



TESIS - BM185407

**PENENTUAN PRIORITAS START GAS TURBINE  
PADA SISTEM BLOK PLTGU (STUDI KASUS : PT PJB  
UNIT PEMBANGKITAN GRESIK)**

**PURWASITO  
09211650014029**

**Dosen Pembimbing:  
Prof. Dr.techn. Mohammad Isa Irawan, MT**

**Departemen Manajemen Teknologi  
Fakultas Desain Kreatif Dan Bisnis Digital  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
2020**

## LEMBAR PENGESAHAN TESIS

Tesis disusun untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar

**Magister Manajemen Teknologi (M.MT)**

di

**Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

Oleh:

**Purwasito**

**NRP: 09211650014029**

**Tanggal Ujian: 8 Januari 2020**

**Periode Wisuda: Maret 2020**

Disetujui oleh:

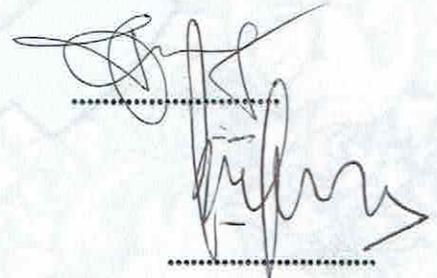
**Pembimbing:**

1. Prof. Dr.techn. Mohammad Isa Irawan, MT  
NIP: 196312251989031001



**Penguji:**

1. Dr. Ir. Mokh. Suef, M.Sc(Eng)  
NIP: 196506301990031002
2. Dr.Ir. Bustanul Arifin Nur, M.Sc.  
NIP: 195904301989031001



**Kepala Departemen Manajemen Teknologi  
Fakultas Desain Kreatif Dan Bisnis Digital**

**Prof. Ir. I Nyoman Pujawan, M.Eng, Ph.D, CSCP**  
NIP: 196912311994121076

**PENENTUAN PRIORITAS START GAS TURBINE  
PADA SISTEM BLOK PLTGU  
(Studi Kasus : PT PJB UNIT PEMBANGKITAN GRESIK)**

Nama : Purwasito  
NRP : 092116.5001.4029  
Dosen Pembimbing : Prof. Dr.techn. Mohammad Isa Irawan, MT

**ABSTRAK**

Sistem Jawa Bali (SJB) adalah sistem kelistrikan yang terintegrasi antara berbagai pembangkit listrik dengan konsumen listrik di Pulau Jawa, Madura dan Bali. Penjadwalan pembangkit pada SJB berdasarkan *merit order* dari pembangkit yang paling murah ke yang paling mahal. PT PJB Unit Pembangkitan Gresik merupakan salah satu unit yang terhubung dalam SJB. PT PJB UP Gresik mempunyai 3 Blok Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Gas Uap (PLTGU). Dalam 1 Blok PLTGU terdiri atas 3 Gas Turbine. *Merit Order* dari SJB untuk PLTGU ditentukan dalam entitas blok. Karena PT PJB UP Gresik mempunyai 9 Gas Turbine maka muncul permasalahan dalam menentukan prioritas start. Secara umum, Gas Turbine dengan performa operasional terbaik harus diprioritaskan start terlebih dahulu.

PT PJB UP Gresik mempunyai *Key Performance Indicator (KPI)* di Kontrak Kinerja perusahaan yang dipengaruhi oleh performa operasional Gas Turbine. Dua kriteria paling berpengaruh terhadap performa operasional adalah efisiensi dan keandalan. Dalam operasional harian SJB ada probabilitas Gas Turbine berada dalam kondisi beroperasi, kondisi stop dan kondisi start/stop. Oleh karena itu diperlukan metode penentuan prioritas start Gas Turbine berdasarkan perpaduan nilai efisiensi dan keandalan untuk memenuhi permintaan SJB sekaligus mencapai *KPI* di Kontrak Kinerja perusahaan.

Pada penelitian ini, penentuan prioritas start dilakukan melalui tahapan berikut : *Metode Analytical Hierarchy Process (AHP)* untuk menentukan perbandingan bobot efisiensi dan keandalan, metode *Reliability Block Diagram (RBD)* untuk menentukan nilai keandalan dan probabilitas kegagalan Gas Turbine dan metode perhitungan *heat rate* untuk menentukan jumlah energi bahan bakar Gas Turbine. Bobot keandalan dari AHP dengan probabilitas kegagalan dikonversikan sebagai nilai *potensial losses* produksi Gas Turbine. Sedangkan bobot efisiensi dengan *heat rate* dikonversikan sebagai biaya bahan bakar. Prioritas start Gas Turbine ditentukan berdasarkan perpaduan nilai *potensial losses* produksi dan biaya bahan bakar. Dimulai dari Gas Turbine dengan perpaduan biaya terendah sampai tertinggi.

Dari penelitian ini dapat diketahui performa operasional Gas Turbine berdasarkan kriteria efisiensi dan keandalan yang kemudian digunakan untuk menentukan prioritas start Gas Turbine. Penerapan metode penentuan prioritas start Gas Turbine meningkatkan pencapaian *KPI* di Kontrak Kinerja perusahaan.

**Kata Kunci:** Gas Turbine, efisiensi, keandalan, prioritas start, *Analytical Hierarchy Process (AHP)*, *Reliability Block Diagram (RBD)*

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

**START PRIORITY DETERMINATION OF GAS TURBINE  
IN BLOCK SYSTEM OF COMBINE CYCLE POWER PLANT  
(Case Study : PT PJB UNIT PEMBANGKITAN GRESIK)**

Name : Purwasito  
NRP : 092116.5001.4029  
Supervisor : Prof. Dr.techn. Mohammad Isa Irawan, MT

**ABSTRACT**

Jawa Bali System (SJB) is an integrated electrical system between various power plants with electricity consumers around Jawa, Madura and Bali islands. Power plant scheduling in SJB is based on merit order from the cheapest power plant to the most expensive power plant. PT PJB Unit Pembangkitan Gresik is one of the units connected to SJB. PT PJB UP Gresik has 3 blocks of Combine Cycle Power Plant (CCPP). Each block has 3 units of Gas Turbine. Merit Order from SJB for CCPP is determined in block entity. Because PT PJB UP Gresik has 9 units of Gas Turbine, problems arise in determining start priority of Gas Turbine. In general, Gas Turbine with the best operational performance should be prioritized.

PT PJB UP Gresik has a Key Performance Indicator (KPI) on the company's Performance Contract which is affected by the Gas Turbine operational performance. The two most influential criteria for operational performance are efficiency and reliability. In the daily operations of SJB, there is a probability that the Gas Turbine is in an operating condition, a stop condition and a start/stop condition. Therefore a Gas Turbine start priority determination method is needed based on a combination of efficiency and reliability values to meet the demand of SJB while achieving the KPIs in the company's Performance Contract.

In this research, start priority determination is conducted by phase as follows : Analytical Hierarchy Process (AHP) method to determine the priority value of efficiency and reliability. Reliability Block Diagram (RBD) method to determine the reliability and failure probability of Gas Turbine and heat rate calculation method to determine the amount of fuel energy of Gas Turbine. The priority value of reliability from AHP with failure probability are converted as potential losses production of Gas Turbine. While the priority value of efficiency from AHP with heat rate value are converted as fuel cost. Start priority of Gas Turbine is determined by the combination value of potential losses of production and fuel cost of Gas Turbine. Starting from the Gas Turbine with the lowest combination cost to the highest combination cost.

From this research, it can be seen the operational performance of Gas Turbine based on efficiency and reliability criteria which are then used to determine the start priority of Gas Turbine. Implementation of start priority determination method increase KPI achievement of company Performance Contract.

*Keywords : Gas Turbine, efficiency, reliability, start priority, Analytical Hierarchy Process (AHP), Reliability Block Diagram (RBD)*

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

## **KATA PENGANTAR**

Puji syukur kehadiran Allah SWT yang telah melimpahkan rahmat dan hidayah-Nya sehingga tesis yang berjudul “Penentuan Prioritas Start Gas Turbine pada Sistem Blok PLTGU (Studi Kasus : PT PJB Unit Pembangkitan Gresik)” dapat diselesaikan dengan baik dan tepat waktu. Tulisan ini dapat selesai karena bantuan dari berbagai pihak. Oleh karena itu, ucapan terima kasih penulis tujukan kepada :

1. Keluarga besar yang telah banyak memberikan doa, semangat dan dorongan, terutama kepada istriku Feby Diana.
2. Bapak Prof. Dr.techn. Mohammad Isa Irawan, MT, selaku dosen pembimbing yang banyak memberikan bimbingan, arahan dan masukan kepada penulis.
3. Manajemen dan rekan-rekan karyawan PT PJB Unit Pembangkitan Gresik atas segala bantuan yang telah diberikan.
4. Seluruh rekan-rekan seperjuangan kelas Manajemen Industri angkatan 2016/2017 atas segala bantuan dan dukungannya.
5. Semua pihak yang tidak dapat disebutkan satu persatu.

Penulis menyadari bahwa tesis ini tidak terlepas dari kekurangan dan kesalahan. Oleh karena itu, kritik dan saran yang membangun diperlukan untuk memperbaiki dan mengembangkan tesis ini, agar dapat memberikan manfaat bagi berbagai terkait.

Surabaya, 8 Januari 2020

Penulis

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

## DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN PROPOSAL TESIS .....	ii
ABSTRAK .....	iii
ABSTRACT .....	v
KATA PENGANTAR .....	vii
DAFTAR ISI .....	ix
DAFTAR TABEL .....	xiii
DAFTAR GAMBAR .....	xv
BAB I PENDAHULUAN .....	1
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Rumusan Masalah .....	5
1.3 Tujuan Penelitian .....	6
1.4 Manfaat Penelitian .....	6
1.5 Ruang Lingkup Penelitian .....	6
1.6 Sistematika Penulisan .....	7
BAB II TINJAUAN PUSTAKA .....	9
2.1 Sistem Pembangkit Listrik PLTGU .....	9
2.2 <i>Economic Dispatch</i> dan <i>Merit Order</i> .....	12
2.3 <i>Heat Rate</i> dan Efisiensi Pembangkit Listrik .....	13
2.4 <i>Analytical Hierarchy Process (AHP)</i> .....	15
2.5 Keandalan .....	17
2.6 Karakteristik Kegagalan .....	19
2.6.1 <i>Burn-in Zone (Early Life)</i> .....	20
2.6.2 <i>Useful Life Time Zone</i> .....	20

2.6.3 <i>Wear Out Zone</i> .....	21
2.7 Distribusi Kegagalan.....	21
2.7.1 Distribusi Normal .....	21
2.7.2 Distribusi Weibull.....	21
2.7.3 Distribusi Lognormal.....	22
2.7.4 Distribusi Eksponensial .....	22
2.8 <i>Reliability Block Diagram (RBD)</i> .....	23
2.9 Penelitian Terdahulu .....	24
<b>BAB III METODOLOGI PENELITIAN .....</b>	<b>27</b>
3.1 Studi Lapangan dan Pustaka .....	27
3.2 Perumusan Masalah dan Tujuan Penelitian .....	27
3.3 Pengambilan Data .....	27
3.4 Pengolahan Data.....	28
3.5 Pengambilan Kesimpulan dan Saran.....	34
3.6 Diagram Alir Penelitian .....	35
<b>BAB IV .....</b>	<b>37</b>
<b>ANALISA DATA DAN PEMBAHASAN .....</b>	<b>37</b>
4.1 Penentuan bobot efisiensi dan keandalan dengan metode AHP .....	37
4.2 Analisa Data Keandalan.....	41
4.3 Analisa Data Efisiensi .....	49
4.4 Penentuan Pemilihan Prioritas Start Gas Turbine berdasarkan perpaduan nilai efisiensi dan keandalan .....	51
4.5 Manfaat yang diperoleh dari Pemilihan Prioritas Start Gas Turbine berdasarkan perpaduan nilai efisiensi dan keandalan .....	53
<b>BAB V.....</b>	<b>55</b>
<b>KESIMPULAN DAN SARAN.....</b>	<b>55</b>

5.1 Kesimpulan .....	55
5.2 Saran.....	56
DAFTAR PUSTAKA .....	57
LAMPIRAN.....	59
Lampiran A Perhitungan nilai keandalan Sistem Gas Turbine dengan Reliability Block Diagram (RBD) .....	59
Lampiran B Kontrak Kinerja PT PJB UP Gresik.....	68

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

## DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Skala perbandingan secara berpasangan .....	16
Tabel 3.1. Nama Peralatan Penyusun <i>RBD</i> Gas Turbine .....	33
Tabel 4. 1 Target Kontrak Kinerja PT PJB UP Gresik sub kriteria EAF, EFOR, SdOF, SOF dan NPHR.....	38
Tabel 4. 2 Matriks berpasangan ( <i>pairwise comparison</i> ) sub kriteria (EAF, EFOR, SdOF, SOF dan NPHR) .....	38
Tabel 4. 3 Matriks berpasangan ( <i>pairwise comparison</i> ) sub kriteria EAF terhadap kriteria efisiensi dan keandalan .....	39
Tabel 4. 4 Matriks berpasangan ( <i>pairwise comparison</i> ) sub kriteria EFOR terhadap kriteria efisiensi dan keandalan .....	39
Tabel 4. 5 Matriks berpasangan ( <i>pairwise comparison</i> ) sub kriteria SdOF terhadap kriteria efisiensi dan keandalan .....	40
Tabel 4. 6 Matriks berpasangan ( <i>pairwise comparison</i> ) sub kriteria SOF terhadap kriteria efisiensi dan keandalan .....	40
Tabel 4. 7 Matriks berpasangan ( <i>pairwise comparison</i> ) sub kriteria NPHR terhadap kriteria efisiensi dan keandalan .....	41
Tabel 4. 8 Perhitungan prioritas efisiensi dan keandalan.....	41
Tabel 4. 9 Data kerusakan GT 1.1.....	42
Tabel 4. 10 Data kerusakan GT 1.2.....	42
Tabel 4. 11 Data kerusakan GT 1.3.....	42
Tabel 4. 12 Data kerusakan GT 2.1.....	42
Tabel 4. 13 Data kerusakan GT 2.2.....	43
Tabel 4. 14 Data kerusakan GT 2.3.....	43
Tabel 4. 15 Data kerusakan GT 3.1.....	43
Tabel 4. 16 Data kerusakan GT 3.2.....	43
Tabel 4. 17 Data kerusakan GT 3.3.....	43
Tabel 4. 18 Perhitungan nilai <i>mean time between failure</i> , <i>failure rate</i> dan keandalan level <i>equipment</i> pada GT 1.1 .....	44

Tabel 4. 19 Perhitungan nilai <i>mean time between failure, failure rate</i> dan keandalan level <i>equipment</i> pada GT 1.2 .....	44
Tabel 4. 20 Perhitungan nilai <i>mean time between failure, failure rate</i> dan keandalan level <i>equipment</i> pada GT 1.3 .....	44
Tabel 4. 21 Perhitungan nilai <i>mean time between failure, failure rate</i> dan keandalan level <i>equipment</i> pada GT 2.1 .....	45
Tabel 4. 22 Perhitungan nilai <i>mean time between failure, failure rate</i> dan keandalan level <i>equipment</i> pada GT 2.2 .....	45
Tabel 4. 23 Perhitungan nilai <i>mean time between failure, failure rate</i> dan keandalan level <i>equipment</i> pada GT 2.3 .....	45
Tabel 4. 24 Perhitungan nilai <i>mean time between failure, failure rate</i> dan keandalan level <i>equipment</i> pada GT 3.1 .....	45
Tabel 4. 25 Perhitungan nilai <i>mean time between failure, failure rate</i> dan keandalan level <i>equipment</i> pada GT 3.2 .....	46
Tabel 4. 26 Perhitungan nilai <i>mean time between failure, failure rate</i> dan keandalan level <i>equipment</i> pada GT 3.3 .....	46
Tabel 4. 27 Perhitungan Keandalan dan Probabilitas Kegagalan Sistem Gas Turbine .....	48
Tabel 4. 28 Perhitungan <i>Potensial Losses</i> Produksi Gas Turbine .....	49
Tabel 4. 29 Nilai <i>Heat Rate</i> masing-masing Gas Turbine PLTGU .....	50
Tabel 4. 30 Jumlah Energi dan Biaya Bahan Bakar masing-masing Gas Turbine PLTGU per jam.....	51
Tabel 4. 31 Perpaduan Biaya Bahan Bakar dan <i>Potensial Losses</i> Produksi masing-masing Gas Turbine .....	52
Tabel 4. 32 Prioritas Start Gas Turbine PLTGU.....	52
Tabel 4. 33 Realisasi Pencapaian Kontrak Kinerja setelah penerapan metode pemilihan prioritas start.....	53
Tabel 4. 34 Peningkatan Pencapaian Kontrak Kinerja setelah penerapan metode pemilihan prioritas start.....	53

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Sistem turbin gas (www2.lbl.gov).....	10
Gambar 2.2 Sudu kompresor (www.vonboyettcorp.com) .....	11
Gambar 2.3 Sudu turbin gas (www.pinterest.com).....	12
Gambar 2.4 Harga Energi Primer Pembangkit Listrik bulan Januari 2019 (www.pln.co.id) .....	13
Gambar 2.5 Kurva laju kegagalan.....	20
Gambar 2.6 Sistem Seri.....	23
Gambar 2.7 Sistem Paralel.....	24
Gambar 3.1 Pohon Hirarki Pemilihan Start Gas Turbine .....	28
Gambar 3.2 Logic Diagram perhitungan efisiensi dan <i>heat rate</i> .....	30
Gambar 3.3 Penunjukkan nilai efisiensi dan <i>heat rate</i> pada <i>BCD</i> .....	30
Gambar 3.4 <i>Reliability Block Diagram (RBD)</i> Gas Turbine .....	32
Gambar 3.5 Alur Proses Kerja .....	34
Gambar 3.6 Diagram Alir Penelitian .....	35
Gambar 4.1 Pohon Hirarki AHP Pemilihan Start Gas Turbine .....	37
Gambar 4.2 <i>Reliability Block Diagram (RBD)</i> untuk perhitungan nilai keandalan pada GT 1.1 .....	47

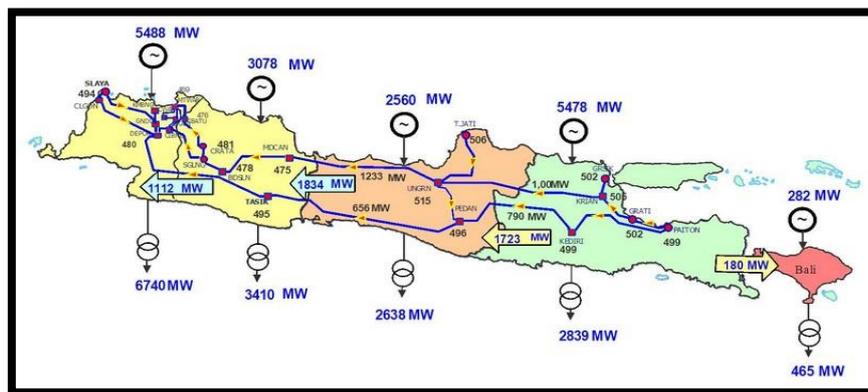
(Halaman ini sengaja dikosongkan)

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Sistem Jawa Bali (SJB) adalah sistem kelistrikan yang terintegrasi antara berbagai pembangkit listrik dengan beban konsumen pengguna listrik yang ada di Pulau Jawa, Madura dan Bali. Sistem Kelistrikan Jawa Bali terdiri atas 122 pembangkit listrik dengan berbagai macam jenis dan kapasitas yang berbeda. Beban tertinggi Sistem Jawa Bali adalah sebesar 27.070 MW pada tanggal 17 Oktober 2018 pada pukul 18.00 WIB. Skema Sistem Jawa Bali ditampilkan pada Gambar 1.1.

