Tabel A.1 Komponen Penyusun PLTGU

No	Komponen	Keterangan
1	ST HP	Steam Turbine
2	ST IP	Ip Steam Turbine
3	ST LP	Lp Steam Turbine
4	MU	Make Up
5	COND	Condensor
6	LP P	Lp Pump
7	IP P	Ip Pump
8	HP P	Hp Pump
9	DEA	Dearator
10	PH	Pre Heater
11	ECO LP	Lp Economizer
12	ECO IP	Ip Economizer
13	ECO HP	Hp Economizer
14	ECO HP 2	Hp Economizer 2
15	ECO HP 3	Hp Economizer 3
16	EVAP LP	Lp Evaporator
17	EVAP IP	Ip Evaporator
18	EVAP HP	Hp Evaporator
19	SH LP	Lp Superheater
20	SH IP	Ip Superheater 1
21	SH HP 1	Hp Superheater 1
22	SH HP 2	Hp Superheater 2
23	RH 1	Re-Heater 1
24	RH 2	Re-Heater 2
25	GT	Gas Turbine
26	GEN	Generator

Tabel A2 Spesifikasi Komponen Penyusun PLTGU Kapasitas 2 X 400 MW Konfigurasi 1-1-1

<i>Heat Recovery Steam Generator</i>	
Component	Surface Area (m²)
Pre Heater	29074
Lp Economizer	1148,5
Ip Economizer	4654,3
Hp Economizer 1	65597
Hp Economizer 2	77077
Hp Economizer 3	25947
Lp Evaporator	19240
Ip Evaporator	28201
Hp Evaporator	43997
Lp Superheater	1721,9
Ip Superheter 1	3884,7
Ip Reheater 1	16598
Ip Reheater2	21610
Hp Superheater 1	25726
Hp Superheater 2	19297

<i>Gas Turbine</i>	
Parameter	Value
Net Power (Mw)	289
Heat Rate (Kj/Kwh)	9053,5
Exhaust Flow Rate (Kg/S)	692,18
Exhaust Temperature (°c)	585,56
Efficiency (%)	39,76
<i>Steam Turbine</i>	
Parameter	Value
Net Power (MW)	138,07
Inlet Temperature (°C)	579,78
Inlet Pressure (Mpa)	12,5
<i>Evaporator</i>	
Component	Pinch point (°C)
LP Evaporator	15,219
IP Evaporator	10,052
HP Evaporator	9,96

Tabel A3 spesifikasi komponen penyusun PLTGU kapasitas 2 x 400 MW konfigurasi 2-2-1

<i>Heat Recovery Steam Generator</i>	
Component	Surface Area (m²)
Pre Heater	10746
Lp Economizer	589,42
Ip Economizer	3458,7
Hp Economizer 1	17510
Hp Economizer 2	19417
Hp Economizer 3	4911,7
Lp Evaporator	9200,9
Ip Evaporator	13996
Hp Evaporator	12433
Lp Superheater	1232,6
Ip Superheter 1	3738,3
Ip Reheater 1	9127,7
Ip Reheater2	11115
Hp Superheater 1	11259
Hp Superheater 2	7977,7

<i>Gas Turbine</i>	
Parameter	Value
Net Power (Mw)	142,1
Heat Rate (Kj/Kwh)	10350
Exhaust Flow Rate (Kg/S)	440,89
Exhaust Temperature (°c)	542,22
Efficiency (%)	34,78
<i>Steam Turbine</i>	
Parameter	Value
Net Power (MW)	142,89
Inlet Temperature (°C)	537,7
Inlet Pressure (Mpa)	12,5
<i>Evaporator</i>	
Component	Pinch point (°C)
LP Evaporator	27
IP Evaporator	24,9
HP Evaporator	38,46

Tabel A.4 Spesifikasi Komponen Penyusun PLTGU
Cilegon

<i>Heat Recovery Steam Generator</i>	
Component	Surface Area (m²)
Pre Heater	22380
Lp Economizer	2250
Ip Economizer	2080
IP Economizer 2	3640
Hp Economizer 1	15170
Hp Economizer 2	20730
Hp Economizer 3	29260
Lp Evaporator	21100
Ip Evaporator	17900
Hp Evaporator	36610
Lp Superheater	1200
Ip Superheter 1	830
Ip Reheater 1	5450
Ip Reheater2	5490
Hp Superheater 1	11240
Hp Superheater 2	3660

HP = HIGH PRESSURE

IP = INTERMEDIATE PRESSURE

LP = LOW PRESSURE

Tabel A5 Perhitungan Exhaust Temperature Gas Turbine Variasi Beban (SGT-4000F)