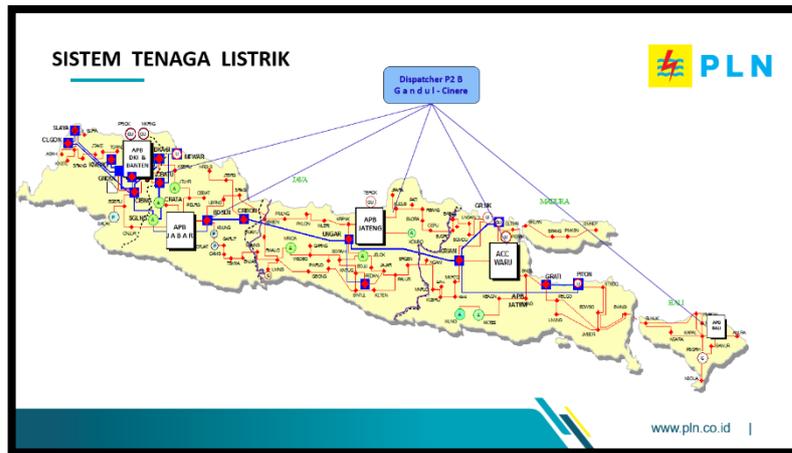


Gambar 1.1 Sistem Jawa Bali (SJB)

Sistem Jawa Bali dikendalikan terpusat oleh PT PLN Unit Induk Pusat Pengatur Beban (UIP2B) yang berlokasi di Gandul Jakarta, seperti yang ditampilkan pada Gambar 1.2. PLN P2B Gandul berperan utama dalam mengatur keseimbangan antara kebutuhan energi listrik pelanggan dengan pasokan energi listrik yang dihasilkan oleh pembangkit listrik. Secara umum tugas dari dispatcher UIP2B adalah :

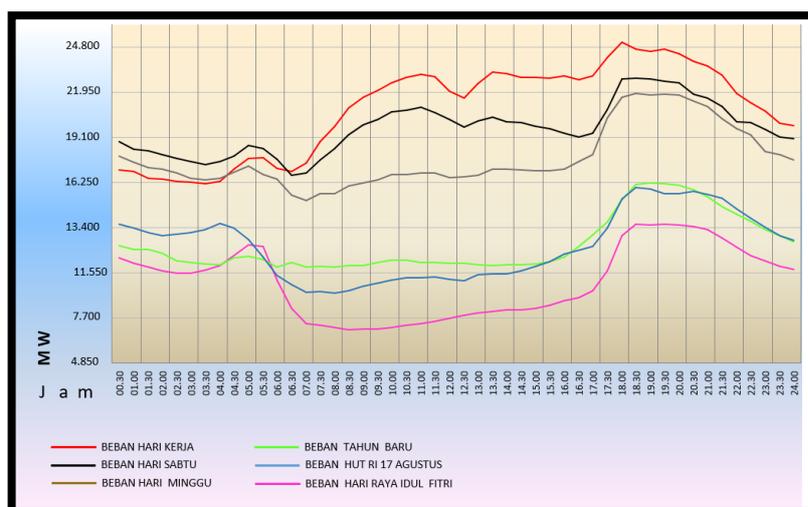
1. Melaksanakan manajemen energi (perintah ke pembangkit) secara cermat agar diperoleh biaya operasi (bahan bakar) yang efisien.
2. Mengendalikan kontinuitas operasi Sistem Jawa Bali
3. Mengatur tingkat pembebanan transmisi maupun pembangkit agar tidak melampaui batas stabilitas.

#### 4. Mengatur tegangan



Gambar 1.2 Diagram Alur Tugas UIP2B (www.pln.co.id)

Dari Langgam Beban Sistem Jawa Bali yang ditampilkan pada Gambar 1.3, dapat disimpulkan bahwa kebutuhan beban konsumen sangat bervariasi. Oleh karena itu suplai energi listrik dari pembangkit juga harus menyesuaikan variasi beban yang ada. Parameter yang digunakan untuk mengukur keseimbangan beban dan pasokan energi listrik dalam suatu sistem kelistrikan adalah frekuensi listrik. Dalam Sistem Jawa Bali frekuensi seimbang antara beban dan pasokan adalah sebesar 50 Hz. Jika beban konsumen naik dan pasokan listrik terlambat untuk merespon maka frekuensi akan turun dan sebaliknya. Jika beban konsumen turun dan pasokan listrik terlambat merespon maka frekuensi akan naik.



Gambar 1.3 Langgam Beban Sistem Jawa Bali (www.pln.co.id)

Untuk memenuhi langgam beban konsumen, maka pembangkit-pembangkit listrik yang terhubung dalam Sistem Jawa Bali akan diperintah untuk mengikuti permintaan UIP2B. Pembangkit-pembangkit dalam Sistem Jawa Bali memiliki jenis dan kapasitas yang berbeda-beda. Hal ini berdampak pada biaya produksi listrik yang berbeda antar pembangkit. Untuk mencapai biaya operasi minimum dalam suatu sistem kelistrikan UIP2B melakukan penjadwalan Start dan Stop serta pembagian pembebanan pembangkit berdasarkan pada faktor ekonomis pembangkit. Pembagian pembebanan pada pembangkit-pembangkit yang ada dalam sistem kelistrikan sehingga diperoleh biaya seminimal mungkin disebut dengan istilah *economic dispatch*.

Sementara penjadwalan pembangkit untuk menentukan unit mana yang start dan unit mana yang stop dalam melayani beban sistem kelistrikan selama siklus waktu tertentu disebut dengan istilah *unit commitment*. Penjadwalan Pembangkit di Sistem Jawa Bali didasarkan pada besarnya biaya bahan bakar per jam unit yang beroperasi pada kondisi maksimumnya. Semua pembangkit dalam Sistem Jawa Bali akan diurutkan dari yang mempunyai biaya bahan bakar paling murah sampai dengan yang paling mahal. Urutan ini disebut dengan istilah *merit order*.

PT PJB Unit Pembangkitan Gresik adalah salah satu Unit Pembangkitan yang dimiliki oleh PT Pembangkitan Jawa Bali yang terhubung dalam Sistem Jawa Bali. PT PJB UP Gresik memiliki 18 unit pembangkit dengan berbagai macam jenis dan kapasitas seperti yang ditampilkan pada Tabel 1.1.

Tabel 1.1 Jenis Pembangkit Listrik PT PJB UP Gresik

NO	Unit	Entitas	Kapasitas Terpasang (MW)
1	PLTG 1	PLTG 1	20
2	PLTG 2		20
3	PLTU 1	PLTU 12	100
4	PLTU 2		100
5	PLTU 3	PLTU 34	200
6	PLTU 4		200
7	GT 1.1	PLTGU Blok I	112
8	GT 1.2		112
9	GT 1.3		112
10	ST 1.0		188

11	GT 2.1	PLTGU Blok II	112
12	GT 2.2		112
13	GT 2.3		112
14	ST 2.0		188
15	GT 3.1	PLTGU Blok III	112
16	GT 3.2		112
17	GT 3.3		112
18	ST 3.0		188

PT PJB UP Gresik mempunyai 3 Blok Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Gas Uap (PLTGU). Dalam 1 Blok terdiri atas 3 unit Gas Turbine dan 1 unit Steam Turbine. *Merit Order* untuk Sistem PLTGU dari PT PLN ditentukan dalam entitas Blok. Urutan dari yang paling murah adalah Blok 1, Blok 3 kemudian Blok 2. Karena dalam 1 Blok PLTGU Gresik terdiri atas 3 unit Gas Turbine maka muncul permasalahan dalam menentukan prioritas Gas Turbine mana dalam satu Blok yang harus di start terlebih dahulu karena *merit order* dari PT PLN hanya sampai pada entitas Blok. Oleh karena itu diperlukan metode untuk melakukan justifikasi prioritas start sehingga dihasilkan keputusan prioritas start Gas Turbine yang tepat.

Dua kriteria yang sangat berpengaruh terhadap performa operasional dari Gas Turbine adalah efisiensi dan keandalan. Nilai efisiensi dan keandalan dari Gas Turbine tidak statis. Nilai efisiensi dan keandalan masing-masing Gas Turbine berubah sesuai kondisi terakhir peralatan Gas Turbine tersebut. Menurut Lubis (2011) pengertian efisiensi adalah suatu proses internal atau sumber daya yang diperlukan oleh organisasi untuk menghasilkan satu satuan output. Sedangkan menurut S. P. Hasibuan (1984), pengertian efisiensi adalah perbandingan yang terbaik antara input (masukan) dan output (hasil antara keuntungan dengan sumber-sumber yang dipergunakan), seperti halnya juga hasil optimal yang dicapai dengan penggunaan sumber yang terbatas.

Khusus pada pembangkit listrik dikenal istilah *heat rate*. *Heat Rate* adalah sebuah ukuran untuk menilai efisiensi pada pembangkit listrik (U.S. Energy information Administration, 2017). Faktor efisiensi dan *heat rate* Gas Turbine berhubungan erat dengan pemakaian bahan bakar. Besarnya *heat rate* ditentukan berdasarkan jumlah panas yang diperlukan untuk menghasilkan 1 kwh listrik. *Heat*

*Rate* biasanya ditampilkan dalam satuan kcal/kwh atau btu/kwh. Dari nilai *heat rate* kita dapat menghitung nilai efisiensi. Nilai *heat rate* berbanding terbalik dengan efisiensi. Semakin tinggi *heat rate* berarti efisiensi semakin rendah dan sebaliknya. Secara singkat, untuk memperoleh biaya produksi listrik minimum, Gas Turbine dengan efisiensi lebih tinggi atau *heat rate* lebih rendah diprioritaskan untuk start terlebih dahulu.

Keandalan didefinisikan sebagai probabilitas suatu peralatan dapat melaksanakan fungsinya dengan normal tanpa terjadi kegagalan dalam periode waktu tertentu (Lewis, 1987). Keandalan Gas Turbine yang sedang berada dalam kondisi kurang andal, mempunyai potensi kegagalan lebih besar daripada Gas Turbine yang keandalannya tinggi. Jenis kegagalan yang mungkin terjadi adalah Gagal Start (*Start Failure*) atau Gas Turbine trip (berhenti beroperasi karena setting proteksi terpenuhi nilainya). Kegagalan ini mengakibatkan kerugian besar karena perusahaan kehilangan kesempatan untuk berproduksi dan menurunkan pencapaian Kontrak Kinerja perusahaan.

Permasalahan yang ada adalah Gas Turbine yang paling efisien belum tentu juga merupakan Gas Turbine yang paling andal dan sebaliknya, Gas Turbine yang paling andal, belum tentu juga adalah Gas Turbine yang paling efisien. Padahal faktor efisiensi dan keandalan sama-sama memberikan pengaruh dalam performa Gas Turbine untuk mencapai kinerja terbaik.

Dalam operasional harian Sistem Jawa Bali yang berdasarkan *merit order* maka ada probabilitas Gas Turbine berada dalam kondisi beroperasi, kondisi stop (*stand by*) dan kondisi start/stop. Oleh karena itu sangat diperlukan sebuah metode untuk menentukan prioritas start Gas Turbine berdasarkan perpaduan pembobotan nilai efisiensi dan keandalan. Dengan metode ini, didapatkan keputusan urutan prioritas start Gas Turbine sehingga memberikan nilai kinerja terbaik bagi perusahaan.

## **1.2 Rumusan Masalah**

Berdasarkan pada latar belakang yang telah dituliskan sebelumnya, fokus permasalahan yang dijadikan sumber pengerjaan penelitian ini adalah:

1. Bagaimana mengetahui nilai efisiensi dan *heat rate* Gas Turbine secara aktual

2. Bagaimana mengukur nilai keandalan Gas Turbine
3. Bagaimana memadukan nilai efisiensi dengan keandalan Gas Turbine untuk menentukan prioritas start

### **1.3 Tujuan Penelitian**

Tujuan yang ingin dicapai dalam penelitian ini adalah :

1. Mengetahui nilai keandalan Gas Turbine dengan metode *Reliability Block Diagram (RBD)*
2. Mengusulkan Metode Pemilihan Prioritas Start Gas Turbine berdasarkan perpaduan nilai efisiensi dan keandalan yang dikonversikan ke dalam biaya bahan bakar dan *potensial losses* produksi Gas Turbine.

### **1.4 Manfaat Penelitian**

Manfaat yang didapatkan dari penelitian ini berdasarkan tujuan atas permasalahan yang dihadapi adalah sebagai berikut:

1. Mendapatkan nilai keandalan Gas Turbine dengan metode *Reliability Block Diagram (RBD)*
2. Mendapatkan prioritas start Gas Turbine yang tepat berdasarkan perpaduan nilai efisiensi dan keandalan.
3. Membantu manajemen untuk mencapai Kontrak Kinerja Perusahaan

### **1.5 Ruang Lingkup Penelitian**

Ruang lingkup penelitian dibutuhkan untuk membatasi beberapa aspek sehingga proses pengerjaan penelitian ini tidak keluar dari tujuannya, adapun batasan tersebut adalah:

1. Penilaian dibatasi pada kriteria efisiensi dan keandalan Gas Turbine PLTGU Gresik. Kriteria efisiensi dan keandalan diasumsikan merupakan kriteria yang selevel dan bukan sebagai sub ordinat antara satu dengan yang lain.
2. Faktor konfigurasi jaringan yang menghubungkan Gas Turbine PLTGU Gresik dengan Sistem Jawa Bali tidak dimasukkan sebagai kriteria pertimbangan
3. Sistem Jawa Bali dalam kondisi operasi normal (tidak ada gangguan/defisit)

## **1.6 Sistematika Penulisan**

Dalam sistematika penulisan proposal penelitian ini membagi lima bab yang disusun secara berurutan sebagai berikut:

### **BAB I PENDAHULUAN**

Bab ini menjelaskan mengenai pendahuluan penelitian yang terdiri dari latar belakang dilakukannya penelitian, rumusan masalah untuk mengungkapkan permasalahan pada obyek yang diteliti, tujuan yang ingin dicapai dari penelitian, manfaat yang didapat dari penelitian, asumsi penelitian dan sistematika penulisan tesis.

### **BAB II TINJAUAN PUSTAKA**

Bab ini berisi tinjauan pustaka yang menguraikan teori atau landasan berpijak yang diperoleh melalui studi pustaka dari berbagai literatur yang berkaitan dengan masalah penelitian, antara lain meliputi teori, konsep, dan pendapat yang dikemukakan oleh para ahli atau penelitian sebelumnya tentang obyek yang akan diteliti.

### **BAB III METODE PENELITIAN**

Bab ini menjelaskan bagaimana penelitian dilakukan, diantaranya terdiri dari pendekatan penelitian, diagram alir penelitian, tahap identifikasi masalah, prosedur pengumpulan data, dan teknis analisa dan pengolahan data, dan penarikan kesimpulan.

### **BAB IV ANALISA DATA DAN PEMBAHASAN**

Bab ini merupakan bab inti penelitian yang menguraikan hasil dari pengolahan data yang telah dilakukan, hasil tersebut akan dideskripsikan meliputi proses penulisan penelitian mulai dari pengumpulan dan pengolahan data, serta penyusunan keputusan.

### **BAB V KESIMPULAN DAN SARAN**

Pada bab ini berisi rangkuman dari hasil analisa dan pengolahan data yang telah dilakukan serta saran untuk pengembangan penelitian berikutnya.

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

## **BAB II**

### **TINJAUAN PUSTAKA**

Bab ini menjelaskan tentang kajian pustaka, teori-teori yang berhubungan dengan penelitian dan penelitian lain yang pernah dilakukan sebelumnya.

#### **2.1 Sistem Pembangkit Listrik PLTGU**

Sistem pembangkit listrik gas dan uap (PLTGU) adalah sistem gabungan dua siklus termodinamika yang berbeda, yaitu Siklus *Brayton* pada Gas Turbine dan Siklus *Rankine* pada Steam Turbine. Tujuan penggabungan kedua sistem ini adalah untuk meningkatkan efisiensi. Gas buang yang keluar dari Gas Turbine temperaturnya masih tinggi dan kemudian dimanfaatkan untuk menghasilkan uap di dalam *Heat Recovery Steam Generator (HRSG)*. Uap yang diproduksi oleh *HRSG* kemudian digunakan untuk menggerakkan *Steam Turbine (ST)*.

PLTGU di PT PJB Unit Pembangkitan Gresik terdiri atas 3 blok. Masing-masing blok terdiri atas 3 unit Gas Turbine (GT), 3 unit HRSG dan 1 unit *Steam Turbine*. Pengoperasian PLTGU dapat dilakukan dengan beberapa macam kombinasi sesuai kebutuhan listrik Sistem Jawa Bali, yaitu sebagai berikut:

- Operasi dengan sistem kombinasi penuh (3 turbin gas, 3 HRSG dan 1 turbin uap)
- Operasi dengan sistem kombinasi parsial (2 turbin gas, 2 HRSG dan 1 turbin uap)
- Operasi dengan sistem kombinasi parsial (1 turbin gas, 1 HRSG dan 1 turbin uap)
- Operasi sistem terbuka (gas buang dari Gas Turbine langsung dialirkan ke udara bebas melalui *bypass stack* tanpa melalui HRSG)
- Gabungan antara sistem kombinasi dan sistem terbuka

Gas Turbine yang dimiliki oleh PT PJB Unit Pembangkitan Gresik adalah Gas Turbine seri 701D buatan Mitsubishi Heavy Industries (MHI). Spesifikasi dari Gas Turbine seri 701D :

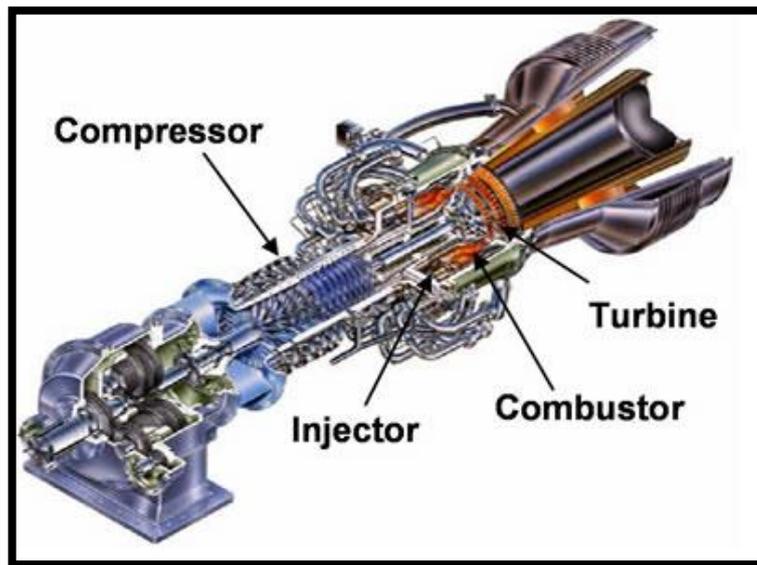
- Type : *Axial flow, reaction type*
- No. of stage : 4
- Rate shaft speed : 3000 rpm
- Direction of rotation : *Clockwise viewed from generator end*

- Overspeed trip setting :  $3300 \pm 30$  rpm ( $110\% \pm 1\%$ )
- Rotor weight : Approx. 55,4 tons.

Secara umum, Gas Turbine terdiri dari tiga buah peralatan utama yaitu:

- Kompresor
- Combustor* (Ruang Bakar)
- Turbin Gas

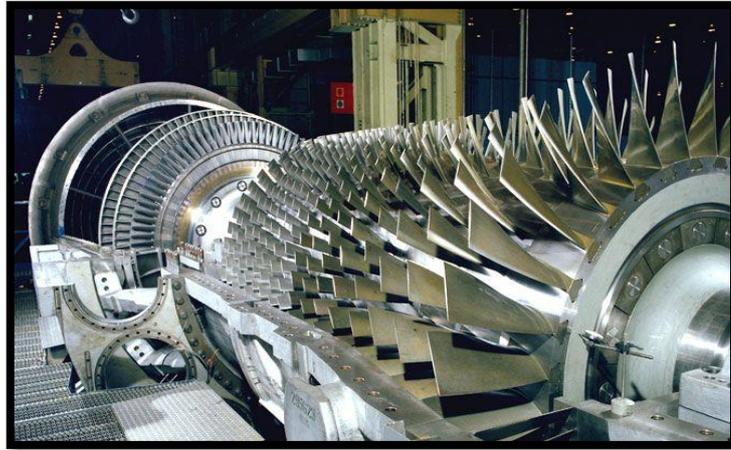
Sistem turbin gas dengan peralatan utamanya ditampilkan pada Gambar 2.1.



Gambar 2.1 Sistem turbin gas (www2.lbl.gov)

- Kompresor

Kompresor adalah alat untuk menyuplai udara bertekanan yang akan digunakan dalam proses pembakaran. Kompresor Gas Turbine memiliki poros yang menyatu dengan poros turbin. Sudu kompresor Gas Turbine ditampilkan pada Gambar 2.2.



Gambar 2.2 Sudu kompresor (www.vonboyettcorp.com)

Kompresor terdiri atas :

1) *Inlet Air Filter (IAF)*

*IAF* berfungsi sebagai penyaring udara luar yang masuk menuju kompresor. *IAF* terbagi menjadi 3 tingkat yang terdiri dari 1058 buah filter. Untuk mengukur tingkat kekotoran filter udara pada *IAF* ditentukan dengan melihat nilai *differential pressure (DP)*. Nilai *DP IAF* sekitar 50 s/d 100 mmWC mengindikasikan filter masih dalam kondisi bersih. Jika nilai *DP IAF* mencapai >100 mmWC, maka mengindikasikan filter sudah dalam kondisi kotor dan harus dilakukan pemeliharaan atau penggantian.

2) *Inlet Guide Vane (IGV)*

*Inlet guide vane* merupakan valve yang terletak di depan kompresor dan berfungsi sebagai pengatur laju aliran udara yang akan masuk ke dalam sudu kompresor.

3) *Rotor Blade*

*Rotor blade* berfungsi sebagai *diffuser* untuk menekan atau memampatkan udara. *Blade kompresor* tertinggi dari 19 tingkatan. Panjang *blade* dari tingkat pertama sampai ke tingkat terakhir semakin pendek.

4) Sudu hantar

Sudu hantar berfungsi untuk mengarahkan aliran udara menuju *blade* berikutnya.

b. *Combustor* (ruang bakar)

*Combustor* adalah ruangan tempat terjadinya proses pembakaran. Di dalamnya terdapat *combustor basket* dan *transition piece* yang masing-masing berjumlah 18 buah. Fungsi *transition piece* adalah untuk mengarahkan semburan gas bakar ke arah sudu turbin gas. Pada *combustor basket* nomor 2 dan 3 terdapat igniter. Pada *combustor basket* pada nomor 11 dan 12 terdapat *flame detector*.

c. Turbin Gas

Turbin gas merupakan peralatan yang berfungsi untuk merubah energi panas dari hasil pembakaran menjadi energi putar. Bentuk sudu turbin gas dapat dilihat pada Gambar 2.3.