<i>Load</i>	<i>M fuel (kg/s)</i>	<i>Mair (kg/s)</i>	<i>M af (kg/s)</i>	<i>AFR</i>	<i>P2/P1</i>	<i>Cpa (kJ/kgK)</i>	<i>Cpg (kJ/kgK)</i>	<i>Cpf (kJ/kgK)</i>	<i>T ambient (K)</i>	<i>T Air(K)</i>	<i>T3(K)</i>	<i>T4(K)</i>
100%	15,2	676,95	692,18	44	18,8	1,07	1,643	2,16	303	729,291	1464,320	858,56
75%	11,42	502,55	513,97	44	18,8	1,07	1,657	2,16	303	729,291	1458,500	1458,5
50%	7,6	335,038	342,65	44	18,8	1,07	1,664	2,16	303	729,291	1452,300	1452,3
30%	3,42	150,76	154,193	44	18,8	1,07	1,663	2,16	303	729,291	1447,000	1447

Tabel A6 Perhitungan Exhaust Temperature Gas Turbine Variasi Beban (M701D)

<i>Load</i>	<i>M fuel (kg/s)</i>	<i>Mair (kg/s)</i>	<i>M af (kg/s)</i>	<i>AFR</i>	<i>P2/P1</i>	<i>Cpa (kJ/kgK)</i>	<i>Cpg (kJ/kgK)</i>	<i>Cpf (kJ/kgK)</i>	<i>T ambient (K)</i>	<i>T Air(K)</i>	<i>T3(K)</i>	<i>T4(K)</i>
100%	8,560	432,330	440,89	51	14	1,07	1,807	2,16	303	386,965	1323,83	815,00
75%	6,420	327,420	333,840	51	14	1,07	1,815	2,16	303	386,965	1317,26	1317,26
50%	4,28	218,28	222,56	51	14	1,07	1,817	2,16	303	386,965	1310,42	1310,42
30%	2,568	130,968	133,536	51	14	1,07	1,821	2,16	303	386,965	1303,12	1303,12

Tabel A7 Perhitungan Cpf Bahan Bakar

Gases	Mole (M) kg/kmol	Cp,m kJ/kg.K	mole (%)	fract mole	Fraction Cp (fmi.Cpim)
CH4	16,043	2,2	92,669	0,92669	2,038718
CO2	44,01	0,846	0,858	0,00858	0,00725868
N2	28,013	1,039	1,164	0,01164	0,01209396
C2H6	30,07	1,75	4,315	0,04315	0,0755125
C3H8	44,097	2,77	0,917	0,00917	0,0254009
i-C4H10	58,123	2,42	0,042	0,00042	0,0010164
C6H14	86,177	2,27	0,029	0,00029	0,0006583
n-C4H10	58,123	2,42	0,006	0,00006	0,0001452
Total			100	1	2,16080394

Tabel A.8 Data Tingkat Keadaan PLTGU kapasitas 800MW dengan 2 blok masing – masing 400MW untuk konfigurasi 2-2-1 dan 1-1-1

komponen	Parameter		400 MW (2-2-1)				400 MW (1-1-1)			
			100%	75%	50%	30%	100%	75%	50%	30%
Pre Heater	Temperature (°C)	Gas Inlet	159,69	157,16	153,93	150,12	146,68	144	142,68	141,72
		Gas Outlet	113,11	109,71	106,69	104,79	98,9	94,25	93,75	90,42
		Water Inlet	45,86	45,86	45,86	45,86	45,86	45,86	45,86	45,86
		Water Outlet	131,26	132,68	132,33	129,32	131,52	129,64	128,23	132,14
	Flowrate (kg/s)	Gas	440,89	330,67	220,45	132,27	692,18	519,14	346,09	207,65
		Water	60,81	45,67	30,42	18,14	103,9	78,39	52,09	31,26

	Pressure (Kpa)	Gas	101,33	101,33	101,33	101,33	101,33	101,33	101,35	101,33
		Water	300	300	300	300	294,2	294,2	294,2	294,2
	Enthalpy (kJ/kg)	Gas Inlet	153,78	151,19	147,71	143,6	140,5	137,64	136,18	135,15
		Gas Outlet	103,74	100,19	96,96	94,94	89,01	84,02	83,49	79,91
		Water Inlet	192,2	192,2	192,2	192,2	192,19	192,19	192,19	192,19
		Water Outlet	551,49	557,78	556,27	543,45	552,81	544,8	538,74	555,51
	LP Economizer	Temperature (°C)	Gas Inlet	178,74	174,96	170,42	165,18	167,1	163	160,64
Gas Outlet			174,08	170,39	165,84	160,45	163,05	159	156,36	155,2
Water Inlet			118,66	119,27	119,27	119,27	120,21	119,6	120,21	119,6