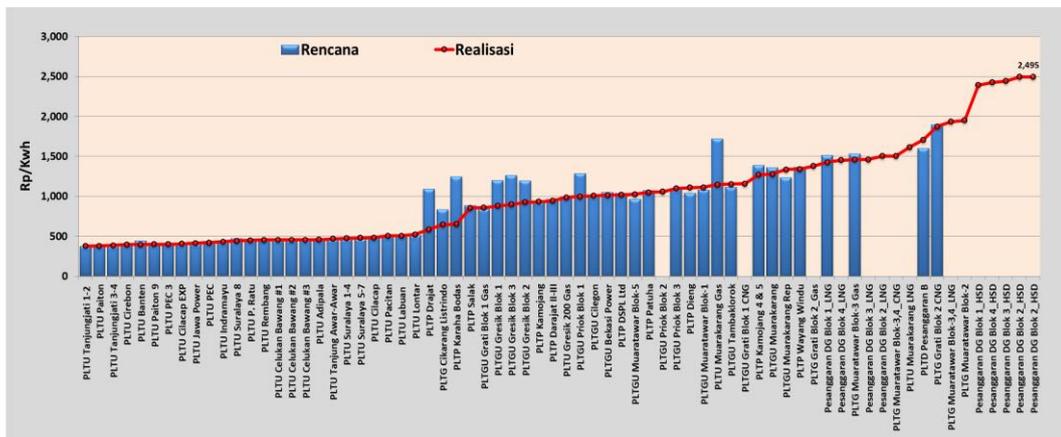


Gambar 2.3 Sudu turbin gas (www.pinterest.com)

## 2.2 *Economic Dispatch* dan *Merit Order*

*Economic Dispatch* adalah pembagian pembebanan pada pembangkit-pembangkit yang ada dalam sistem kelistrikan sehingga diperoleh biaya seminimal mungkin. Kombinasi daya output yang dibangkitkan oleh tiap-tiap generator pada sistem harus memenuhi kebutuhan daya dari sistem tenaga listrik (*equality constraint*) dan memenuhi batas minimum serta maksimum dari daya yang dapat dibangkitkan oleh generator (*inequality constraint*).

Penjadwalan pembangkit untuk menentukan unit mana yang start dan unit mana yang stop dalam melayani beban sistem kelistrikan selama siklus waktu tertentu disebut dengan istilah *unit commitment*. Penjadwalan pembangkit di Sistem Jawa Bali didasarkan pada besarnya biaya bahan bakar per jam unit yang beroperasi pada kondisi maksimumnya. Semua pembangkit dalam Sistem Jawa Bali akan diurutkan dari yang mempunyai biaya bahan bakar paling murah sampai dengan yang paling mahal. Urutan ini disebut dengan istilah *merit order*.



Gambar 2.4 Harga Energi Primer Pembangkit Listrik bulan Januari 2019 (www.pln.co.id)

Harga Energi Primer Pembangkit Listrik ditampilkan pada Gambar 2.4. Secara umum, berdasarkan metode *merit order* maka pembangkit dengan harga energi primer lebih murah akan di order lebih awal. Akan tetapi dalam realisasinya, konfigurasi jaringan transmisi Sistem Jawa Bali juga mempengaruhi urutan order pembangkit. Pembangkit yang dekat dengan beban konsumen (transmisi 150 kV) realisasi pembebanannya tidak sesuai dengan urutan *merit order*. Hal ini karena PT PLN juga memperhatikan faktor keandalan pasokan dan rugi-rugi jaringan dari jaringan transmisi Sistem Jawa Bali.

### 2.3 Heat Rate dan Efisiensi Pembangkit Listrik

*Heat Rate* adalah sebuah ukuran untuk menilai efisiensi pada pembangkit listrik (U.S. Energy information Administration, 2017). *Heat rate* adalah jumlah energi panas pada pembangkit thermal (bisa di konversikan dalam satuan kCal, Joule atau BTU) yang diperlukan untuk dapat membangkitkan energi listrik sebesar 1kWh (ASME PTC 6). Pada pembangkit listrik dikenal 2 jenis *heat rate*,

yaitu *Gross Plant Heat Rate (GPHR)* dan *Nett Plant Heat Rate (NPHR)*. Pada *Gross Plant Heat Rate*, besarnya energi listrik yang digunakan dalam perhitungan adalah sebesar energi listrik yang dihasilkan oleh generator. Sedangkan pada *Nett Plant Heat Rate* besarnya energi listrik yang digunakan dalam perhitungan adalah energi listrik yang dihasilkan oleh generator dikurangi dengan energi listrik yang digunakan untuk *auxiliary power* (pemakaian sendiri). *Heat Rate* biasanya ditampilkan dalam satuan kcal/kwh, kjoule/kwh atau btu/kwh.

Nilai *Heat Rate*, *Gross Plant Heat Rate* dan *Nett Plant Heat Rate* Gas Turbine dihitung menggunakan persamaan berikut :

$$HR = \frac{\text{Energi Input}}{\text{Energi Output}} \quad (2.1)$$

$$GPHR = \frac{\text{Energi bahan bakar yang digunakan}}{\text{Energi Listrik yang dibangkitkan Generator}} \quad (2.2)$$

$$NPHR = \frac{\text{Energi bahan bakar yang digunakan}}{\text{Energi Listrik yang dibangkitkan Generator - Auxiliary Power}} \quad (2.3)$$

Jika flow bahan bakar diketahui, *GPHR* dapat dihitung dengan persamaan berikut :

$$GPHR = \frac{\dot{m} \times HHV}{P} \quad (2.4)$$

dimana :

$\dot{m}$  : flow bahan bakar

HHV : *High Heating Value* (nilai kalor bahan bakar)

P : daya listrik yang dihasilkan Gas Turbine

Menurut Lubis (2011) pengertian efisiensi adalah suatu proses internal atau sumber daya yang diperlukan oleh organisasi untuk menghasilkan satu satuan output. Sedangkan menurut S. P. Hasibuan (1984), pengertian efisiensi adalah perbandingan yang terbaik antara input (masukan) dan output (hasil antara keuntungan dengan sumber-sumber yang dipergunakan), seperti halnya juga hasil optimal yang dicapai dengan penggunaan sumber yang terbatas. Efisiensi biasanya ditampilkan dalam satuan %. Efisiensi dapat dihitung menggunakan persamaan berikut :

$$\text{Efisiensi} = \frac{\text{Energi Output}}{\text{Energi Input}} \times 100\% \quad (2.5)$$

$$Efisiensi = \frac{Energi\ listrik\ yang\ dibangkitkan\ generator}{Energi\ bahan\ bakar\ yang\ digunakan} \times 100\% \quad (2.6)$$

Jika nilai *heat rate* sudah diketahui, efisiensi Gas Turbine dapat dihitung dengan persamaan berikut :

$$Efisiensi = \frac{860}{Heat\ Rate} \times 100\% \quad (2.7)$$

dimana :

Heat Rate dalam satuan kcal/kwh

1 kwh = 860 kcal

Dalam konteks pembangkit listrik, energi output adalah berupa daya listrik yang dibangkitkan oleh generator dan energi input adalah energi bahan bakar yang digunakan oleh Gas Turbine untuk menghasilkan daya listrik tersebut. Dari kedua persamaan di atas, dapat diketahui bahwa nilai *heat rate* berbanding terbalik dengan efisiensi. Semakin tinggi *heat rate* berarti efisiensi semakin rendah dan sebaliknya.

#### **2.4 Analytical Hierarchy Process (AHP)**

*Analytical Hierarchy Process (AHP)* adalah metode pengambilan keputusan yang dikembangkan oleh Prof. Thomas L. Saaty. Menurut Saaty (1980), kerumitan pengambilan keputusan disebabkan oleh keragaman kriteria. Pada prinsipnya metode AHP memecah situasi menjadi bagian-bagian komponen dan menatanya dalam susunan berjenjang (hirarki). Prinsip dasar metode AHP adalah sebagai berikut :

a) Menyusun secara hirarki

Definisikan situasi dengan seksama, buatlah rincian yang relevan kemudian susun model secara hirarki yang terdiri atas beberapa tingkat : fokus masalah, kriteria dan alternatif. Fokus masalah adalah masalah utama yang akan dicari solusinya. Kriteria adalah aspek penting yang harus dipertimbangkan dalam menentukan keputusan/solusi atas fokus masalah. Untuk masalah yang kompleks, kriteria dapat diturunkan lagi ke dalam sub-sub kriteria. Alternatif adalah tindakan akhir atau keputusan/solusi atas masalah yang dihadapi.

b) Menetapkan prioritas, yaitu menentukan peringkat kriteria-kriteria menurut tingkat kepentingan relatifnya.

Setelah model secara hirarki tersusun, selanjutnya berikan penilaian tentang kepentingan relatif dua kriteria pada suatu tingkat tertentu dalam kaitannya dengan tingkat di atasnya. Penilaian ini merupakan proses inti dari AHP, karena akan berpengaruh terhadap prioritas kriteria-kriteria. Hasil penilaian akan lebih mudah dilihat bila disajikan dalam bentuk matriks (tabel). Matriks ini diberi nama matriks berpasangan (*pairwise comparison*). Pertanyaan/pertimbangan yang biasa dilakukan dalam menyusun skala kepentingan adalah.

(1) Kriteria mana yang lebih (penting/disukai/mungkin/dsb)

(2) Berapa kali lebih (penting/disukai/mungkin/dsb)

Dalam menentukan skala perbandingan tingkat kepentingan, Saaty (2008) memberikan referensi seperti tabel 2.1.

Tabel 2.1 Skala perbandingan secara berpasangan

Intensity of importance	Definition	Explanation
1	Equal Importance	Two activities contribute equally to the objective
2	Weak or slight	
3	Moderate importance	Experience and judgement slightly favour one activity over another
4	Moderate plus	
5	Strong importance	Experience and judgement strongly favour one activity over another
6	Strong plus	
7	Very strong or demonstrated importance	An activity is favoured very strongly over another; its dominance demonstrated in practice
8	Very, very strong	
9	Extreme importance	The evidence favouring one activity over another is of the highest possible order of affirmation
Reciprocals of above	If activity i has one of the above non-zero numbers assigned to it when compared with activity j, then j has the reciprocal value when compared with i	
1.1-1.9	If the activities are very close	May be difficult to assign the best value but when compared with other contrasting activities the size of the small numbers would not be too noticeable, yet they can still indicate the relative importance of the activities.

Dalam penilaian kepentingan relatif antar 2 kriteria berlaku aksioma berkebalikan. Jika kriteria I dinilai 2 kali lebih penting dari kriteria J, maka secara otomatis kriteria J dinilai  $\frac{1}{2}$  dari kriteria I. Untuk memperoleh prioritas menyeluruh suatu persoalan keputusan, dilakukan proses sintesis dari perbandingan berpasangan, yaitu melakukan suatu pembobotan dan penjumlahan untuk menghasilkan satu bilangan tunggal yang menunjukkan prioritas setiap kriteria. Alternatif dengan sintesis bobot kriteria tertinggi adalah alternatif yang patut dipertimbangkan untuk dipilih sebagai prioritas pertama.

- Mengukur konsistensi logis, yaitu mengukur bahwa semua kriteria dikelompokkan dan diperingkatkan secara konsisten dan logis.

Mengukur konsistensi logis bertujuan mengukur bahwa semua kriteria dikelompokkan dan diperingkatkan secara konsisten dan logis. Ketidakkonsistenan dalam proses AHP dapat muncul karena ketidaktepatan dalam menyusun hirarki, kekurangan data atau informasi, kekeliruan dalam penulisan angka bobot, dan lain-lain. Contoh ketidakkonsistenan dalam matriks perbandingan adalah dalam menilai bobot suatu kriteria. Misalkan, dalam preferensi pengambil keputusan, Y bobotnya 8x lebih baik dari X, Z bobotnya 2X lebih baik dari X, maka seharusnya Y 4x lebih baik dari Z. Tetapi jika dalam pemberian bobot, Y diberi nilai 2x lebih baik dari Z, berarti terjadi inkonsistensi dalam pembobotan.

Rasio konsistensi (consistency ratio, CR) digunakan untuk mengukur sejauh mana konsistensi kita dalam memberikan nilai bobot pada matrik perbandingan. Secara umum, hasil analisis dianggap konsisten jika memiliki  $CR < 10\%$ . Jika nilai  $CR > 10\%$ , perlu dipertimbangkan untuk melakukan evaluasi ulang dalam penyusunan matriks perbandingan.

## **2.5 Keandalan**

Keandalan didefinisikan sebagai probabilitas suatu peralatan dapat melaksanakan fungsinya dengan normal tanpa terjadi kegagalan dalam periode waktu tertentu (Lewis, 1987). Definisi lain tentang keandalan adalah probabilitas suatu sistem akan berfungsi secara normal ketika digunakan untuk periode waktu yang diinginkan dalam kondisi operasi spesifik (Dhillon, 1997). Untuk menghitung

keandalan suatu peralatan biasanya dipakai suatu fungsi keandalan. Fungsi keandalan terhadap waktu dapat diformulasikan sebagai berikut (Lewis, 1987):

$$R(t) = 1 - F(t) = \int_t^{\infty} f(t) dt \quad (2.8)$$

Dimana :

$R(t)$  = keandalan (*reliability*)

$F(t)$  = probabilitas kegagalan

$f(t)$  = fungsi padat peluang

Analisis keandalan, baik untuk proses, sistem ataupun peralatan menurut David (2011) secara umum dapat didekati dengan dua metode analisis yakni analisis kuantitatif dan analisis kualitatif. Analisis kuantitatif dibedakan menjadi dua bagian, yaitu menggunakan metode simulasi dan metode analisis *statistic* seperti *Weibull analysis*. Dalam analisis kualitatif dapat dilakukan dengan beberapa cara, salah satunya dengan menggunakan metode *failure mode effect analysis* (FMEA). Beberapa istilah dalam bidang keandalan diantaranya:

- *Mean Time Between Failure (MTBF)*

*Mean Time Between Failure* adalah istilah dalam perhitungan *reliability* yang artinya besarnya waktu yang dihitung mulai peralatan tersebut dioperasikan sampai dengan terjadinya kerusakan (*failure*). Semakin tinggi MTBF-nya maka peralatan cenderung *reliable*. MTBF merupakan kebalikan dari laju kegagalan yang menunjukkan selang waktu rata-rata terjadinya sebuah kegagalan. Yang harus dipahami adalah bahwa MTBF bukan menunjukkan suatu periode tanpa kegagalan sama sekali. MTBF merupakan nilai rata-rata selang waktu operasi antar kegagalan. Atau dapat dikatakan bahwa selang waktu antar kegagalan bisa lebih kecil dan lebih besar dari nilai MTBF ini. Nilai MTBF bisa dihitung menggunakan persamaan sebagai berikut (Lewis, 1987):

$$MTBF = \int_0^{\infty} R(t) dt \quad (2.9)$$

- *Mean Time to Repair (MTTR)*

*Mean Time to Repair* adalah waktu yang diperlukan untuk memperbaiki peralatan sehingga peralatan itu menjadi dapat beroperasi dengan normal kembali. Nilai MTTR bisa dihitung menggunakan persamaan sebagai berikut (Lewis, 1987):

$$MTTR = \int_0^{\infty} t \cdot m(t) dt \quad (2.10)$$

Dimana :

$m(t)$  = PDF times to repair

PDF = probability density function

- Laju Kegagalan (*Failure Rate*)

Laju kegagalan adalah jumlah kegagalan dalam suatu selang waktu tertentu. Laju kegagalan ( $\lambda$ ) adalah nilai laju kegagalan yang dapat dinyatakan sebagai perbandingan waktu kegagalan yang terjadi dengan waktu total saat operasi dari suatu peralatan (Lewis, 1987). Nilai laju kegagalan untuk sebuah sistem yang mempunyai laju kegagalan konstan dapat dihitung dengan menggunakan persamaan berikut ini (Lewis, 1987):

$$\lambda = \frac{f}{T} = \frac{1}{MTBF} = \frac{f(t)}{R(t)} \quad (2.11)$$

Dimana :

f = banyaknya kegagalan selama jangka waktu operasi

T = total waktu operasi

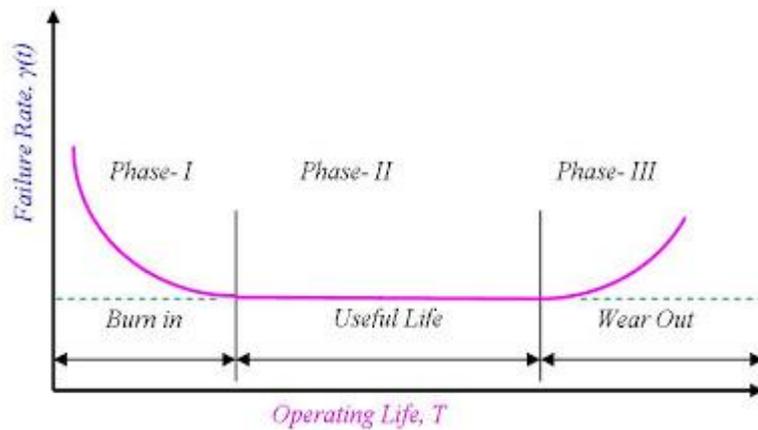
$\lambda$  = Laju kegagalan

MTBF = Mean Time Between Failure

## 2.6 Karakteristik Kegagalan

Kurva laju kegagalan menunjukkan karakteristik laju kegagalan suatu peralatan ditinjau sebagai fungsi waktu. Pada kurva laju kegagalan (gambar 2.5), dibagi menjadi tiga periode waktu kegagalan, yaitu periode kegagalan dini (*early failure*), kegagalan normal (*useful life*) dan kegagalan lanjut (*wear out*).

Periode kegagalan dini ditandai dengan laju kegagalan yang tinggi yang merupakan akibat kesalahan manufacturing atau pada proses pengendalian kualitas. Periode normal menunjukkan laju kegagalan rendah dan konstan selama suatu periode tertentu. Periode lanjut adalah periode dimana laju kegagalan suatu produk kembali lagi menunjukkan laju yang tinggi akibat keausan dan kerusakan peralatan karena pemakaian.



Gambar 2.5 Kurva laju kegagalan

### 2.6.1 Burn-in Zone (Early Life)

Daerah ini adalah periode dimana sebuah sistem berada pada fase perancangan (design) hingga permulaan beroperasinya suatu peralatan atau sistem yang masih baru. Pada kurva ditunjukkan bahwa laju kerusakan yang awalnya tinggi kemudian menurun dengan bertambahnya waktu, atau diistilahkan sebagai *decreasing failure rate (DFR)*. Kerusakan yang terjadi umumnya disebabkan karena proses manufacturing atau fabrikasi yang kurang sempurna.

### 2.6.2 Useful Life Time Zone

Periode ini mempunyai laju kerusakan yang paling rendah dan hampir konstan, yang oleh sebab itu disebut *constant failure rate (CFR)*. Kerusakan yang terjadi bersifat random dan dipengaruhi oleh kondisi lingkungan. Ini adalah periode dimana sebagian besar umur berada pada masa pakai peralatan atau sistem itu. Dalam analisa, tingkat keandalan sistem yang berada pada periode useful life time, akan diasumsikan memiliki *failure rate* konstan terhadap waktu. Asumsi ini digunakan karena pada periode *early life time*, tidak dapat ditentukan apakah sistem tersebut sudah bekerja sesuai dengan standar yang ditentukan atau belum sedangkan pada periode *wear out time*, tidak dapat diprediksi kapan akan terjadi *failure*.

### 2.6.3 Wear Out Zone

Periode ini adalah periode akhir masa pakai peralatan atau sistem. Pada periode ini, laju kerusakannya naik dengan cepat seiring bertambahnya waktu, yang disebut dengan istilah *increasing failure rate (IFR)*. Periode ini berakhir saat reliability peralatan atau sistem ini mendekati nol, dimana kerusakan yang terjadi sudah sangat parah dan tidak dapat diperbaiki kembali.

## 2.7 Distribusi Kegagalan

Laju kegagalan dari suatu komponen pada umumnya dinyatakan dalam distribusi statistik. Jenis distribusi statistik yang digunakan antara lain:

### 2.7.1 Distribusi Normal

Distribusi normal mempunyai 2 parameter yaitu rata-rata ( $\mu$ ) dan standar deviasi ( $\sigma$ ). Fungsi padat peluangnya (*probability density function*) dihitung dengan persamaan (Ebeling 1997) :

$$f(t) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp \left[ -\frac{1}{2} \left( \frac{t-\mu}{\sigma} \right)^2 \right] \quad (2.12)$$

Dimana :

$\sigma$  = Deviasi Standar

$\mu$  = Rata – rata

Fungsi keandalan *distribusi normal* dihitung dengan persamaan :

$$R(t) = \int_t^{\infty} \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp \left[ -\frac{1}{2} \left( \frac{t-\mu}{\sigma} \right)^2 \right] dt \quad (2.13)$$

- Laju kegagalan distribusi normal dihitung dengan persamaan :

$$\lambda(t) = \frac{\exp \left[ -\left( \frac{t-\mu}{2\sigma} \right)^2 \right]}{\int_t^{\infty} \exp \left[ -\left( \frac{t-\mu}{2\sigma} \right)^2 \right] dt} \quad (2.14)$$

- MTBF dari distribusi normal adalah :

$$\text{MTBF} = \mu \quad (2.15)$$

### 2.7.2 Distribusi Weibull

Jika distribusi kerusakan suatu sistem, sub sistem atau peralatan mengikuti distribusi *Weibull*, maka padat peluangnya dihitung dengan persamaan (Ebeling, 1997) :

$$f(t) = \frac{\beta}{\eta} \left[ \frac{t-\gamma}{\eta} \right]^{\beta-1} \exp \left[ -\left( \frac{t-\gamma}{\eta} \right)^\beta \right] \quad (2.16)$$

Dimana :

$\beta$  = Parameter Bentuk (*Shape Parameter*),  $\beta > 0$

$\eta$  = Parameter Skala (*Scale Parameter*),  $\eta > 0$

$\gamma$  = Parameter Lokasi

- Fungsi Keandalan Distribusi *Weibull* dihitung dengan persamaan :

$$R(t) = \exp \left[ -\left( \frac{t-\gamma}{\eta} \right)^\beta \right] \quad (2.17)$$

- Laju Kegagalan Distribusi *Weibull* dihitung dengan persamaan :

$$\lambda(t) = \frac{\beta}{\eta} \left[ \frac{t-\gamma}{\eta} \right]^{\beta-1} \quad (2.18)$$

- MTBF untuk Distribusi *Weibull* dihitung dengan persamaan :

$$MTBF = \gamma + \eta \Gamma (1/\beta + 1) \quad (2.19)$$

### 2.7.3 Distribusi Lognormal

Distribusi *Lognormal* memiliki 2 parameter yang hampir sama dengan distribusi normal yaitu rata – rata ( $t_0$ ) dan variasinya ( $s$ ). Fungsi padat peluangnya dihitung dengan persamaan (Ebeling, 1997) :

$$f(t) = \frac{1}{t \cdot s \sqrt{2\pi}} \exp \left[ -\frac{1}{2s^2} (\ln t - t_0)^2 \right] \quad (2.20)$$

Dimana :

$t_0$  = Rata – rata

$s$  = Variansi

- Fungsi Keandalan dari distribusi *lognormal* dihitung dengan persamaan :

$$R(t) = 1 - \Phi \left[ \frac{1}{s} \ln \frac{t}{t_0} \right] \quad (2.21)$$

- MTBF dari distribusi *lognormal* dihitung dengan persamaan :

$$MTBF = \exp [t_0 + (0,5 \times s^2)] \quad (2.22)$$

### 2.7.4 Distribusi Eksponensial

Jika distribusi kerusakannya mengikuti distribusi *eksponensial*, maka fungsi padat peluangnya dihitung dengan persamaan (Ebeling, 1997) :

$$f(t) = \lambda \exp [-\lambda t] \quad t > 0, \lambda > 0 \quad (2.23)$$

- Fungsi keandalan distribusi *eksponensial* dihitung dengan persamaan :

$$R(t) = \text{Exp} [-\lambda t] \quad t \geq 0 \quad (2.24)$$

- Laju Kegagalan distribusi *eksponensial* dihitung dengan persamaan :

$$\lambda \quad (2.25)$$

- Sedangkan MTBF nya adalah:

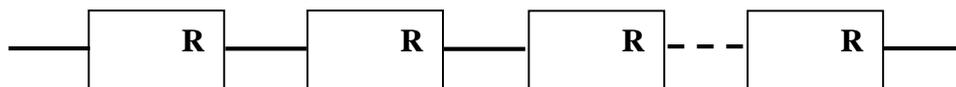
$$\text{MTBF} = 1/\lambda \quad (2.26)$$

## 2.8 Reliability Block Diagram (RBD)

Untuk mengevaluasi keandalan dari suatu peralatan atau sistem yang pertama kali harus dilakukan adalah dengan memodelkan peralatan atau sistem tersebut kedalam suatu *reliability block diagram (RBD)*. *Reliability block diagram* adalah sebuah metode untuk melakukan analisis keandalan sistem dan ketersediaan pada sistem besar dan kompleks dengan menggunakan diagram blok sistem (Ebeling, 1997). Dari *reliability block diagram* ini kemudian dapat dihitung keandalan dari peralatan atau sistem yang bersangkutan. Secara umum ada 2 sistem diagram dalam menganalisa keandalan suatu sistem, yaitu sistem seri dan sistem paralel.

### a. Sistem Seri

Suatu sistem dapat dimodelkan dengan susunan seri jika komponen-peralatan yang ada didalam sistem itu harus bekerja atau berfungsi seluruhnya agar sistem tersebut sukses dalam menjalankan misinya (gambar 2.6). Atau dengan kata lain bila ada satu peralatan saja yang tidak bekerja, maka akan mengakibatkan sistem itu gagal menjalankan fungsinya. Apabila suatu sistem terdiri dari beberapa peralatan yang disusun seri, maka keandalan dari sistem tersebut merupakan hasil perkalian masing-masing komponen penyusunnya.



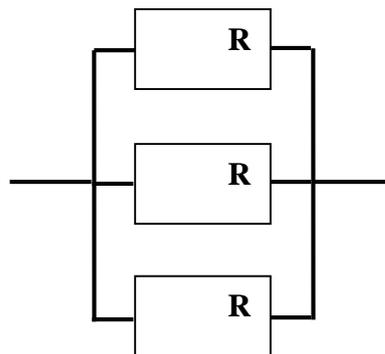
Gambar 2.6 Sistem Seri

Dari gambar diatas jika keandalan masing – masing komponen adalah  $R_1, R_2, R_3 \dots R_n$  maka keandalan dari sistem tersebut adalah:

$$R_s = R_1 \times R_2 \times R_3 \times \dots \times R_n = \prod_1^n R_n \quad (2.28)$$

b. Sistem Paralel

Suatu sistem dapat dimodelkan dengan susunan paralel jika salah satu komponen gagal bekerja maka sistem masih bisa berjalan (gambar 2.7). Jika seluruh komponen-komponen yang ada didalam sistem itu gagal berfungsi maka akan mengakibatkan sistem itu gagal menjalankan fungsinya. Sistem ini biasanya berfungsi sebagai *redundency* yaitu menggunakan lebih dari satu komponen untuk meningkatkan keandalan. Sistem dapat berfungsi dengan baik selama tidak semua komponen dari sistem gagal berfungsi; dengan kata lain, sistem berfungsi dengan baik selama satu atau lebih dari komponen penyusun berfungsi dengan memuaskan.



Gambar 2.7 Sistem Paralel

Dari gambar diatas jika keandalan masing – masing komponen adalah  $R_1, R_2, \dots R_n$  maka keandalan dari sistem tersebut adalah :

$$R_p = 1 - (1 - R_1)(1 - R_2) \dots (1 - R_n) = 1 - \prod_1^n (1 - R_n) \quad (2.29)$$

**2.9 Penelitian Terdahulu**

Yulianto Mariang (2012) melakukan penelitian berjudul Optimalisasi Penjadwalan Pembangkit Listrik di Sistem Sorong. Penelitian ini bertujuan mengoptimalkan total biaya di Sistem Sorong dengan menggunakan metode daftar prioritas. Pada metode ini urutan prioritas start pembangkit disusun dari biaya

produksi rata-rata persatuan output pada beban penuh (Pmax) dari tiap unit. Unit yang dioperasikan pertama adalah unit yang memiliki biaya produksi terendah dan yang paling akhir adalah unit yang memiliki biaya produksi termahal.

Juan Manuel Roldan Fernandez (2016) melakukan penelitian berjudul *The Merit-Order Effect of Energy Efficiency*. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui pengaruh Pembangkit listrik dengan sumber Energi Baru dan Terbarukan (EBT) terhadap *merit order* keseluruhan pembangkit listrik dalam Sistem Tenaga Listrik Spanyol dan kemudian mengetahui pengaruh pergeseran *merit order* tersebut terhadap efisiensi energi dalam Sistem Tenaga Listrik Spanyol. Penelitian menghasilkan data bahwa Pembangkit Listrik EBT dengan biaya produksi listrik yang murah akan menggeser urutan Pembangkit Listrik konvensional dengan biaya produksi yang lebih mahal. Akibat pergeseran *merit order* ini, realisasi biaya Sistem Tenaga Listrik menjadi lebih murah dan penggunaan energi menjadi lebih efisien.

Suriyan Arif Wibowo (2011) melakukan penelitian Optimasi *Economic Dispatch* Pembangkit Sistem 150 kV Jawa Timur menggunakan metode *Merit Order*. Penelitian ini bertujuan untuk menentukan penjadwalan pembangkit menggunakan metode *Merit Order* dan kemudian dibandingkan dengan metode *Brute Force*. Hasil penelitian menunjukkan bahwa metode *merit order* memberikan biaya operasi sistem yang lebih rendah dengan metode *Brute Force*.

Dari ketiga penelitian tentang *economic dispatch* dan *merit order* diatas, semuanya hanya menekankan efisiensi biaya produksi listrik. Padahal pembangkit listrik yang menyusun Sistem Tenaga Listrik mempunyai faktor penting lain selain efisiensi biaya, yaitu faktor keandalan. Pembangkit Listrik tersusun atas puluhan peralatan dengan kondisi keandalan yang dinamis. Untuk melakukan analisis keandalan di pembangkit listrik, salah satu metodenya adalah dengan menggunakan metode *Reliability Block Diagram (RBD)*

Osman Hasan (2015) melakukan penelitian berjudul *Reliability Block Diagrams based Analysis : A Survey*. Penelitian ini bertujuan untuk membandingkan 4 metode analisis *Reliability Block Diagram*, yaitu : *Paper-and-Pencil proof Method*, *Computer Simulations*, *Petri Nets* dan *Higher-order-logic Theorem Proving*. Keempat metode tersebut akan ditinjau dalam 5 faktor, yaitu : *expressiveness*, *accuracy*, *scalability*, *configuration* dan *automation*. Penelitian

menghadirkan kesimpulan bahwa *Higher-order-logic Theorem Proving* merupakan metode yang paling akurat dalam analisis *RBD*.

Faula Arina (2013) melakukan penelitian berjudul Penentuan Keandalan dengan menggunakan *Reliability Block Diagram (RBD)* yang berkonfigurasi *redundant* pada Mesin Boiler di PT. X. Penelitian ini bertujuan untuk menentukan *reliability* dari tiap komponen mesin boiler dan kemudian menentukan nilai *reliability* sistem mesin boiler menggunakan metode *RBD*. Data untuk menghitung *reliability* adalah data waktu antar kerusakan (*time between failure*) dan waktu rata-rata antar kerusakan (*mean time between failure*).

## **BAB III**

### **METODOLOGI PENELITIAN**

Bab ini menjelaskan mengenai tahap-tahap metode yang akan digunakan dalam penelitian. Tahap-tahap yang akan dilakukan adalah :

1. Studi lapangan dan pustaka
2. Perumusan masalah dan tujuan penelitian
3. Pengambilan data
4. Pengolahan data
5. Pengambilan kesimpulan dan saran

#### **3.1 Studi Lapangan dan Pustaka**

Objek penelitian ini adalah Gas Turbine tipe M701D buatan Mitshubishi Heavy Industries (MHI) di PT PJB Unit Pembangkitan Gresik. Studi yang dilakukan meliputi pola pengoperasian, kondisi keandalan peralatan, nilai efisiensi peralatan Gas Turbine dan langgam pembebanan dari PT PLN UIP2B. Landasan teori yang digunakan dalam penelitian ini adalah berupa buku dan jurnal serta referensi lain yang berhubungan dengan *economic dispatch*, *merit order pembangkit listrik*, metode *Analytical Hierarchy Process (AHP)*, analisis efisiensi dan *heat rate* Gas Turbine dan analisis keandalan peralatan dengan metode *Reliability Block Diagram (RBD)*.

#### **3.2 Perumusan Masalah dan Tujuan Penelitian**

Setelah melakukan studi lapangan dan pustaka, tahap selanjutnya adalah merumuskan permasalahan yang dihadapi dan menentukan tujuan yang ingin dicapai dalam penelitian ini.

#### **3.3 Pengambilan Data**

Data yang diambil meliputi :

1. Data spesifikasi dan pengoperasian Gas Turbine
2. Data efisiensi dan *heat rate* Gas Turbine

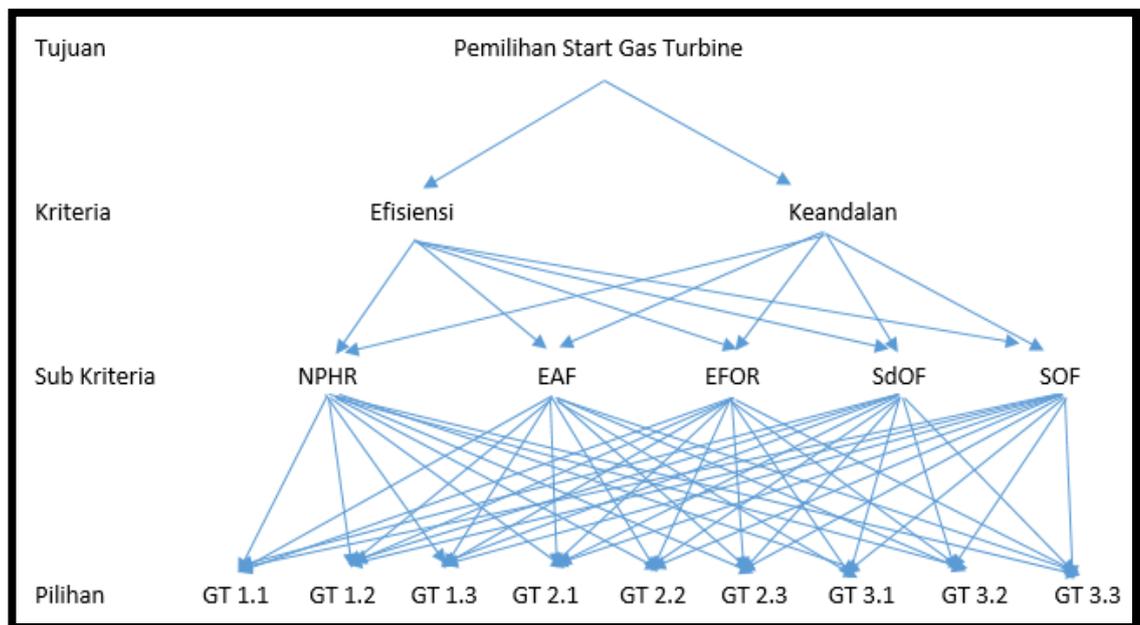
3. Data kerusakan peralatan berupa *Work Order (WO)* dari *Ellipse*
4. Data Kontrak Kinerja PT PJB UP Gresik

### 3.4 Pengolahan Data

Pengolahan data pada penelitian ini menggunakan metode berikut :

- a. Penentuan nilai bobot efisiensi dan keandalan dengan metode *Analytical Hierarchy Process (AHP)*

Untuk menentukan bobot kriteria efisiensi dan keandalan, ditentukan beberapa sub kriteria yang merupakan indikator dalam kontrak kinerja perusahaan yang paling berhubungan dengan keandalan dan efisiensi. Sub kriteria tersebut adalah *Equivalent Availability Factor (EAF)*, *Equivalent Forced Outage Rate (EFOR)*, *Sudden Outage Frequency (SdOF)*, *Schedule Outage Factor (SOF)* dan *Nett Plant Heat Rate (NPHR)*. Nilai pembobotan antar sub kriteria tersebut diambil sesuai dengan nilai bobot di Kontak Kinerja Perusahaan. Pohon Hirarki yang menunjukkan hubungan antara tujuan, kriteria, sub kriteria dan pilihan dalam metode AHP digambarkan dalam Gambar 3.1.



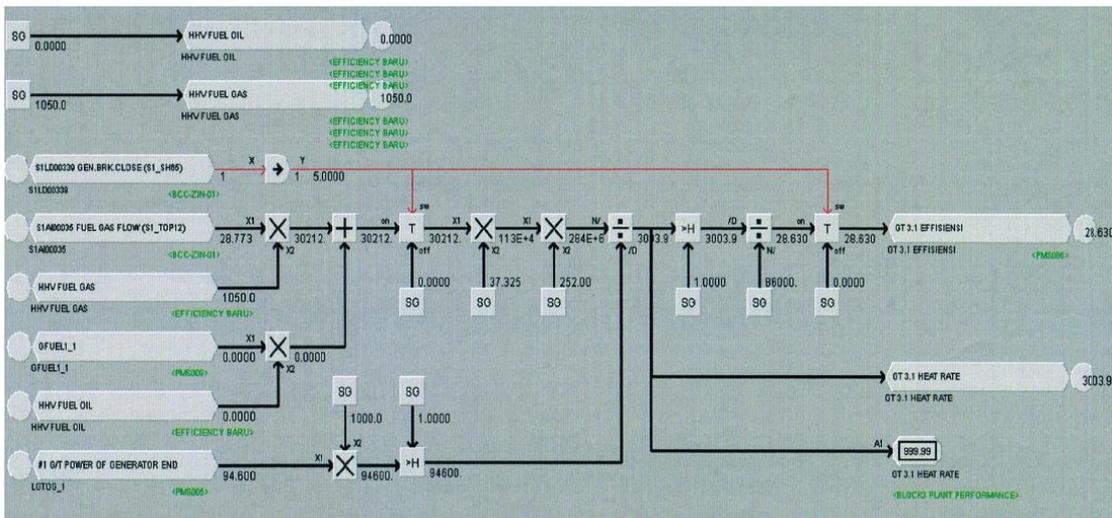
Gambar 3.1 Pohon Hirarki Pemilihan Start Gas Turbine

Definisi EAF, EFOR, SdOF dan SOF menurut Protap Deklarasi Kondisi Pembangkit dan Indeks Kinerja Pembangkit (DKIKP) tahun 2017 dari PT PLN (Persero) adalah :

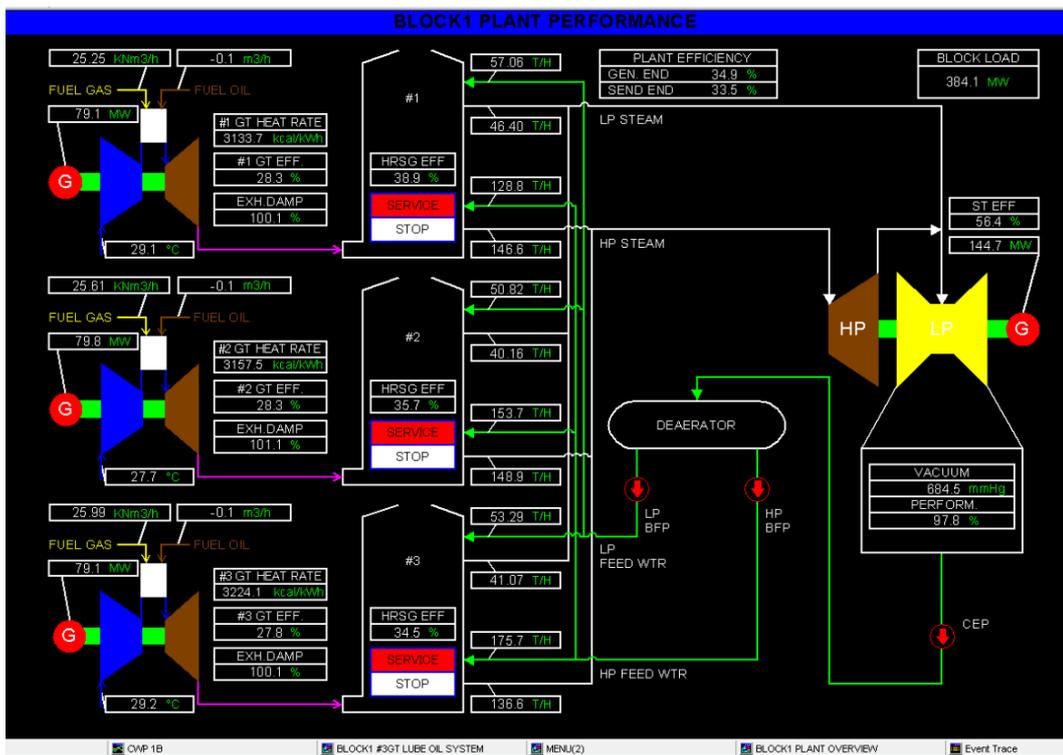
- *Equivalent Availability Factor (EAF)* : adalah rasio antara jumlah jam unit pembangkit siap beroperasi terhadap jumlah jam dalam satu periode tertentu. Besaran ini menunjukkan prosentase kesiapan unit pembangkit untuk dioperasikan pada satu periode tertentu dan telah memperhitungkan dampak dari *derating* pembangkit
- *Equivalent Forced Outage Rate (EFOR)* : adalah jumlah jam unit pembangkit dikeluarkan dari sistem (keluar paksa) dibagi jumlah jam unit pembangkit dikeluarkan dari sistem ditambah jumlah jam unit pembangkit beroperasi, yang dinyatakan dalam persen dan telah memperhitungkan dampak dari *derating* pembangkit
- *Sudden Outage Frequency (SdOF)* : adalah rata – rata jumlah gangguan mendadak unit pembangkit per periode tinjauan
- *Scheduled Outage Factor (SOF)* : adalah rasio dari jumlah jam unit pembangkit keluar terencana (*planned outage* dan *maintenance outage*) terhadap jumlah jam dalam satu periode. Besaran ini menunjukkan prosentase kondisi unit pembangkit akibat pelaksanaan pemeliharaan, inspeksi dan overhaul pada suatu periode tertentu.
- Sedangkan definisi dari *Nett Plant Heat Rate (NPHR)* adalah jumlah energi yang digunakan untuk membangkitkan 1 kwh listrik dimana hasil produksi listrik yang dibangkitkan oleh generator sudah dikurangi dengan jumlah energi listrik yang digunakan untuk pemakaian sendiri peralatan pembangkit (*auxiliary power*).

b. Menentukan nilai efisiensi dan *heat rate* secara aktual

Untuk menentukan nilai efisiensi dan *heat rate* masing-masing Gas Turbine secara aktual dibuat sebuah susunan logic (Gambar 3.2) pada *Block Control Desk (BCD)*. Dengan demikian nilai efisiensi dan *heat rate* masing-masing Gas Turbine dapat dipantau secara kontinyu ketika Gas Turbine beroperasi.