		Water Outlet	149,84	149,84	149,84	150,84	150,84	149,84	149,84	150,84
	Flowrate (kg/s)	Gas	220,45	165,33	110,22	66,13	346,09	259,57	173,05	103,86
		Water	8,26	6,2	4,13	2,48	11,5	8,63	6,28	3,45
	Pressure (kpa)	Gas	101,33	101,33	101,33	101,33	101,35	101,35	101,33	101,33
		Water	500	500	500	500	500	500	500	500
	Enthalpy (kJ/kg)	Gas Inlet	174,46	170,43	165,52	159,86	162,64	158,25	155,62	154,21
		Gas Outlet	169,41	165,49	160,57	154,75	158,24	153,92	150,98	149,73
		Water Inlet	498,25	500,86	500,86	500,86	504,83	502,22	504,83	502,22
		Water Outlet	631,49	631,49	631,49	635,81	635,81	631,49	631,49	635,81

IP Economizer	Temperature (°C)	Gas Inlet	258,76	254,64	249,92	244,39	243,87	236,92	238,05	234,65
		Gas Outlet	222,26	218,31	213,55	207,98	220,56	213,45	216,17	212,41
		Water Inlet	119,02	119,64	119,64	119,64	17,78	119,02	119,64	119,02
		Water Outlet	232,84	232,84	232,84	232,84	17,78	231,84	231,84	231,84
	Flowrate (kg/s)	Gas	220,45	165,33	110,22	66,13	346,09	259,57	173,05	103,83
		Water	17,42	13,06	8,71	5,23	17,78	13,33	8,33	5,05
	Pressure (kpa)	Gas	101,33	101,33	101,33	101,33	101,33	101,33	101,33	101,33
		Water	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
	Enthalpy (kJ/kg)	Gas Inlet	261,87	257,44	252,25	246,16	246,69	239,03	240,27	236,53
		Gas	221,8	217,59	212,39	206,31	221,03	213,3	216,21	212,1

		Outlet								
		Water Inlet	501,56	504,17	504,17	504,17	504,17	501,56	504,17	501,56
		Water Outlet	1003,65	1003,65	1003,65	1003,65	998,94	998,84	998,94	98,94
HP Economizer 1	Temperature (°C)	Gas Inlet	178,74	174,96	170,42	165,18	168,88	163	160,64	159,34
		Gas Outlet	145,12	143,88	141,97	139,77	130,22	128,97	128,98	128,23
		Water Inlet	120,23	120,85	120,85	120,85	120,86	120,23	120,85	120,23
		Water Outlet	175,87	172,29	167,97	162,99	164,61	160,95	158,67	157,54
	Flowrate (kg/s)	Gas	220,45	165,33	110,22	66,13	346,09	259,57	173,05	103,83
		Water	33,33	25	16,67	10	72,97	54,73	36,49	21,89

	Pressure (Kpa)	Gas	101,33	101,33	101,33	101,33	101,35	101,35	101,33	101,33	
		Water	12500	12500	12500	12500	12500	12500	12500	12500	12500
	Enthalpy (kJ/kg)	Gas Inlet	174,46	170,43	165,52	159,86	162,64	158,25	155,62	154,21	
		Gas Outlet	138,15	136,9	134,84	132,46	122,76	121,36	121,37	120,57	
		Water Inlet	513,38	516	516	516	516	513,38	516	513,38	
		Water Outlet	751,1	735,59	716,89	695,4	703,27	686,61	676,81	671,37	
	HP Economizer 2	Temperature (°C)	Gas Inlet	258,76	254,64	249,92	244,39	243,87	236,92	238,05	234,65
			Gas Outlet	208,86	205,28	201,03	196,06	178,6	177,81	176,3	171,33
Water Inlet			175,87	172,29	167,97	162,99	164,82	160,95	158,67	157,4	

		Water Outlet	254,86	250,75	246,03	240,51	240,1	229,62	230,43	230,95
Flowrate (kg/s)	Gas		220,45	165,33	110,22	66,13	346,09	259,57	173,05	103,83
	Water		33,33	25	16,67	10	72,97	54,73	36,49	21,89
Pressure (kpa)	Gas		101,33	101,33	101,33	101,33	101,35	101,35	101,33	101,33
	Water		12500	12500	12500	12500	12500	12500	12500	12500
Enthalpy (kJ/kg)	Gas Inlet		261,87	257,44	252,25	246,16	246,69	239	240,27	236,53
	Gas Outlet		207,18	203,39	198,75	193,35	175,14	174,28	172,64	167,23
	Water Inlet		751,1	735,59	716,89	695,4	703,27	686,1	676,81	671,37
	Water Outlet		1109,21	1089,54	1067,16	1041,21	1039,27	990,67	994,4	996,8