Gambar 3.2 Logic Diagram perhitungan efisiensi dan *heat rate*



Gambar 3.3 Penunjukkan nilai efisiensi dan *heat rate* pada BCD

Nilai efisiensi dan *heat rate* (Gambar 3.3) pada saat Gas Turbine beroperasi akan disimpan di *Block Control Desk (BCD)*. Selain dari penunjukkan di BCD, nilai

efisiensi dan *heat rate* Gas Turbine dapat juga dihitung dari data flow bahan bakar Gas yang tersimpan di *Data Acquisition System (DAS)*. Nilai efisiensi dan *heat rate* yang akan digunakan dalam perbandingan perhitungan antar Gas Turbine adalah nilai efisiensi dan *heat rate* pada beban sesuai Daya Mampu Netto (DMN) Gas Turbine. DMN adalah besarnya daya minimal yang harus dapat diproduksi Gas Turbine PLTGU Gresik jika PT PLN UIP2B memberikan perintah pembebanan maksimal. Besarnya DMN Gas Turbine PLTGU Gresik adalah sebesar 100 MW.

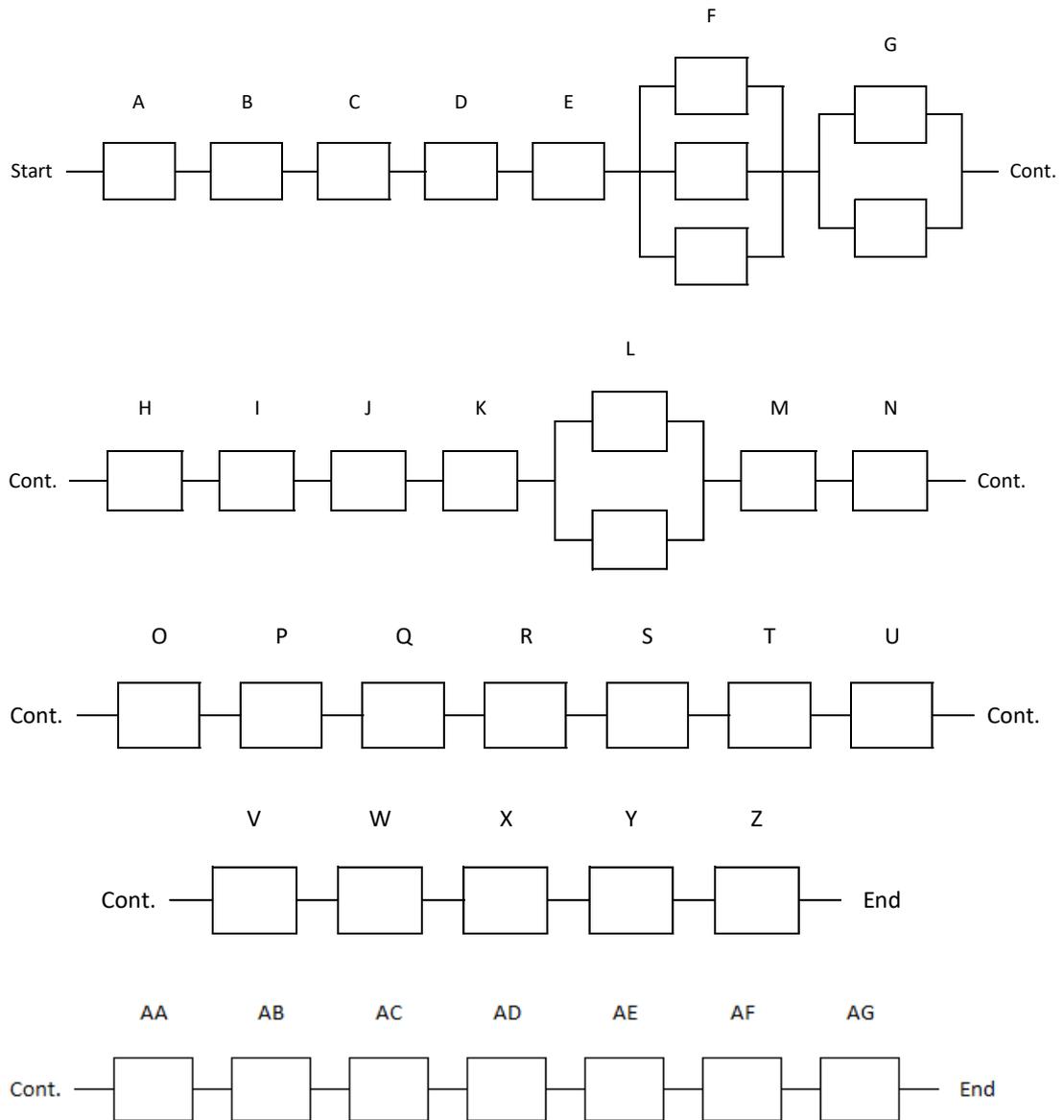
Data efisiensi dan *heat rate* yang digunakan adalah data pada operasi terakhir Gas Turbine yang bersangkutan atau dengan kata lain data yang paling baru. Jika pada operasi terakhir tidak terdapat data efisiensi dan *heat rate* pada beban 100 MW, maka akan diambil data efisiensi dan *heat rate* pada pembebanan yang sama antar Gas Turbine dengan nilai beban tertinggi yang tersedia di *Block Control Desk (BCD)* atau di *Data Acquisition System (DAS)*.

#### c. Menentukan Keandalan Peralatan Gas Turbine

Untuk menentukan keandalan peralatan Gas Turbine digunakan metode *Reliability Block Diagram (RBD)*. Nilai keandalan dan probabilitas kegagalan masing-masing peralatan penyusun *Reliability Block Diagram (RBD)* Gas Turbine dihitung dari inputan data kerusakan peralatan berupa *Work Order* di Sistem *Ellipse*. *Ellipse* adalah sebuah sistem berbasis web yang digunakan oleh PT PJB UP Gresik untuk melakukan pengelolaan data pemeliharaan. Setelah nilai keandalan dan probabilitas kegagalan masing-masing peralatan penyusun *Reliability Block Diagram (RBD)* diketahui, maka kita akan dapat menghitung nilai keandalan sistem Gas Turbine.

Gas Turbine PLTGU Gresik terdiri atas 9 Gas Turbine bermerk Mitsubishi dengan kapasitas desain yang sama, yaitu GT 1.1, GT 1.2 GT 1.3, GT 2.1, GT 2.2, GT 2.3, GT 3.1, GT 3.2 dan GT 3.3. Spesifikasi dan susunan peralatan pada kesembilan Gas Turbine tersebut sama sehingga *Reliability Block Diagram (RBD)* masing-masing Gas Turbine PLTGU Gresik juga sama.

Susunan *Reliability Block Diagram (RBD)* dari masing-masing Gas Turbine PLTGU Gresik ditampilkan dalam Gambar 3.4.



Gambar 3.4 *Reliability Block Diagram (RBD)* Gas Turbine

Gambar 3.4 menunjukkan rangkaian/susunan dari peralatan-peralatan yang menyusun Sistem Gas Turbine. Tiap Gas Turbine terdiri atas rangkaian 33 peralatan. Untuk menghitung keandalan Sistem Gas Turbine, pertama-tama dihitung dulu keandalan masing-masing peralatan. Setelah itu akan dapat dihitung keandalan Sistem Gas Turbine yang merupakan perkalian keandalan masing-masing peralatan yang tersusun secara seri. Nama peralatan penyusun *Reliability Block Diagram (RBD)* Gas Turbine ditampilkan pada Tabel 3.1.

Tabel 3.1. Nama Peralatan Penyusun RBD Gas Turbine

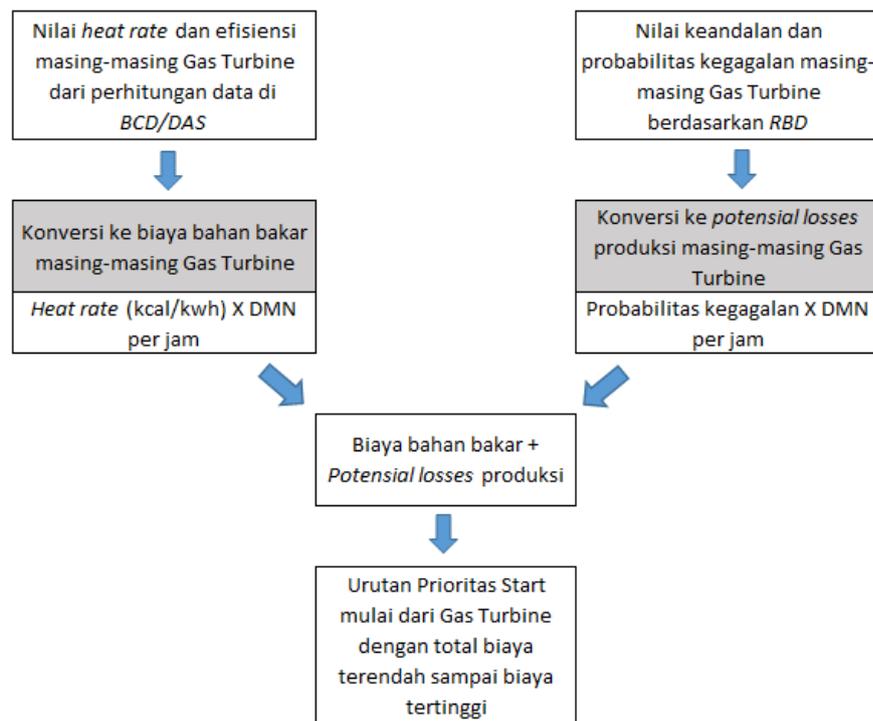
Kode	Nama Peralatan
A	Digital Controller (DDC)
B	Main Lube Oil Tank (MOT)
C	Lube Oil Vapour Extractor
D	Lube Oil Piping & Valves
E	Gearbox/Auxiliary Gear
F	Main Lube Oil Pump (MOP), Auxiliary Lube Oil Pump (AOP), Emergency Lube Oil Pump (EOP)
G	Jacking Oil Pump (JOP) A & B
H	Main Control Oil Tank (MCOT)
I	Additive Tank
J	Control Oil Cooler
K	Control Oil Piping
L	Main Control Oil Pump (MCOP) & Auxiliary Control Oil Pump (ACOP)
M	Main Fuel Oil Pump (MFOP) & Motor
N	MFOP Piping & Control Valves
O	Piping Fuel Gas Supply
P	Turning Device
Q	Pony Motor, Starting Motor & Torque Converter
R	Intake Air Filter
S	GT Compressor
T	Rotor Cooling Air (RCA)
U	Instrument Air Dryer
V	Combuster Shell
W	GT Turbin
X	GT Turbine Bearing No 1
Y	GT Turbine Bearing No 2 & Thrust Bearing
Z	By Pass Stack
AA	Generator
AB	Generator Bearing No 3
AC	Generator Bearing No 4
AD	Generator Circuit Breaker (GCB)
AE	Generator Leads (IPB)
AF	Main Transformers
AG	Exciter Set

- d. Menentukan prioritas Start Gas Turbine dengan menggabungkan perpaduan nilai efisiensi dan keandalan yang dikonversikan ke dalam biaya bahan bakar dan *potensial losses* produksi Gas Turbine.

Dari nilai efisiensi atau *heat rate* masing-masing Gas Turbine PLTGU Gresik, biaya penggunaan bahan bakar masing-masing Gas Turbine dapat dihitung. Sedangkan dari nilai keandalan atau probabilitas kegagalan pada *Reliability Block Diagram (RBD)* masing-masing Gas Turbine PLTGU Gresik, nilai *potensial losses* akibat potensi kegagalan operasi masing-masing Gas Turbine dapat diketahui.

Biaya bahan bakar dan *potensial losses* produksi masing-masing Gas Turbine dihitung sesuai dengan Daya Mampu Netto (DMN) Gas Turbine per jam. Daya Mampu Netto Gas Turbine PLTGU Gresik adalah sebesar 100 MW. Nilai biaya bahan bakar dan *potensial losses* produksi Gas Turbine akan dihitung dalam satuan Rupiah.

Setelah perpaduan nilai biaya bahan bakar dan *potensial losses* produksi masing-masing Gas Turbine PLTGU Gresik diketahui, maka kita dapat membuat urutan prioritas Start Gas Turbine berdasarkan besarnya perpaduan biaya tersebut. Prioritas Start Gas Turbine ditentukan mulai dari Gas Turbine yang memiliki perpaduan biaya yang paling rendah ke Gas Turbine yang memiliki perpaduan biaya paling tinggi. Alur Proses penentuan prioritas tersebut diatas ditampilkan pada Gambar 3.5.

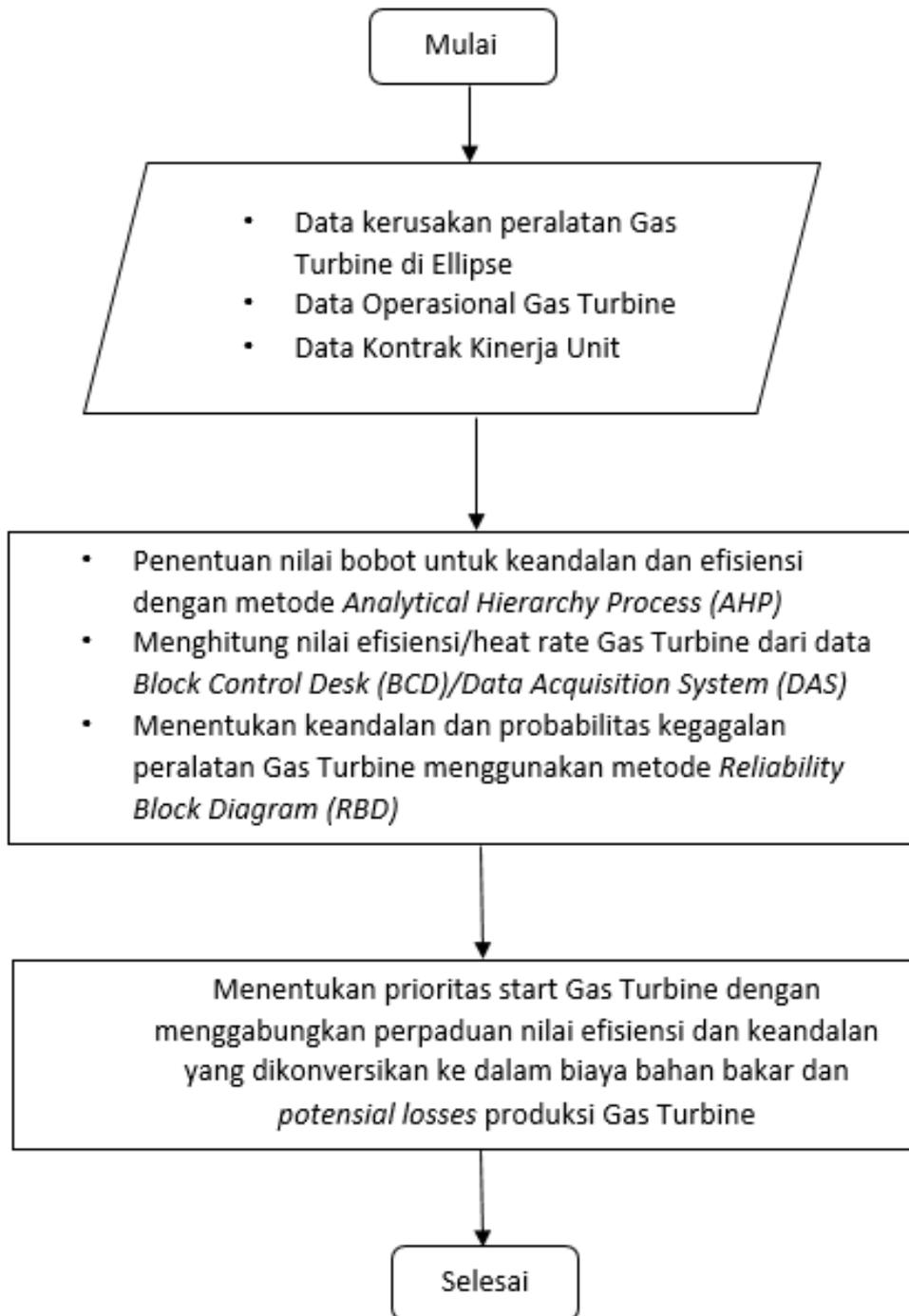


Gambar 3. 5 Alur Proses Kerja

### 3.5 Pengambilan Kesimpulan dan Saran

Setelah dilakukan proses pengolahan data selanjutnya dilakukan pengambilan kesimpulan dan menyampaikan saran untuk perusahaan dan penelitian selanjutnya.

### 3.6 Diagram Alir Penelitian



Gambar 3.6 Diagram Alir Penelitian

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

## BAB IV

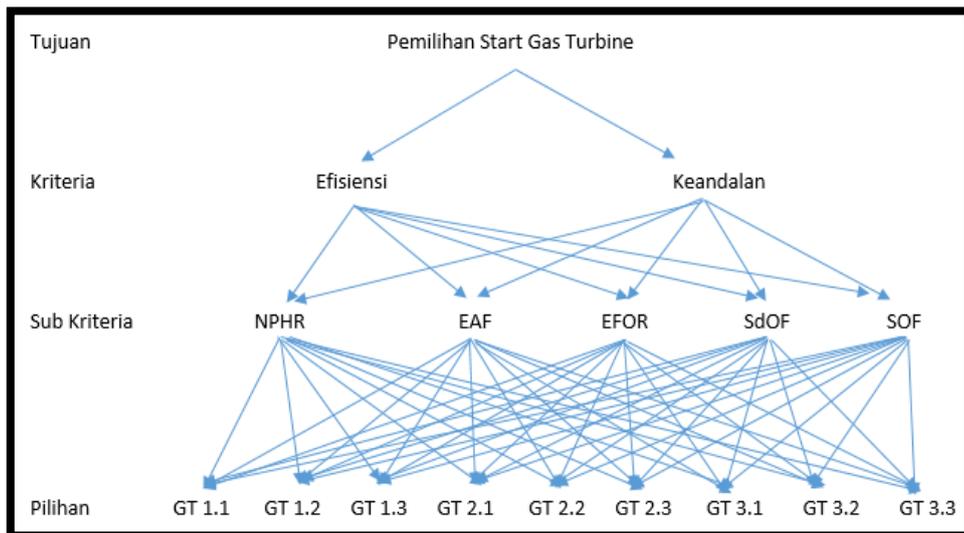
### ANALISA DATA DAN PEMBAHASAN

Bab ini menjelaskan mengenai proses analisa data yang dilakukan dalam penelitian. Tahapan analisa data dan pembahasan yang dilakukan meliputi :

1. Penentuan bobot keandalan dan efisiensi dengan metode AHP
2. Analisa Data Keandalan
3. Analisa Data Efisiensi
4. Penentuan Prioritas Start Gas Turbine berdasarkan perpaduan nilai efisiensi dan keandalan.

#### 4.1 Penentuan bobot efisiensi dan keandalan dengan metode AHP

Untuk menentukan nilai bobot/prioritas kriteria keandalan dan efisiensi digunakan metode AHP. Hal pertama yang dilakukan adalah menentukan sub kriteria pada Kontrak Kinerja PT PJB UP Gresik yang paling berhubungan dengan nilai keandalan dan efisiensi yaitu *Equivalent Availability Factor (EAF)*, *Equivalent Forced Outage Rate (EFOR)*, *Sudden Outage Frequency (SdOF)*, *Schedule Outage Factor (SOF)* dan *Nett Plant Heat Rate (NPHR)*. Pohon Hirarki AHP Pemilihan Start Gas Turbine ditampilkan pada Gambar 4.1.



Gambar 4. 1 Pohon Hirarki AHP Pemilihan Start Gas Turbine

Perbandingan nilai kepentingan relatif antar sub kriteria ditentukan berdasarkan nilai bobot *Key Performance Indicator (KPI)* yang ada dalam Kontrak Kinerja PT PJB Unit Pembangkitan Gresik tahun 2019 seperti yang ditampilkan pada Tabel 4.1.