HP Economizer 3	Temperature (°C)	Gas Inlet	366,25	363	359,31	355,05	338,41	334,86	333,06	329,52
		Gas Outlet	339,44	334,85	329,59	3223,51	294,25	286,69	285,23	281,88
		Water Inlet	254,86	250,75	246,03	240,51	240,122	229,62	230,43	230,95
		Water Outlet	326,79	326,79	326,79	326,79	326,79	325,79	325,79	325,79
	Flowrate (kg/s)	Gas	440,89	330,67	220,45	132,27	692,18	519,14	346,09	207,65
		Water	33,33	25	16,67	10	72,97	54,73	36,49	21,89
	Pressure (kpa)	Gas	101,33	101,33	101,33	101,33	101,35	101,35	101,33	101,33
		Water	12500	12500	12500	12500	12500	12500	12500	12500
	Enthalpy (kJ/kg)	Gas Inlet	381,83	378,32	374,15	369,34	352,24	348,24	346,22	342,23
		Gas	351,61	346,6	340,72	333,93	302,66	294,21	292,58	288,85

		Outlet								
		Water Inlet	1109,21	1089,54	1067,16	1041,21	1039,35	990,67	994,4	996,8
		Water Outlet	1504,99	1504,99	1504,99	1504,99	1504,99	1498,08	1498,08	1498,08
LP Evaporator	Temperature (°C)	Gas Inlet	215,57	211,8	207,29	202,02	199,64	195,67	196,27	191,9
		Gas Outlet	178,74	174,96	170,42	165,18	167,12	163,06	160,64	159,34
		Water Inlet	149,84	149,84	149,84	150,84	150,84	149,84	149,84	150,84
		Steam Outlet	151,84	151,84	151,84	151,84	151,84	151,84	151,84	151,84
	Flowrate (kg/s)	Gas	440,89	330,67	220,45	132,27	692,18	519,14	346,09	207,65
		Water	8,26	6,2	4,13	2,48	11,5	8,63	6,28	3,45

	Pressure (kpa)	Gas	101,33	101,33	101,33	101,33	101,35	10.135	101,33	101,33
		Water	500	500	500	500	500	500	500	500
	Enthalpy (kJ/kg)	Gas Inlet	214,5	210,48	205,56	199,82	198,1	193,76	194,41	189,65
		Gas Outlet	174,46	170,43	165,52	159,86	162,66	158,25	155,62	154,21
		Water Inlet	631,49	631,49	631,49	635,81	635,81	631,49	631,49	635,81
		Steam Outlet	2747,55	2747,55	2747,55	2747,55	2747,55	2747,55	2747,55	2747,55
	IP Evaporator	Temperature (°C)	Gas Inlet	323,4	319,31	314,66	309,21	286,05	279,15	277,64
Gas Outlet			258,76	254,64	249,92	244,39	243,89	236,92	238,05	234,65
Water Inlet			232,84	232,84	232,84	232,84	231,84	231,84	231,84	231,84

HP Evaporator	Temperature (°C)	Gas Inlet	444,75	441,53	437,91	433,73	447,58	444,77	443,02	439,57
		Gas Outlet	366,25	363	359,31	355,05	338,41	334,86	333,06	329,52
		Water Inlet	326,79	326,79	326,79	326,79	326,79	325,79	325,79	325,79
		Steam Outlet	327,79	327,79	327,79	327,79	327,79	327,79	327,79	327,79
	Flowrate (kg/s)	Gas	440,89	330,67	220,45	132,27	692,18	519,14	346,09	207,65
		Water	33,33	25	16,67	10	72,97	54,73	36,49	21,89
	Pressure (kpa)	Gas	101,33	101,33	101,33	101,33	101,35	101,35	101,33	101,33
		Water	12500	12500	12500	12500	12500	12500	12500	12500
	Enthalpy (kJ/kg)	Gas Inlet	471,14	467,92	463,75	458,94	477,16	473,92	471,85	467,9
		Gas	381,83	378,32	374,15	369,34	352,24	348,24	346,22	342,23