Tabel 4. 1 Target Kontrak Kinerja PT PJB UP Gresik sub kriteria EAF, EFOR, SdOF, SOF dan NPHR

NO	<i>Key Performance Indicator (KPI)</i>	Satuan	Bobot	Target
1	<i>Equivalent Availability Factor (EAF)</i>	%	6	93.97
2	<i>Equivalent Forced Outage Rate (EFOR)</i>	%	6	1.20
3	<i>Sudden Outage Frequency (SdOF)</i>	kali/unit	5	1.50
4	<i>Schedule Outage Factor (SOF)</i>	%	6	3.71
5	<i>Nett Plant Heat Rate (NPHR)</i>	kcal/kwh	6	2242.00

Tabel 4.1 menunjukkan target Kontrak Kinerja PT PJB Unit Pembangkitan Gresik tahun 2019 untuk *Key Performance Indicator (KPI)* EAF, EFOR, SdOF, SOF dan NPHR. Berturut-turut nilai bobot KPI EAF, EFOR, SdOF, SOF dan NPHR dari Kontrak Kinerja tahun 2019 adalah 6, 6, 5, 6 dan 6.

Tabel 4. 2 Matriks berpasangan (*pairwise comparison*) sub kriteria (EAF, EFOR, SdOF, SOF dan NPHR)

Sub Kriteria	EAF	EFOR	SdOF	SOF	NPHR	Hasil Normalisasi					Jumlah Baris	Rata-rata baris
EAF	1.000	1.000	1.200	1.000	1.000	0.207	0.207	0.207	0.207	0.207	1.034	0.207
EFOR	1.000	1.000	1.200	1.000	1.000	0.207	0.207	0.207	0.207	0.207	1.034	0.207
SdOF	0.833	0.833	1.000	0.833	0.833	0.172	0.172	0.172	0.172	0.172	0.862	0.172
SOF	1.000	1.000	1.200	1.000	1.000	0.207	0.207	0.207	0.207	0.207	1.034	0.207
NPHR	1.000	1.000	1.200	1.000	1.000	0.207	0.207	0.207	0.207	0.207	1.034	0.207
Jumlah Kolom	4.833	4.833	5.800	4.833	4.833	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	5.000	1.000

Tabel 4.2 menunjukkan proses perhitungan bobot dari masing-masing sub kriteria (EAF, EFOR, SdOF, SOF dan NPHR). Berturut-turut nilai perbandingan kepentingan relatif sub kriteria EAF, EFOR, SdOF, SOF dan NPHR dari Kontrak

Kinerja tahun 2019 adalah 6 : 6 : 5 : 6 : 6 atau disederhanakan menjadi 1 : 1 : 0.833 : 1 : 1. Matrik berpasangan pada Tabel 4.2 menghasilkan nilai bobot sub kriteria *EAF*, *EFOR*, *SdOF*, *SOF* dan *NPHR* dari Kontrak Kinerja tahun 2019 sebesar 0.207, 0.207, 0.172, 0.207 dan 0.207.

Tabel 4. 3 Matriks berpasangan (*pairwise comparison*) sub kriteria EAF terhadap kriteria efisiensi dan keandalan

Kriteria	Efisiensi	Keandalan	Hasil Normalisasi		Jumlah Baris	Rata-rata Baris
Efisiensi	1.000	0.200	0.167	0.167	0.333	0.167
Keandalan	5.000	1.000	0.833	0.833	1.667	0.833
Jumlah Kolom	6.000	1.200	1.000	1.000	2.000	1.000

Tabel 4.3 menunjukkan proses penentuan bobot dari sub kriteria EAF terhadap kriteria efisiensi dan keandalan. Matrik berpasangan pada Tabel 4.3 menghasilkan nilai bobot sub kriteria EAF sebesar 0.167 terhadap kriteria efisiensi dan sebesar 0.833 terhadap kriteria keandalan.

Tabel 4. 4 Matriks berpasangan (*pairwise comparison*) sub kriteria EFOR terhadap kriteria efisiensi dan keandalan

Kriteria	Efisiensi	Keandalan	Hasil Normalisasi		Jumlah Baris	Rata-rata Baris
Efisiensi	1.000	0.143	0.125	0.125	0.250	0.125
Keandalan	7.000	1.000	0.875	0.875	1.750	0.875
Jumlah Kolom	8.000	1.143	1.000	1.000	2.000	1.000

Tabel 4.4 menunjukkan proses penentuan bobot dari sub kriteria EFOR terhadap kriteria efisiensi dan keandalan. Matrik berpasangan pada Tabel 4.4 menghasilkan nilai prioritas sub kriteria EFOR sebesar 0.125 terhadap kriteria efisiensi dan sebesar 0.875 terhadap kriteria keandalan.

Tabel 4. 5 Matriks berpasangan (*pairwise comparison*) sub kriteria SdOF terhadap kriteria efisiensi dan keandalan

Kriteria	Efisiensi	Keandalan	Hasil Normalisasi		Jumlah Baris	Rata-rata Baris
Efisiensi	1.000	0.143	0.125	0.125	0.250	0.125
Keandalan	7.000	1.000	0.875	0.875	1.750	0.875
Jumlah Kolom	8.000	1.143	1.000	1.000	2.000	1.000

Tabel 4.5 menunjukkan proses penentuan bobot dari sub kriteria SdOF terhadap kriteria efisiensi dan keandalan. Matrik berpasangan pada Tabel 4.5 menghasilkan nilai prioritas sub kriteria SdOF sebesar 0.125 terhadap kriteria efisiensi dan sebesar 0.875 terhadap kriteria keandalan.

Tabel 4. 6 Matriks berpasangan (*pairwise comparison*) sub kriteria SOF terhadap kriteria efisiensi dan keandalan

Kriteria	Efisiensi	Keandalan	Hasil Normalisasi		Jumlah Baris	Rata-rata Baris
Efisiensi	1.000	0.333	0.250	0.250	0.500	0.250
Keandalan	3.000	1.000	0.750	0.750	1.500	0.750
Jumlah Kolom	4.000	1.333	1.000	1.000	2.000	1.000

Tabel 4.6 menunjukkan proses penentuan bobot/prioritas dari sub kriteria SOF terhadap kriteria efisiensi dan keandalan. Matrik berpasangan pada Tabel 4.6 menghasilkan nilai prioritas sub kriteria SOF sebesar 0.250 terhadap kriteria efisiensi dan sebesar 0.750 terhadap kriteria keandalan.

Tabel 4. 7 Matriks berpasangan (*pairwise comparison*) sub kriteria NPHR terhadap kriteria efisiensi dan keandalan

Kriteria	Efisiensi	Keandalan	Hasil Normalisasi		Jumlah Baris	Rata-rata Baris
Efisiensi	1.000	9.000	0.900	0.900	1.800	0.900
Keandalan	0.111	1.000	0.100	0.100	0.200	0.100
Jumlah Kolom	1.111	10.000	1.000	1.000	2.000	1.000

Tabel 4.7 menunjukkan proses penentuan bobot dari sub kriteria NPHR terhadap kriteria efisiensi dan keandalan. Matrik berpasangan pada Tabel 4.7 menghasilkan nilai prioritas sub kriteria NPHR sebesar 0.900 terhadap kriteria efisiensi dan sebesar 0.100 terhadap kriteria keandalan.

Tabel 4. 8 Perhitungan prioritas efisiensi dan keandalan

Kriteria	Perbandingan bobot sub kriteria terhadap kriteria					Perbandingan bobot antar sub kriteria					Prioritas
	EAF	EFOR	SdOF	SOF	NPHR	EAF	EFOR	SdOF	SOF	NPHR	
Efisiensi	0.167	0.125	0.125	0.250	0.900	0.207	0.207	0.172	0.207	0.207	0.320
Keandalan	0.833	0.875	0.875	0.750	0.100						0.680

Tabel 4.8 menunjukkan proses perhitungan prioritas kriteria efisiensi dan keandalan dari akumulasi semua sub kriteria (EAF, EFOR, SdOF, SOF dan NPHR). Dari proses perhitungan pada Tabel 4.8 diperoleh nilai prioritas kriteria efisiensi sebesar 0.32 dan nilai prioritas keandalan sebesar 0.68.

#### 4.2 Analisa Data Keandalan

Data keandalan dianalisa dari data kerusakan equipment/peralatan dari Sistem Ellipse. Dari data kerusakan tersebut kemudian dihitung nilai *Mean Time Between Failure (MTBF)*, nilai keandalan dan nilai probabilitas kegagalan Gas

Turbine. Data kerusakan yang digunakan adalah data yang muncul mulai 1 Januari 2018 sampai dengan 31 Agustus 2019.

Tabel 4. 9 Data kerusakan GT 1.1

NO	Equipment	Work Order Description	Start	Finish
1	GT 1.1 & GT 1.2 - MAIN TRANSFORMER	GTG no 1 & no 2 HV line prot. Trip	7/1/2018 19:19	7/1/2018 23:00
2	GT 1.1 - TURBIN	Casing Turbi GT # 1.1 Bocor gas panas	8/7/2018 8:43	8/11/2018 14:00
3	GT 1.1 - ROTOR COOLING AIR	Rotor cooling air GT#1.1 bocor	1/23/2018 7:55	1/26/2018 14:00
4	GT 1.1 - PIPING FUEL GAS SUPPLY	Filter servo CV 174 GT#1.1 muncul	3/5/2019 8:43	3/11/2019 0:00
5	GT 1.1 - PIPING FUEL GAS SUPPLY	CV 165 GT#1.1 indikasi bocor	4/1/2019 8:47	4/8/2019 0:00

Tabel 4. 10 Data kerusakan GT 1.2

NO	Equipment	Work Order Description	Start	Finish
1	GT 1.2 - TURBIN	GT#1.2 TRIP	10/4/2018 13:02	10/4/2018 13:31
2	GT 1.2 - ROTOR COOLING AIR	RCA GT#1.2 ada tanda-tanda bocor	1/2/2019 8:43	1/4/2019 8:00
3	GT 1.1 & GT 1.2 - MAIN TRANSFORMER	GT #1.2 electrical FAULT TRIP	6/27/2018 15:19	6/28/2018 8:48
4	GT 1.1 & GT 1.2 - MAIN TRANSFORMER	GTG no 1 & no 2 HV line prot. Trip	7/1/2018 19:19	7/1/2018 23:00

Tabel 4. 11 Data kerusakan GT 1.3

NO	Equipment	Work Order Description	Start	Finish
1	GT 1.3 - COMBUSTER SHELL	Blade path GT#1.3 Abnormal	4/13/2018 14:00	4/13/2018 21:00
2	GT 1.3 - COMBUSTER SHELL	GT#1.3 alarm BPT Spread High	3/4/2019 8:46	3/11/2019 0:00
3	GT 1.3 - COMBUSTER SHELL	Flame 2A & 2B GT#1.3 Abnormal	3/4/2019 8:47	3/11/2019 0:00
4	GT 1.3 - MFOP PIPING & CONTROL VALVES	GT#1.3 Manifold press.high Trip	4/12/2018 8:47	4/12/2018 8:49
5	GT 1.3 - PIPING FUEL GAS SUPPLY	Alarm GT#1.3 DDC GOVERNOR SYSTEM	2/25/2019 8:49	2/25/2019 8:53

Tabel 4. 12 Data kerusakan GT 2.1

NO	Equipment	Work Order Description	Start	Finish
1	GT 2.1 - COMBUSTER SHELL	GT #2.1 Flame out Trip saat start BBM	4/11/2018 18:57	4/12/2018 8:34
2	GT 2.1 - COMBUSTER SHELL	GT#2.1 gagal Start flame out trip	9/13/2018 13:41	9/13/2018 20:00
3	GT 2.1 - PIPING FUEL GAS SUPPLY	DPX CV 174 GT#2.1 hunting	2/7/2018 9:46	2/7/2018 9:51
4	GT 2.1 - EXCITER SET	GT #2.1 Alarm electrical fault trip	3/27/2018 0:52	3/27/2018 23:00

Tabel 4. 13 Data kerusakan GT 2.2

NO	Equipment	Work Order Description	Start	Finish
1	GT 2.2 - TURBIN	GT#2.2 AC Turning motor abnormal.	7/2/2018 12:26	7/21/2018 0:00
2	GT 2.2 - TURBIN	Flow Glass Lube Oil cooler GT#2.2	9/27/2018 8:45	9/28/2018 11:00
3	GT 2.2 - TURBIN	Flame 2B Gt#2.2 abnormal	4/9/2019 8:45	4/15/2019 0:00
4	GT 2.2 - TURNING MOTOR	Cam Clutch Turning GT #2.2 Suara Kasar	10/12/2018 10:11	10/12/2018 12:00
5	GT 2.2 - COMBUSTER SHELL	rewinding traf.igntr ex GT 2.2	3/28/2019 8:45	4/1/2019 8:14
6	GT 2.2 - MFOP PIPING & CONTROL VALVES	Mohon pengecekan loop test CV BBM G	9/4/2018 15:48	9/5/2018 8:56

Tabel 4. 14 Data kerusakan GT 2.3

NO	Equipment	Work Order Description	Start	Finish
1	GT 2.3 - MAIN TRANSFORMER 500 KV	Line differential operate alarm MTR#2.3	11/27/2018 10:39	11/27/2018 16:00
2	GT 2.3 - TURBIN	GT#2.3 trip	11/21/2018 9:21	11/21/2018 16:00
3	GT 2.3 - COMBUSTER SHELL	Flange Nozle No:5 GT#2.3 ngowos	4/11/2018 16:28	4/12/2018 2:00
4	GT 2.3 - EXCITER SET	GT#2.3 trip	1/25/2018 8:45	1/25/2018 16:00

Tabel 4. 15 Data kerusakan GT 3.1

NO	Equipment	Work Order Description	Start	Finish
1	GT 3.1 - GENERATOR CIRCUIT BREAKER	GT 3.1 Tidak bisa synchrone	3/11/2018 15:14	3/12/2018 15:00
2	GT 3.1 - COMBUSTER SHELL	Area Combuster GT#3.1 kondisi panas	4/25/2018 8:56	4/25/2018 12:00
3	GT 3.1 - PIPING FUEL GAS SUPPLY	servo 165 GT 3.1 hunting	3/5/2018 8:49	3/5/2018 8:55
4	GT 3.1 - PIPING FUEL GAS SUPPLY	DPX CV 174 GT#3.1 hunting	4/18/2018 8:42	4/23/2018 8:47
5	GT 3.1 - PIPING FUEL GAS SUPPLY	DPX CV BBG GT#3.1 hunting	7/16/2018 15:21	7/23/2018 0:00
6	GT 3.1 - (AOP) AUXILIARY LUBE OIL PUMP	AOP GT#3.1 Abnormal	7/19/2018 8:40	7/25/2018 16:00

Tabel 4. 16 Data kerusakan GT 3.2

NO	Equipment	Work Order Description	Start	Finish
1	GT 3.2 - TURBIN	Nozel no 15 GT 3.2 bocor	2/26/2018 15:12	4/20/2018 9:00
2	GT 3.2 - INSTRUMENT AIR DRYER	IAD GT 3.2 abn	6/6/2018 8:58	6/8/2018 0:00

Tabel 4. 17 Data kerusakan GT 3.3

NO	Equipment	Work Order Description	Start	Finish
1	GT 3.3 - TURBIN	ACOP GT # 3.3 ABNORMAL	11/19/2018 14:28	12/11/2018 16:00
2	GT 3.3 - COMPRESSOR	positioner IGV GT # 3.3 udara ngowos	2/20/2019 8:37	2/25/2019 0:00
3	GT 3.3 - ROTOR COOLING AIR	Flanges RCA GT#3.3 sisi atas bocor	3/13/2018 10:26	3/13/2018 14:00

Tabel 4.9 sampai dengan Tabel 4.17 secara berturut-turut menampilkan data kerusakan equipment/peralatan yang mempengaruhi keandalan dan efisiensi Gas Turbine dari GT 1.1 sampai dengan GT 3.3. Dari data tersebut kemudian akan

dihitung nilai *Mean Time Between Failure (MTBF)*, *failure rate ( $\lambda$ )* dan nilai keandalan ( $R(t)$ ) pada level equipment Gas Turbine.

Tabel 4. 18 Perhitungan nilai *mean time between failure, failure rate* dan keandalan level *equipment* pada GT 1.1

NO	Equipment	MTBF	$\lambda$	R(t)
1	GT 1.1 & GT 1.2 - MAIN TRANSFORMER	14,588.33	0.00006855	0.3678
2	GT 1.1 - TURBIN	14,490.73	0.00006901	0.3653
3	GT 1.1 - ROTOR COOLING AIR	14,513.92	0.00006890	0.3659
4	GT 1.1 - PIPING FUEL GAS SUPPLY	7,148.76	0.00013988	0.1299
5	GT 1.1 - PIPING FUEL GAS SUPPLY			

Tabel 4. 19 Perhitungan nilai *mean time between failure, failure rate* dan keandalan level *equipment* pada GT 1.2

NO	Equipment	MTBF	$\lambda$	R(t)
1	GT 1.2 - TURBIN	14,591.51	0.00006853	0.3679
2	GT 1.2 - ROTOR COOLING AIR	14,544.73	0.00006875	0.3667
3	GT 1.1 & GT 1.2 - MAIN TRANSFORMER	7,285.42	0.00013726	0.1349
4	GT 1.1 & GT 1.2 - MAIN TRANSFORMER			

Tabel 4. 20 Perhitungan nilai *mean time between failure, failure rate* dan keandalan level *equipment* pada GT 1.3

NO	Equipment	MTBF	$\lambda$	R(t)
1	GT 1.3 - COMBUSTER SHELL	4,755.52	0.00021028	0.0465
2	GT 1.3 - COMBUSTER SHELL			
3	GT 1.3 - COMBUSTER SHELL			
4	GT 1.3 - MFOP PIPING & CONTROL VALVES	14,591.97	0.00006853	0.3679
5	GT 1.3 - PIPING FUEL GAS SUPPLY	14,591.93	0.00006853	0.3679

Tabel 4. 21 Perhitungan nilai *mean time between failure*, *failure rate* dan keandalan level *equipment* pada GT 2.1

NO	Equipment	MTBF	$\lambda$	R(t)
1	GT 2.1 - COMBUSTER SHELL	7,286.04	0.00013725	0.1350
2	GT 2.1 - COMBUSTER SHELL			
3	GT 2.1 - PIPING FUEL GAS SUPPLY	14,591.92	0.00006853	0.3679
4	GT 2.1 - EXCITER SET	14,569.87	0.00006863	0.3673

Tabel 4. 22 Perhitungan nilai *mean time between failure*, *failure rate* dan keandalan level *equipment* pada GT 2.2

NO	Equipment	MTBF	$\lambda$	R(t)
1	GT 2.2 - TURBIN	4,662.32	0.00021449	0.0437
2	GT 2.2 - TURBIN			
3	GT 2.2 - TURBIN			
4	GT 2.2 - TURNING MOTOR	14,590.20	0.00006854	0.3678
5	GT 2.2 - COMBUSTER SHELL	14,496.53	0.00006898	0.3655
6	GT 2.2 - MFOP PIPING & CONTROL VALVES	14,574.86	0.00006861	0.3674

Tabel 4. 23 Perhitungan nilai *mean time between failure*, *failure rate* dan keandalan level *equipment* pada GT 2.3

NO	Equipment	MTBF	$\lambda$	R(t)
1	GT 2.3 - MAIN TRANSFORMER 500 KV	14,586.66	0.00006856	0.3677
2	GT 2.3 - TURBIN	14,585.37	0.00006856	0.3677
3	GT 2.3 - COMBUSTER SHELL	14,582.47	0.00006858	0.3676
4	GT 2.3 - EXCITER SET	14,584.75	0.00006856	0.3677

Tabel 4. 24 Perhitungan nilai *mean time between failure*, *failure rate* dan keandalan level *equipment* pada GT 3.1

NO	Equipment	MTBF	$\lambda$	R(t)
1	GT 3.1 - GENERATOR CIRCUIT BREAKER	14,568.25	0.00006864	0.3673
2	GT 3.1 - COMBUSTER SHELL	14,588.93	0.00006855	0.3678
3	GT 3.1 - PIPING FUEL GAS SUPPLY	4,773.06	0.00020951	0.0470
4	GT 3.1 - PIPING FUEL GAS SUPPLY			
5	GT 3.1 - PIPING FUEL GAS SUPPLY			
6	GT 3.1 - (AOP) AUXILIARY LUBE OIL PUMP	14,440.68	0.00006925	0.3640

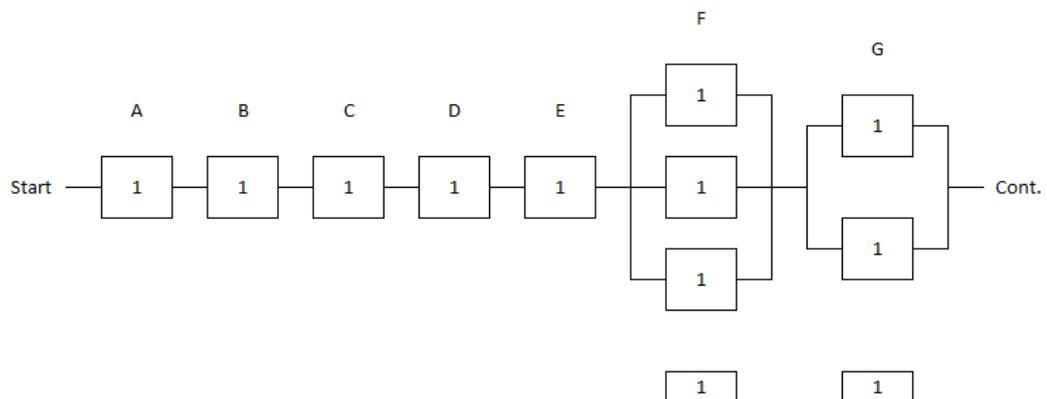
Tabel 4. 25 Perhitungan nilai *mean time between failure*, *failure rate* dan keandalan level *equipment* pada GT 3.2

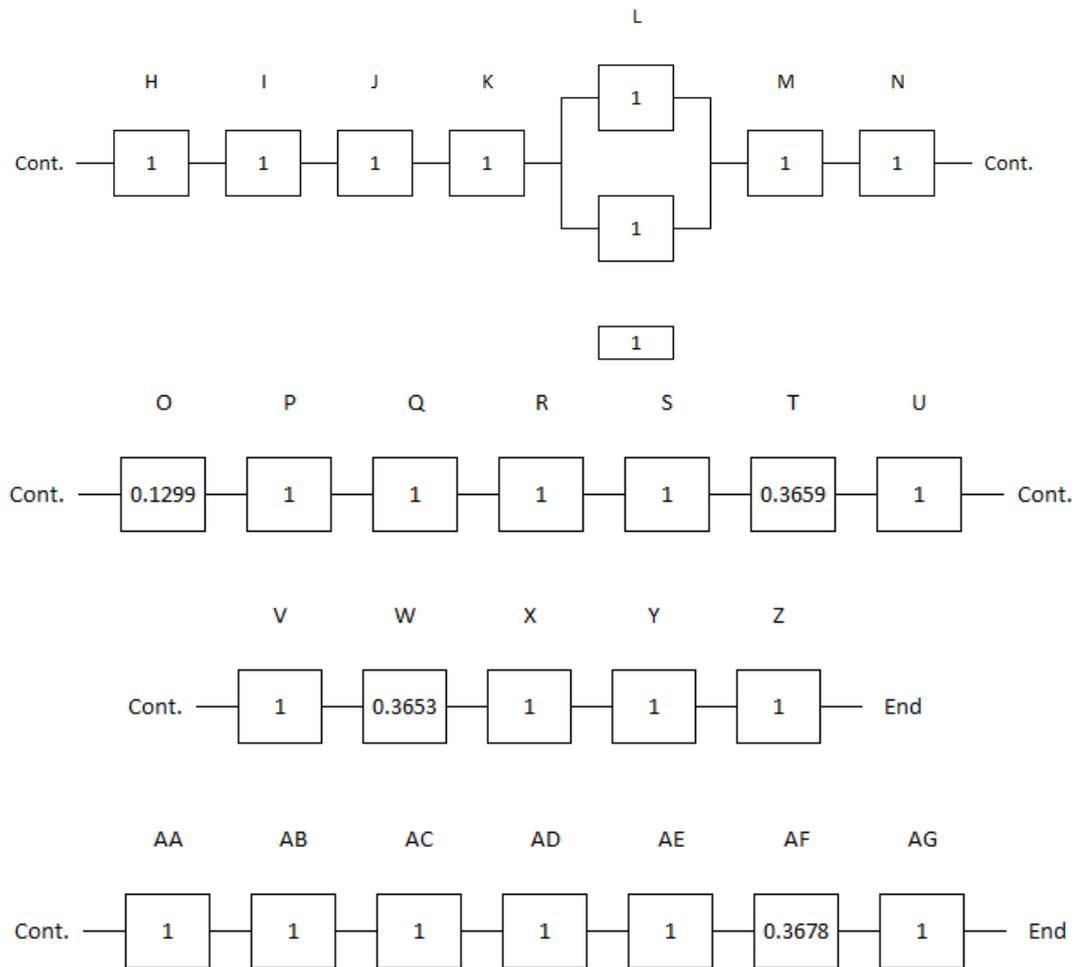
NO	Equipment	MTBF	$\lambda$	R(t)
1	GT 3.2 - TURBIN	13,326.20	0.00007504	0.3345
2	GT 3.2 - INSTRUMENT AIR DRYER	14,552.98	0.00006871	0.3669

Tabel 4. 26 Perhitungan nilai *mean time between failure*, *failure rate* dan keandalan level *equipment* pada GT 3.3

NO	Equipment	MTBF	$\lambda$	R(t)
1	GT 3.3 - TURBIN	14,062.47	0.00007111	0.3543
2	GT 3.3 - COMPRESSOR	14,480.62	0.00006906	0.3651
3	GT 3.3 - ROTOR COOLING AIR	14,588.44	0.00006855	0.3678

Tabel 4.18 sampai dengan Tabel 4.26 secara berturut-turut menampilkan nilai *Mean Time Between Failure (MTBF)*, *failure rate* ( $\lambda$ ) dan nilai keandalan ( $R(t)$ ) pada level *equipment* Gas Turbine dari GT 1.1 sampai dengan GT 3.3. Setelah diperoleh nilai keandalan level *Equipment* kemudian dapat dihitung nilai keandalan Sistem Gas Turbine dengan menggunakan *Reliability Block Diagram (RBD)* seperti pada Gambar 4.2





Gambar 4. 2 *Reliability Block Diagram (RBD)* untuk perhitungan nilai keandalan pada GT 1.1

Gambar 4.2 merupakan *Reliability Block Diagram (RBD)* untuk perhitungan nilai keandalan pada GT 1.1. Dari *RBD* di atas, nilai keandalan Sistem Gas Turbine 1.1 dapat diformulasikan sebagai berikut :

$$R(t) \text{ GT 1.1} = R_A \times R_B \times R_C \times \dots \times R_{AG} = 0.00639$$

Dan untuk menghitung nilai probabilitas kegagalan ( $F(t)$ ) Sistem Gas Turbine 1.1 dapat diformulasikan sebagai berikut :

$$F(t) \text{ GT 1.1} = 1 - R(t) = 1 - 0.00638 = 0.99361$$

Metode perhitungan yang sama diterapkan pada GT 1.2 sampai dengan GT 3.3. Dan akan diperoleh nilai keandalan dan probabilitas kegagalan untuk semua Sistem Gas Turbine PLTGU Gresik yang ditampilkan pada Tabel 4.27.

Tabel 4. 27 Perhitungan Keandalan dan Probabilitas Kegagalan Sistem Gas Turbine

Kode Peralatan	UNIT								
	GT 1.1	GT 1.2	GT 1.3	GT 2.1	GT 2.2	GT 2.3	GT 3.1	GT 3.2	GT 3.3
A	1	1	1	1	1	1	1	1	1
B	1	1	1	1	1	1	1	1	1
C	1	1	1	1	1	1	1	1	1
D	1	1	1	1	1	1	1	1	1
E	1	1	1	1	1	1	1	1	1
F	1	1	1	1	1	1	0.364	1	1
G	1	1	1	1	1	1	1	1	1
H	1	1	1	1	1	1	1	1	1
I	1	1	1	1	1	1	1	1	1
J	1	1	1	1	1	1	1	1	1
K	1	1	1	1	1	1	1	1	1
L	1	1	1	1	1	1	1	1	1
M	1	1	1	1	1	1	1	1	1
N	1	1	0.3679	1	0.3674	1	1	1	1
O	0.1299	1	0.3679	0.3679	1	1	0.047	1	1
P	1	1	1	1	0.3678	1	1	1	1
Q	1	1	1	1	1	1	1	1	1
R	1	1	1	1	1	1	1	1	1
S	1	1	1	1	1	1	1	1	0.3651
T	0.3659	0.3667	1	1	1	1	1	1	0.3678
U	1	1	1	1	1	1	1	0.3669	1
V	1	1	0.0465	0.135	0.3655	0.3676	0.3678	1	1
W	0.3653	0.3679	1	1	0.0437	0.3677	1	0.3345	0.3543
X	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Y	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Z	1	1	1	1	1	1	1	1	1
AA	1	1	1	1	1	1	1	1	1
AB	1	1	1	1	1	1	1	1	1
AC	1	1	1	1	1	1	1	1	1
AD	1	1	1	1	1	1	0.3673	1	1
AE	1	1	1	1	1	1	1	1	1
AF	0.3678	0.1349	1	1	1	0.3677	1	1	1
AG	1	1	1	0.3673	1	0.3677	1	1	1
R(t)	0.00639	0.01820	0.00629	0.01824	0.00216	0.01827	0.00231	0.12273	0.04758
F(t)	0.9936	0.9818	0.9937	0.9818	0.9978	0.9817	0.9977	0.8773	0.9524

Dari Tabel 4.27 diperoleh nilai Probabilitas Kegagalan Sistem Gas Turbine dari GT 1.1 sampai dengan GT 3.3. Nilai Probabilitas Kegagalan ini kemudian

digunakan untuk menghitung nilai *potensial losses* produksi masing-masing Gas Turbine yang ditampilkan pada Tabel 4.28

Tabel 4. 28 Perhitungan *Potensial Losses* Produksi Gas Turbine

NO	GT	F(t)	Bobot AHP Keandalan	DMN	Harga Jual Listrik Rp/kwh	Potensial Losses Produksi
				MW		Rupiah
1	GT 1.1	0.9936	0.68	100	1413.13	95,479,293
2	GT 1.2	0.9818	0.68	100	1413.13	94,343,697
3	GT 1.3	0.9937	0.68	100	1413.13	95,488,202
4	GT 2.1	0.9818	0.68	100	1413.13	94,340,317
5	GT 2.2	0.9978	0.68	100	1413.13	95,885,282
6	GT 2.3	0.9817	0.68	100	1413.13	94,336,304
7	GT 3.1	0.9977	0.68	95	1413.13	91,077,105
8	GT 3.2	0.8773	0.68	100	1413.13	84,298,167
9	GT 3.3	0.9524	0.68	100	1413.13	91,521,877

### 4.3 Analisa Data Efisiensi

Data efisiensi yang digunakan dalam perhitungan adalah data efisiensi Gas Turbine terbaru. Selain itu, agar perbandingan yang dilakukan setara maka menggunakan data saat Gas Turbine beroperasi pada beban 100 MW. Agar data yang diperoleh lebih akurat maka diambil 3 data kemudian diambil nilai rata-rata. Analisa data efisiensi dianalisa dalam satuan *heat rate*. Data untuk menghitung *heat rate* diambil dari *Block Control Desk (BCD)* atau *Data Acquisition System (DAS)*. *Heat Rate* Gas Turbine dihitung menggunakan formula pada persamaan 2.4.

$$GPHR = \frac{\dot{m} \times HHV}{P}$$

Dengan persamaan diatas dan kemudian dilakukan konversi ke satuan yang sama akan diperoleh nilai *heat rate* masing-masing Gas Turbine dalam satuan kcal/kwh. Nilai *heat rate* tersebut kemudian akan ditampilkan dalam Tabel 4.29.

Tabel 4. 29 Nilai *Heat Rate* masing-masing Gas Turbine PLTGU

UNIT	Tanggal	Data		Data Rata-rata		Nilai Kalor	Heat Rate
		Beban	Flow	Beban	Flow	HHV	
		MW	kNm3/h	MW	kNm3/h	btu/scf	kcal/kwh
GT 1.1	8/29/2019 14:06	100	30.4	100	30.17	1050	2979.30
	8/29/2019 18:03	100	30.1				
	8/30/2019 19:09	100	30				
GT 1.2	8/27/2019 19:33	100	30.2	100	30.37	1050	2999.06
	8/29/2019 13:48	100	30.6				
	8/29/2019 18:21	100	30.3				
GT 1.3	8/19/2019 20:33	100	30.8	100	30.87	1050	3048.44
	8/24/2019 8:48	100	30.7				
	8/28/2019 21:30	100	31.1				
GT 2.1	8/27/2019 12:54	100.1	30.4	100	30.40	1050	3000.35
	8/27/2019 13:06	100.1	30.3				
	8/28/2019 20:45	100	30.5				
GT 2.2	8/27/2019 12:54	100	30.5	100	30.50	1050	3015.24
	8/27/2019 14:54	99.9	30.5				
	8/27/2019 15:09	99.8	30.5				
GT 2.3	8/26/2019 20:30	100	31.4	100	31.27	1050	3087.94
	8/26/2019 20:33	100	31.2				
	8/26/2019 22:39	100	31.2				
GT 3.1	8/29/2019 10:48	95	29	95	29.07	1050	3021.75
	8/29/2019 11:06	95	29.1				
	8/29/2019 11:12	95	29.1				
GT 3.2	8/30/2019 10:03	100	30	100	29.93	1050	2956.26
	8/30/2019 13:30	100	30				
	8/30/2019 14:21	100	29.8				
GT 3.3	8/28/2019 19:48	100	29.4	100	29.50	1050	2913.46
	8/28/2019 21:00	100	29.5				
	8/29/2019 17:45	100	29.6				

Dari nilai *heat rate* pada Tabel 4.29 di atas, kemudian dapat dihitung jumlah dan biaya energi bahan bakar gas (BBG) yang digunakan masing-masing Gas Turbine pada saat beroperasi pada beban 100 MW selama 1 jam.

$$\Sigma \text{Energi Bahan Bakar} = \text{Heat Rate} \times \text{DMN} \times 1 \text{ jam}$$

$$\text{Biaya Bahan Bakar} = \Sigma \text{Energi} \times \text{Harga satuan Energi Bahan Bakar}$$

Biaya Bahan Bakar yang diperoleh kemudian dikalikan nilai bobot sebesar 0.32. Hasil perhitungan ditampilkan pada Tabel 4.30.

Tabel 4. 30 Jumlah Energi dan Biaya Bahan Bakar masing-masing Gas Turbine PLTGU per jam

NO	UNIT	Heat Rate	Bobot AHP Efisiensi	DMN	Energi Bahan Bakar		Biaya Bahan Bakar
		kcal/kwh		MW	kcal	MMBTU	Rupiah
1	GT 1.1	2979.30	0.32	100	95,337,692	378	37,076,372
2	GT 1.2	2999.06	0.32	100	95,969,765	381	37,322,182
3	GT 1.3	3048.44	0.32	100	97,549,947	387	37,936,708
4	GT 2.1	3000.35	0.32	100	96,011,103	381	37,338,258
5	GT 2.2	3015.24	0.32	100	96,487,634	383	37,523,579
6	GT 2.3	3087.94	0.32	100	98,814,094	392	38,428,328
7	GT 3.1	3021.75	0.32	95	91,861,290	365	35,724,416
8	GT 3.2	2956.26	0.32	100	94,600,273	375	36,789,593
9	GT 3.3	2913.46	0.32	100	93,230,781	370	36,257,005

#### 4.4 Penentuan Pemilihan Prioritas Start Gas Turbine berdasarkan perpaduan nilai efisiensi dan keandalan

Dari nilai probabilitas kegagalan masing-masing Gas Turbine telah diperoleh nilai *potensial losses* produksi masing-masing Gas Turbine, sedangkan dari nilai *heat rate* masing-masing Gas Turbine telah diperoleh nilai biaya bahan bakar masing-masing Gas Turbine. Kemudian nilai *potensial losses* dan nilai biaya bahan bakar masing-masing Gas Turbine ditambahkan seperti yang ditampilkan pada Tabel 4.31.

Tabel 4. 31 Perpaduan Biaya Bahan Bakar dan *Potensial Losses* Produksi masing-masing Gas Turbine

NO	UNIT	Biaya Bahan Bakar	Potensial Losses Produksi	Perpaduan Biaya
		Rupiah	Rupiah	Rupiah
1	GT 1.1	37,076,372	95,479,293	132,555,665
2	GT 1.2	37,322,182	94,343,697	131,665,879
3	GT 1.3	37,936,708	95,488,202	133,424,910
4	GT 2.1	37,338,258	94,340,317	131,678,575
5	GT 2.2	37,523,579	95,885,282	133,408,861
6	GT 2.3	38,428,328	94,336,304	132,764,632
7	GT 3.1	35,724,416	91,077,105	126,801,521
8	GT 3.2	36,789,593	84,298,167	121,087,760
9	GT 3.3	36,257,005	91,521,877	127,778,881

Dari nilai perpaduan biaya pada Tabel 4.31, penentuan pemilihan prioritas start Gas Turbine diurutkan berdasarkan Gas Turbine yang memiliki perpaduan nilai biaya paling kecil sampai dengan yang paling besar seperti yang ditampilkan pada tabel 4.32.

Tabel 4. 32 Prioritas Start Gas Turbine PLTGU

BIAYA		PRIORITAS	
GT 1.1	132,555,665	GT 3.2	
GT 1.2	131,665,879	GT 3.1	
GT 1.3	133,424,910	GT 3.3	
GT 2.1	131,678,575	GT 1.2	
GT 2.2	133,408,861	GT 2.1	
GT 2.3	132,764,632	GT 1.1	
GT 3.1	126,801,521	GT 2.3	
GT 3.2	121,087,760	GT 2.2	
GT 3.3	127,778,881	GT 1.3	

#### 4.5 Manfaat yang diperoleh dari Pemilihan Prioritas Start Gas Turbine berdasarkan perpaduan nilai efisiensi dan keandalan

Pemilihan prioritas start Gas Turbine diimplementasikan pada awal September 2019. Manfaat yang diperoleh dari metode ini diukur dengan cara membandingkan pencapaian Kontrak Kinerja PT PJB UP Gresik pada tanggal 31 Agustus 2019 dan 8 September 2019. Hasilnya ditampilkan pada Tabel 4.33

Tabel 4. 33 Realisasi Pencapaian Kontrak Kinerja setelah penerapan metode pemilihan prioritas start

NO	Key Performance Indicator (KPI)	Satuan	Target	Polaritas	Realisasi		% Pencapaian	
					31-Aug-19	8-Sep-19	31-Aug-19	8-Sep-19
1	<i>EAF</i>	%	93.97	Positif	98.10	98.11	104.40%	104.41%
2	<i>EFOR</i>	%	1.20	Negatif	0.27	0.26	444.44%	461.54%
3	<i>SdOF</i>	kali/unit	1.50	Negatif	0.89	0.87	168.54%	172.41%
4	<i>SOF</i>	%	3.71	Negatif	0.28	0.28	1325.00%	1325.00%
5	<i>NPHR</i>	kcal/kwh	2242.00	Negatif	2284.00	2261.00	98.16%	99.16%

Dari tabel 4.33, metode pemilihan prioritas start mampu meningkatkan pencapaian Kontrak Kinerja PT PJB UP Gresik. Yaitu meningkatkan pencapaian EAF sebesar 0.01%, meningkatkan pencapaian EFOR sebesar 17.09 %, meningkatkan pencapaian SdOF sebesar 3.87% dan meningkatkan pencapaian NPHR sebesar 1%. Sedangkan untuk pencapaian SOF tidak mengalami perubahan. Peningkatan pencapaian kontrak kinerja ditampilkan pada Tabel 4.34.

Tabel 4. 34 Peningkatan Pencapaian Kontrak Kinerja setelah penerapan metode pemilihan prioritas start

NO	Key Performance Indicator (KPI)	Peningkatan Pencapaian Kontrak Kinerja PT PJB UP Gresik
1	<i>EAF</i>	0.01%
2	<i>EFOR</i>	17.09%
3	<i>SdOF</i>	3.87%
4	<i>SOF</i>	0.00%
5	<i>NPHR</i>	1.00%

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

## BAB V

### KESIMPULAN DAN SARAN

Bab ini menjelaskan mengenai kesimpulan dari penelitian yang dilakukan dan saran dari penulis untuk memperbaiki penelitian sejenis yang dilakukan di masa mendatang.

#### 5.1 Kesimpulan

Kesimpulan dari penelitian adalah sebagai berikut :

- a. Penulis menggunakan 3 tahapan metode untuk menentukan prioritas start Gas Turbine, yaitu metode AHP untuk menentukan perbandingan bobot kriteria efisiensi dan keandalan, metode RBD untuk menentukan potensial losses produksi Gas Turbine dan metode perhitungan Heat Rate untuk menentukan biaya bahan bakar Gas Turbine.
- b. Berdasarkan metode AHP perbandingan bobot kriteria efisiensi dan keandalan adalah 0.32 : 0.68
- c. Berdasarkan analisis keandalan dengan metode RBD, urutan *potensial losses* produksi Gas Turbine dari yang terendah sampai yang tertinggi adalah GT 3.2, GT 3.1, GT 3.3, GT 2.3, GT 2.1, GT 1.2, GT 1.1, GT 1.3 dan GT 2.2.
- d. Berdasarkan analisis efisiensi dengan metode heat rate, urutan biaya bahan bakar Gas Turbine dari yang terendah sampai yang tertinggi adalah GT 3.1, GT 3.3, GT 3.2, GT 1.1, GT 1.2, GT 2.1, GT 2.2, GT 1.3 dan GT 2.3.
- e. Berdasarkan perpaduan *potensial losses* produksi dan biaya bahan bakar, prioritas start Gas Turbine berturut-turut adalah GT 3.2, GT 3.1, GT 3.3, GT 1.2, GT 2.1, GT 1.1, GT 2.3, GT 2.2 dan GT 1.3.
- f. Implementasi pemilihan prioritas start Gas Turbine pada periode awal September 2019 berhasil meningkatkan pencapaian EAF sebesar 0.01%, meningkatkan pencapaian EFOR sebesar 17.09 %, meningkatkan pencapaian SdOF sebesar 3.87% dan meningkatkan

pencapaian NPHR sebesar 1%. Sedangkan untuk pencapaian SOF tidak mengalami perubahan.