		Outlet								
		Water Inlet	1504,99	1504,99	1504,99	1504,99	1504,99	1498	1498	1498,08
		Steam Outlet	2678,36	2678,36	2678,36	2678,36	2678,36	2678,36	2678,36	2678,36
LP Superheater	Temperature (°C)	Gas Inlet	339,44	334,85	329,59	323,51	294,25	286,69	285,23	282,03
		Gas Outlet	326,79	332,48	317,56	311,86	285,63	278,51	276,37	274,08
		Steam Inlet	151,85	151,85	151,85	151,85	151,84	151,84	151,84	151,84
		Steam Outlet	327,99	323,66	318,71	313	285,48	278,38	277	273,99
	Flowrate (kg/s)	Gas	220,45	165,33	110,22	66,13	346,09	259,57	173,05	103,83
		Steam	8,26	6,2	4,13	2,48	11,5	8,63	6,28	3,45

		Steam Outlet	332,26	327,96	323,09	31,44	290,24	283,21	281,85	278,87
	Flowrate (kg/s)	Gas	220,45	165,33	110,22	66,13	346,09	259,57	173,05	103,83
		Steam	17,42	13,06	8,71	5,23	17,78	13,33	8,33	5,05
	Pressure (kpa)	Gas	101,33	101,33	101,33	101,33	101,35	101,35	101,33	101,33
		Steam	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
	Enthalpy (kJ/kg)	Gas Inlet	351,62	346,61	340,72	333,91	302,65	294,21	292,58	289,02
		Gas Outlet	329,84	325,65	320,71	315	293,97	286,51	285,54	282,3
		Steam Inlet	2802,3	2802,3	2802,3	2802,3	2802,3	2802,3	2802,3	2802,3
		Steam Outlet	3075,31	3064,96	3053,04	3039,13	2969,6	2950,77	2947,08	2938,9

Reheater 1	Temperature (°C)	Gas Inlet	524,17	520,33	516	511,11	554,82	551,34	548,24	547,57
		Gas Outlet	483,15	479,29	474,96	469,94	505,96	502,39	500,11	499,58
		Steam Inlet	330,79	327,26	323,33	318,85	349	345,26	343,46	343,84
		Steam Outlet	512,53	508,68	504,35	499,45	542,56	539,04	536	535,4
	Flowrate (kg/s)	Gas	440,89	330,67	220,45	132,27	692,18	519,14	346,09	207,65
		Steam	50,75	38,06	25,37	15,23	90,75	68,06	44,82	26,94
	Pressure (kpa)	Gas	101,33	101,33	101,33	101,33	101,35	101,35	101,33	101,33
		Steam	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
	Enthalpy (kJ/kg)	Gas Inlet	563,8	559,54	554,46	548,73	603,13	599	595,32	594,53
		Gas	515,85	511,59	506,53	500,79	545,38	541,1	538,47	537,87

		Outlet								
		Steam Inlet	3071,77	3063,21	3053,62	3042,6	3115,28	3106,3	3102,1	3103,01
		Steam Outlet	3484,19	3475,58	3465,91	3454,98	3551,44	3543,55	3536,75	3535,39
Reheater 2	Temperature (°C)	Gas Inlet	542,22	538,3	534	529,18	585,56	582,14	578,51	575,4
		Gas Outlet	529,83	526	521,69	516,8	565,36	561,94	558,79	557,1
		Steam Inlet	512,53	508,68	504,35	499,45	542,56	539,04	536	536,14
		Steam Outlet	540,46	536,54	532,25	527,42	583,01	579,59	575,99	573,07
	Flowrate (kg/s)	Gas	220,45	165,33	110,22	66,13	346,09	259,57	173,05	103,83
		Steam	50,75	38,06	25,37	15,23	90,75	68,06	44,82	26,94

		Steam Outlet	469,97	466,43	462,45	457,85	490,93	487,67	485,57	482,25
	Flowrate (kg/s)	Gas	440,89	330,67	220,45	132,27	692,18	519,14	346,09	207,65
		Steam	33,33	25	16,677	10	72,97	54,73	36,49	21,9
	Pressure (kpa)	Gas	101,33	101,33	101,33	101,33	101,35	101,35	101,33	101,33
		Steam	12500	12500	12500	12500	12500	12500	12500	12500
	Enthalpy (kJ/kg)	Gas Inlet	515,87	511,62	506,58	500,75	545,35	541,15	538,47	534,57
		Gas Outlet	471,41	467,92	463,75	458,94	477,16	473,92	471,85	468,82
		Steam Inlet	2678,36	2678,36	2678,36	2678,36	2678,36	2678,36	2678,36	2678,36
		Steam Outlet	3260,62	3250,58	3239,22	3223,95	3318,72	3309,82	3304,05	3295,59

HP Superheater 2	Temperature (°C)	Gas Inlet	542,22	583,3	534,01	529,18	585,56	582,14	578,51	575,4
		Gas Outlet	518,56	514,64	510,30	505,39	544,17	540,71	537,64	534,34
		Steam Inlet	469,97	466,43	462,45	457,85	490,93	487,67	485,57	482,5
		Steam Outlet	537,77	533,86	529,58	524,75	579,77	576,36	572,82	569,7
	Flowrate (kg/s)	Gas	220,45	165,33	110,22	66,13	346,09	259,57	173,05	103,83
		Steam	33,33	25	16,67	10	72,97	54,73	36,49	21,9
	Pressure (kpa)	Gas	101,33	101,33	101,33	101,33	101,35	101,35	101,33	101,33
		Steam	12500	12500	12500	12500	12500	12500	12500	12500
	Enthalpy (kJ/kg)	Gas Inlet	585,03	580,67	575,62	569,94	639,18	635,73	631,39	627,68
		Gas	557,2	552,85	547,77	541,99	590,49	586,34	582,69	578,85

		Outlet								
		Steam Inlet	3260,62	3250,58	3239,22	3225,95	3318,72	3309,82	3304,05	3295,59
		Steam Outlet	3442,88	3432,74	3421,59	3408,97	3550,34	3541,7	3532,71	3524,79
Gas Turbine	Temperature (°C)	Inlet Air	30	30	30	30	30	30	30	30
		Exhaust Gas	542,22	538,3	534	529,18	585,56	582,14	578,51	575,4
		Fuel Inlet	26,67	26,67	26,67	26,67	26,67	26,27	26,27	26,67
	Flowrate (kg/s)	Inlet Air	432,33	324,25	216,17	129,7	676,95	507,71	338,48	203,08
		Exhaust Gas	440,89	330,67	220,45	132,27	692,18	519,14	346,09	207,65
		Fuel Inlet	8,56	6,42	4,28	2,57	15,23	11,42	7,61	4,57

	Pressure (kpa)	Inlet Air	101,33	101,33	101,33	101,33	101,33	101,33	101,33	101,33
		Exhaust Gas	101,33	101,33	101,33	101,33	101,33	101,33	101,33	101,33
		Fuel Inlet	2068,43	2068,43	2068,43	2068,43	300	300	300	300
	Enthalpy (kJ/kg)	Inlet Air	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8
		Exhaust Gas	585,03	580,67	575,62	569,94	639,81	635,73	631,39	627,66
		Fuel Inlet	24,53	24,53	24,53	24,53	24,53	24,53	24,53	24,53
HP Steam Turbine	Temperature (°C)	Steam Inlet	537,77	533,86	529,58	524,75	579,77	576,36	572,82	569,7
		Steam Outlet	330,02	326,88	323,45	319,59	364,24	361,43	358,52	355,98
	Flowrate (kg/s)	Steam Inlet	66,67	50	33,33	20	72,97	54,73	36,49	21,9

		Steam Outlet	66,67	50	33,33	20	72,97	54,73	36,49	21,9
	Pressure (kpa)	Steam Inlet	12500	12500	12500	12500	12500	12500	12500	12500
		Steam Outlet	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
	Enthalpy (kJ/kg)	Steam Inlet	3442,88	3432,74	3421,59	3408,97	3550,34	3541,7	3532,71	3524,79
		Steam Outlet	3069,92	3062,3	3053,92	3044,44	3150,77	3144,27	3137,5	3131,54
IP Steam Turbine	Temperature (°C)	Steam Inlet	540,46	536,64	532,25	527,42	583	579,59	575,99	572,87
		Steam Outlet	298,1	295,11	291,84	288,16	330,77	328,13	325,36	322,95
	Flowrate	Steam	101,5	76,13	50,75	30,45	90,75	68,06	44,82	26,95

		Main Exit	45,83	45,83	45,83	45,83	45,83	45,83	45,83	45,83
		Cooling Water Inlet	15,56	15,56	15,56	15,56	15,56	15,56	15,56	15,56
		Cooling water Outlet	27	27	27	27	27	27	27	27
		Aux Steam Inlet	15,56	15,56	15,56	15,56	15,56	15,56	15,56	15,56
	Flowrate (kg/s)	Main Steam Inlet	114,72	86,04	57,36	34,42	101,1	75,83	50,47	30,3
		Main Exit	121,6	91,35	60,85	36,29	103,9	78,44	52,09	30,97
		Cooling Water	5371,56	4021,37	2676,61	1602,53	4807	3596,52	2390,23	1433,36

	Inlet									
	Cooling water Outlet	5371,56	4021,37	2676,1	1602,53	4807	3596,52	2390,23	1433,36	
	Aux Steam Inlet	6,88	5,31	3,49	1,87	2,8	2,61	1,62	0,67	
Pressure (kpa)	Desired	10	10	10	10	10	10	10	10	
Enthalpy (kJ/kg)	Main Steam Inlet	2439,34	2435,44	2431,11	2426,19	2469,26	2465,56	2461,83	2459,1	
	Main Exit	191,83	191,83	191,83	191,83	191,83	191,83	191,83	191,83	
	Cooling Water Inlet	65,38	65,38	65,38	65,38	65,28	65,28	65,28	65,28	

	(kpa)	Control Valve Outlet	300	300	300	300	294,2	294,2	294,2	294,2
	Enthalpy (kJ/kg)	Main Inlet	191,83	191,83	191,83	191,83	191,83	191,83	191,83	191,83
		Control Valve Outlet	192,2	192,2	192,2	192,2	192,19	192,19	192,19	192,19
LP Pump	Temperature (°C)	Main Inlet	119,23	119,23	119,23	119,23	119,23	119,23	119,23	119,23
		Control Valve Outlet	119,27	119,27	119,27	119,27	120,21	120,21	120,21	120,21
	Flowrate (kg/s)	Main Inlet	16,52	12,39	8,26	4,96	11,5	8,63	6,28	3,45
		Control Valve Outlet	16,52	12,39	8,26	4,96	11,5	8,63	6,28	3,45

	Pressure (kpa)	Main Inlet	200	200	200	200	200	200	200	200
		Control Valve Outlet	500	500	500	500	500	500	500	500
	Enthalpy (kJ/kg)	Main Inlet	500,46	500,46	500,46	500,46	500,46	500,46	500,46	500,46
		Control Valve Outlet	500,86	500,86	500,86	500,86	504,83	502,22	504,83	504,83
IP pump	Temperature (°C)	Main Inlet	119,23	119,23	119,23	119,23	119,23	119,23	119,23	119,23
		Control Valve Outlet	119,64	119,64	119,64	119,64	119,64	119,64	119,64	119,64
	Flowrate (kg/s)	Main Inlet	101,5	76,13	50,75	30,45	90,75	68,06	44,82	26,95
		Control Valve	101,5	76,13	50,75	30,45	90,75	68,06	44,82	26,95

		Outlet								
	Pressure (kpa)	Main Inlet	200	200	200	200	200	200	200	200
		Control Valve Outlet	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
	Enthalpy (kJ/kg)	Main Inlet	500,46	500,46	500,46	500,46	500,46	500,46	500,46	500,46
		Control Valve Outlet	504,17	504,17	504,17	504,17	504,17	504,17	504,17	504,17
HP Pump	Temperature (°C)	Main Inlet	119,02	119,64	119,64	119,64	119,64	119,64	119,64	119,64
		Control Valve Outlet	120,23	120,85	120,85	120,85	120,85	120,85	120,85	120,85
	Flowrate	Main Inlet	66,67	50	33,33	20	72,97	54,73	36,49	21,9

	(kg/s)	Control Valve Outlet	66,67	50	33,33	20	72,97	54,73	36,49	21,9
	Pressure (kpa)	Main Inlet	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
		Control Valve Outlet	12500	12500	12500	12500	12500	12500	12500	12500
	Enthalpy (kJ/kg)	Main Inlet	504,17	504,17	504,17	504,17	504,17	504,17	504,17	504,17
		Control Valve Outlet	516	516	516	516	516	516	516	516
Dearator	Temperature (°C)	Main Steam Inlet	327,99	323,66	318,71	312,98	285,48	278,38	277	275,26

		Main BFW Inlet	131,44	132,68	132,33	129,32	126,6	129,36	128,22	128,49	
		MainBFW Outlet	118,62	119,23	119,23	119,23	119,23	119,23	119,23	119,23	119,23
		Vent Steam Outlet	120,23	120,23	120,23	120,23	120,23	120,23	120,23	120,23	120,23
	Flowrate (kg/s)	Main Steam Inlet	3,3	2,48	1,65	0,99	1,15	0,86	0,63	0,1	
		Main BFW Inlet	121,6	91,35	60,85	36,29	103,9	78,44	52,09	30,97	
		MainBFW Outlet	118,02	88,52	59,01	35,41	102,25	76,69	51,1	30,4	
		Vent Steam	6,88	5,31	3,49	1,87	2,8	2,61	1,6	0,67	

(halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

1. Simulasi PLTGU kapasitas 800MW dengan 2 blok masing – masing 400MW memiliki spesifikasi *Gas Turbine* dan *Steam Turbine* sebagai berikut :

Parameter	400 MW	
	2-2-1	1-1-1
Gas turbine	MITSUBISHI M701DA	SIEMENS SGT – 4000F
Steam turbine	SST–700 Series	SST–700 Series
Luasan HRSG (m ²)	273426,04	383773,4
Daya (MW)	427,09/ 1 blok	427,08 / 1 blok

2. Efisiensi sistem PLTGU kapasitas 800MW dengan 2 blok masing – masing 400MW untuk konfigurasi 2-2-1 dan 1-1-1 tidak terlalu berpengaruh terhadap perubahan pembebanan. Perbedaan efisiensi terbesar untuk setiap konfigurasi adalah 0,17%. Tetapi terdapat perbedaan nilai efisiensi rata - rata yang signifikan antara konfigurasi 2-2-1 dan 1-1-1 yaitu sebesar 6,49 %.
3. Pada pembebanan 50% kebawah untuk PLTGU kapasitas 800MW dengan 2 blok masing – masing 400MW konfigurasi 2-2-1 terdapat 2 kondisi. Dimana pembangkit bisa dijalankan menggunakan 2 gas turbine atau 1 gas turbine. Perbedaan nilai efisiensi dan heat rate sebesar 0,13 % dan 16,5 kJ/kWh.

4. Perbedaan nilai efisiensi dan heat rate pada pembebanan 50% kebawah untuk PLTGU kapasitas 800MW dengan 2 blok masing – masing 400MW antara konfigurasi 2-2-1 dan 1-1-1 sebesar 6,54 % dan 763,3 kJ/kWh

5.2 Saran

Adapun saran yang diberikan setelah dilakukan penelitian ini adalah :

1. Perlunya dilakukan pelatihan mengenai *software gate cycle* agar mahasiswa yang akan menganalisa sistem pembangkit menggunakan *software* tersebut dapat menguasai pengoperasian *software*.
2. Diharapkan adanya penelitian lebih lanjut tentang perancangan pembangkit listrik menggunakan *software gate cycle*.
3. Dibutuhkan referensi lebih jelas dalam perancangan PLTGU untuk memenuhi permintaan

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Moran, Michael J. Shapiro, Howard N. 2005. *Fundamentals of Engineering Thermodynamics*. Chichester : John Wiley & Sons Ltd.
- [2] Incropera, Frank P. Dewitt, David P. Bergman, Theodore L. Lavine, Adrienne S. 2007. *Fundamentals of Heat and Mass Transfer*. Hoboken : John Wiley & Sons (Asia) Pte Ltd.
- [3] Kiameh, Philip. 2002. *Power Generation Handbook: Selection, Applications, Operation, and Maintenance*. New York : McGraw-Hill Professional.
- [4] Masruri, Syukron. 2016. Analisa Dan Studi Performa PItgu Berdasarkan Kondisi Operasi Dengan Menggunakan Software Cycle Tempo. Surabaya : Institut Teknologi Sepuluh Nopember.
- [5] GE Energy. 2005. *Gate cycle release version 5.61 getting started & installation guide*. USA : GE Energy Company.
- [6] Thamir K. Ibrahim¹, and M. M. Rahman. 2014. Effective Parameters on Performance of Multipressure Combined Cycle Power Plants. Malaysia: Universiti Malaysia Pahang.

(halaman ini sengaja dikosongkan)

BIODATA PENULIS



Heri Tri Gunawan Sutopo, lahir di Sukoharjo pada tanggal 26 Oktober 1994. Telah menempuh pendidikan di SD Negeri Begajah 1 (2000-2006), SMP Negeri 1 Nguter (2006-2009), dan SMA Negeri 1 Sukoharjo (2009-2012). Melanjutkan pendidikan perguruan tinggi di Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya di jurusan Teknik Mesin Fakultas Teknologi Industri angkatan 2012.

Selama masa kuliah, penulis pernah mengikuti beberapa organisasi dan kepanitiaan di antaranya koordinator acara Mechanic Skill Competition 2014, kabiro eksternal divisi umum lembaga bengkel mahasiswa mesin 2014-2015 dan Pemandu KDDO 2014. Selain itu, Penulis juga aktif dalam keanggotaan ITS TEAM SAPUANGIN. Di Jurusan Teknik Mesin, penulis mengambil bidang studi Konversi Energi sebagai bahasan tugas akhir yang memiliki topik Pembangkit Listrik di bawah bimbingan Dr.Ir.Atok Setyawan, M.Eng.Sc

Jika ada informasi, kritik ataupun saran yang ingin disampaikan, silahkan kirim kritik dan saran ke : heri3g@gmail.com