## **5.2 Saran**

Saran dari penulis adalah sebagai berikut :

- a. Dalam menentukan prioritas start Gas Turbine dalam Sistem Blok PLTGU, selain kriteria keandalan dan efisiensi dapat dipertimbangkan 1 kriteria lagi yaitu terkait Jam Operasi Ekuivalen (*Equivalent Operating Hours*) Gas Turbine.

## DAFTAR PUSTAKA

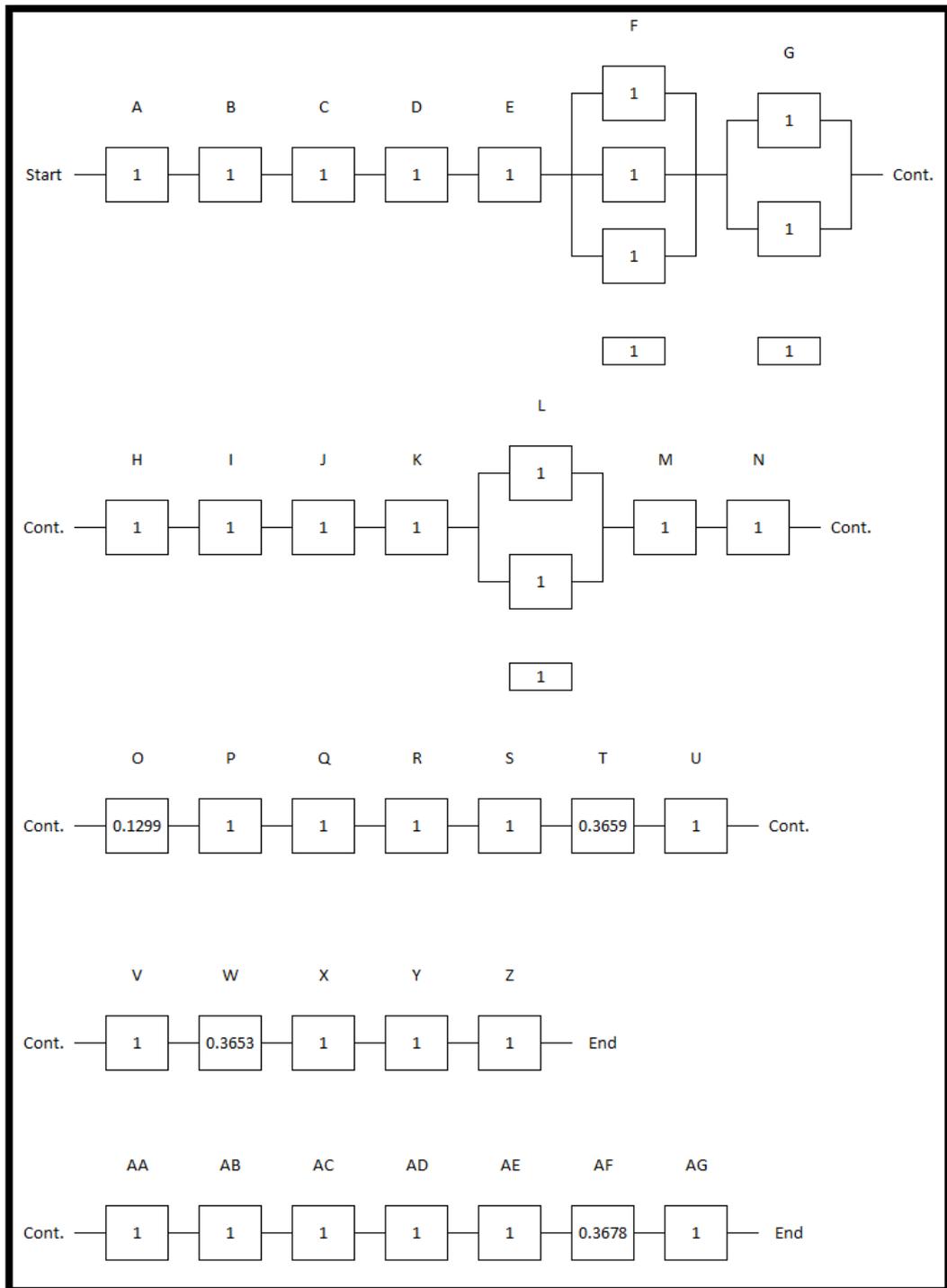
- Arina, Faula (2013), Penentuan Keandalan Dengan Menggunakan *Reliability Block Diagram* (RBD) yang Berkonfigurasi *Redundant* pada Mesin Boiler di PT. X , Untirta, Cilegon.
- D. Marsudi (2006), “Operasi Sistem Tenaga Listrik”, Graha Ilmu, Jakarta
- Ebeling, Charles (1997), “An Introduction to Reliability and Maintainability Engineering”, McGraw-Hill, New York
- Fernandez, Juan Manuel Roldan (2016), “*The Merit-Order Effect of Energy Efficiency*”, University of Sevilla, Sevilla
- Hasan, Osman (2015), “*Reliability Block Diagrams based Analysis : A Survey*”, Ahmed bin Mohammed Military College, Doha
- Mariang, Yulianto (2012), Optimalisasi Penjadwalan Pembangkit Listrik di Sistem Sorong, Unstrat, Manado
- Lewis, Elmer Eugene (1987), “*Introduction to Reliability Engineering*”, Wiley, New Jersey
- Pabla, A.S, Ir. Abdul Hadi (1991), “Sistem Distribusi Daya Listrik”, Erlangga, Jakarta
- Saaty, T.L. (2008), ‘*Decision making with the analytic hierarchy process*’, Int. J. Services Sciences, Vol. 1, No. 1, pp.83–98.
- Saaty, T.L. (1980), “*The Analytic Hierarchy Process*”, New York: McGraw Hill. International, Pittsburgh: RWS Publications.
- Wibowo, Suriyan Arif (2011), Optimasi Economic Dispatch Pembangkit Sistem 150 kV Jawa Timur menggunakan Metode Merit Order, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

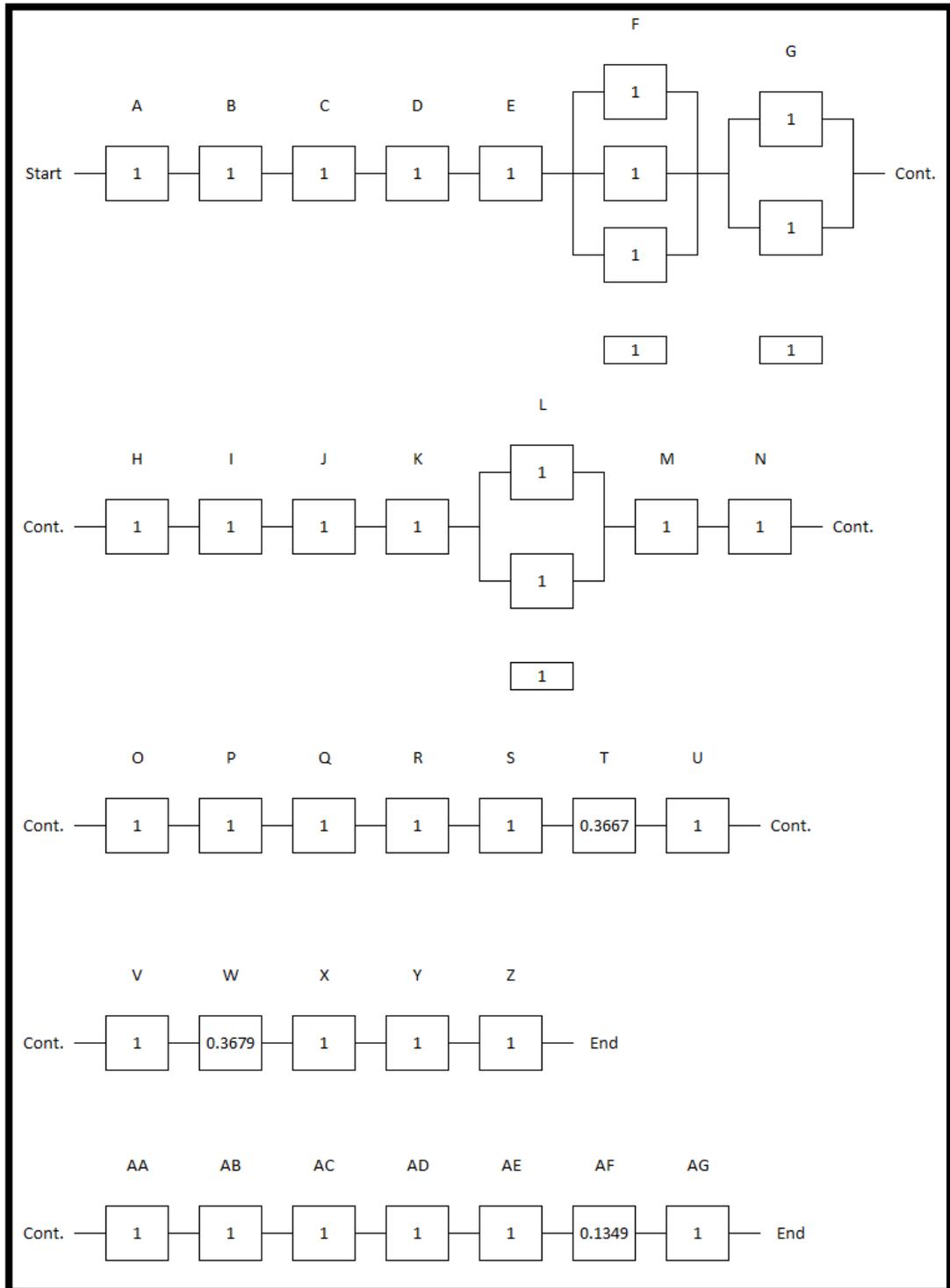
# LAMPIRAN

## Lampiran A Perhitungan nilai keandalan Sistem Gas Turbine dengan Reliability Block Diagram (RBD)

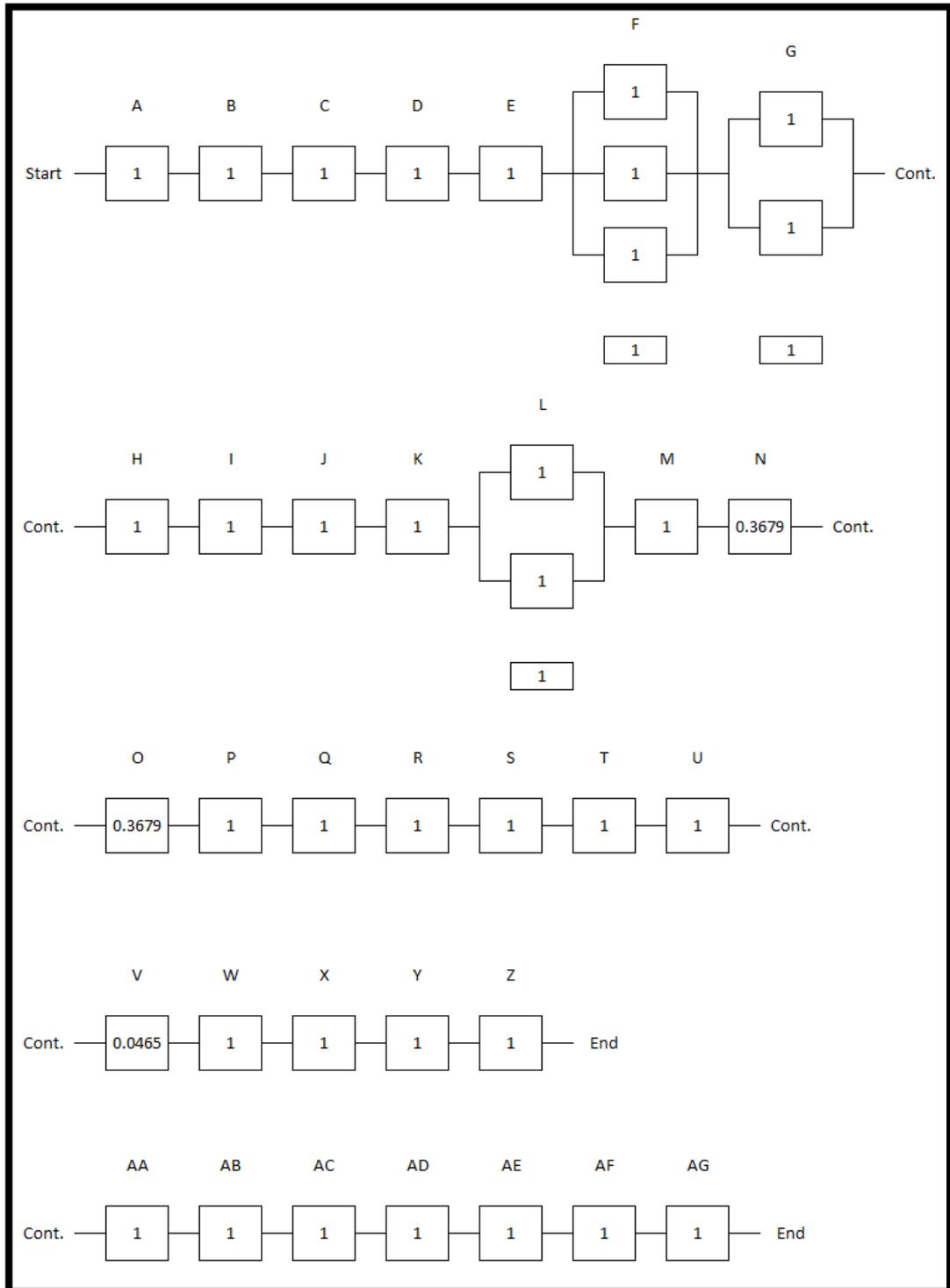
GT 1.1



GT 1.2

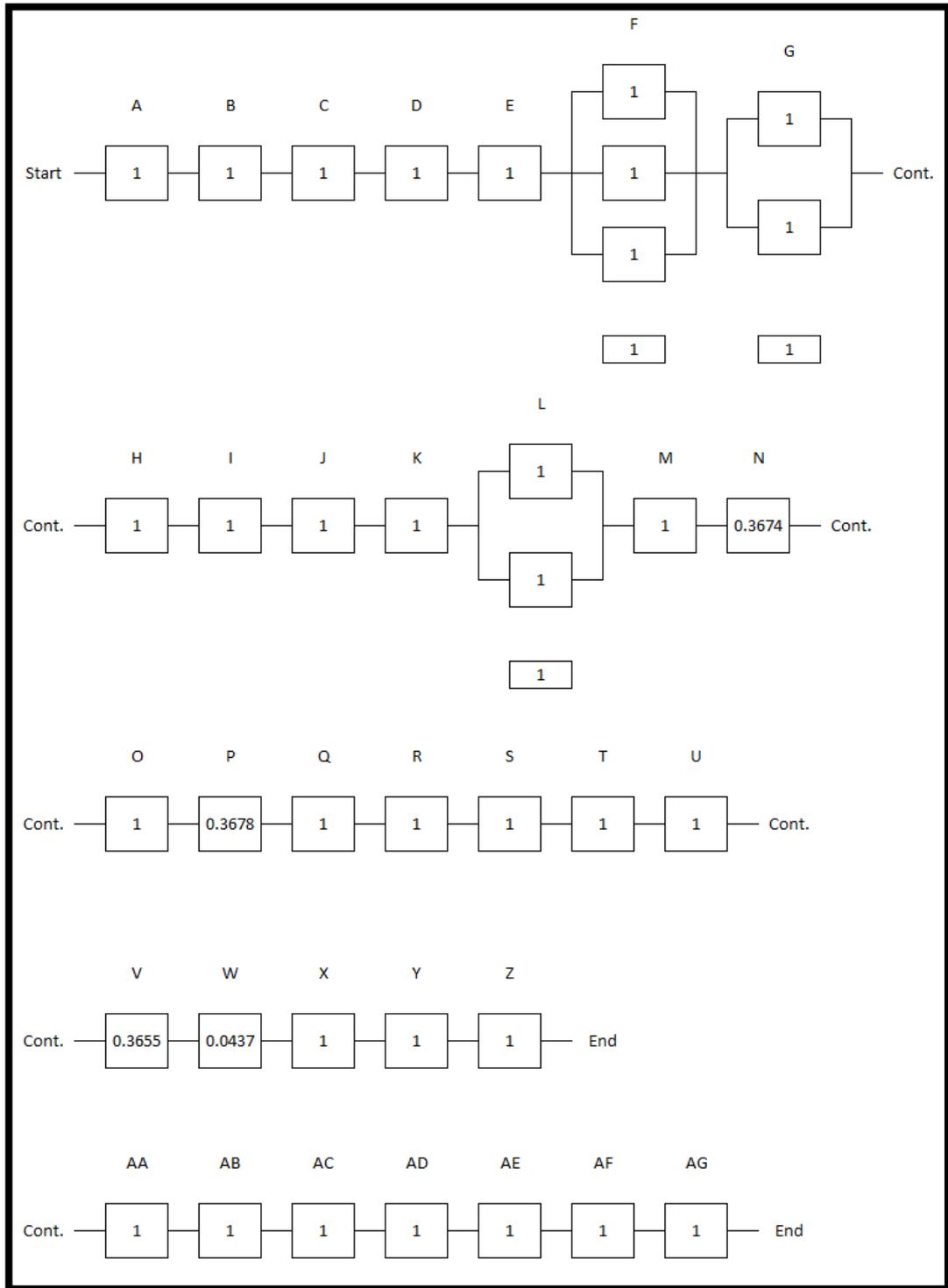


GT 1.3

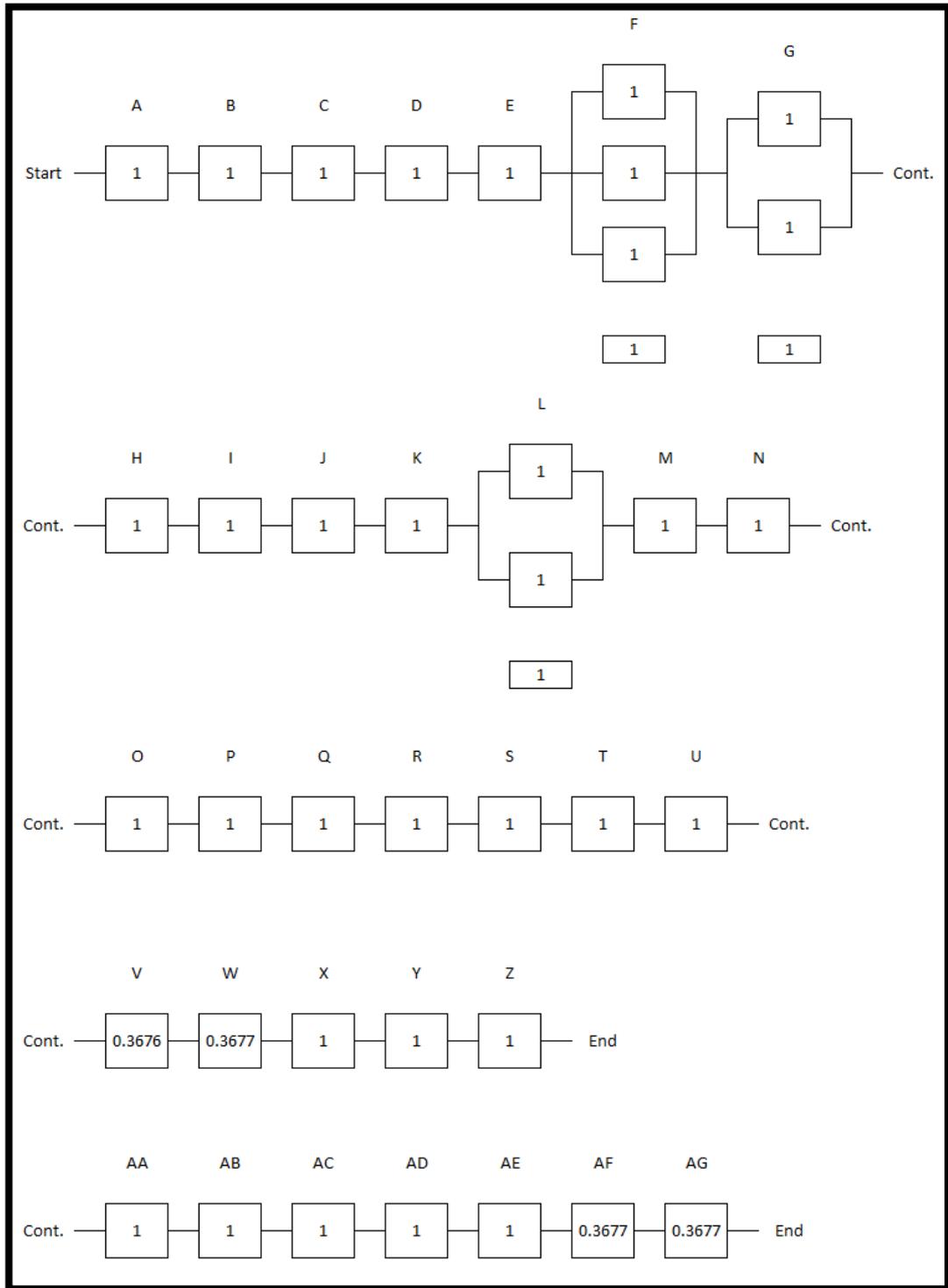




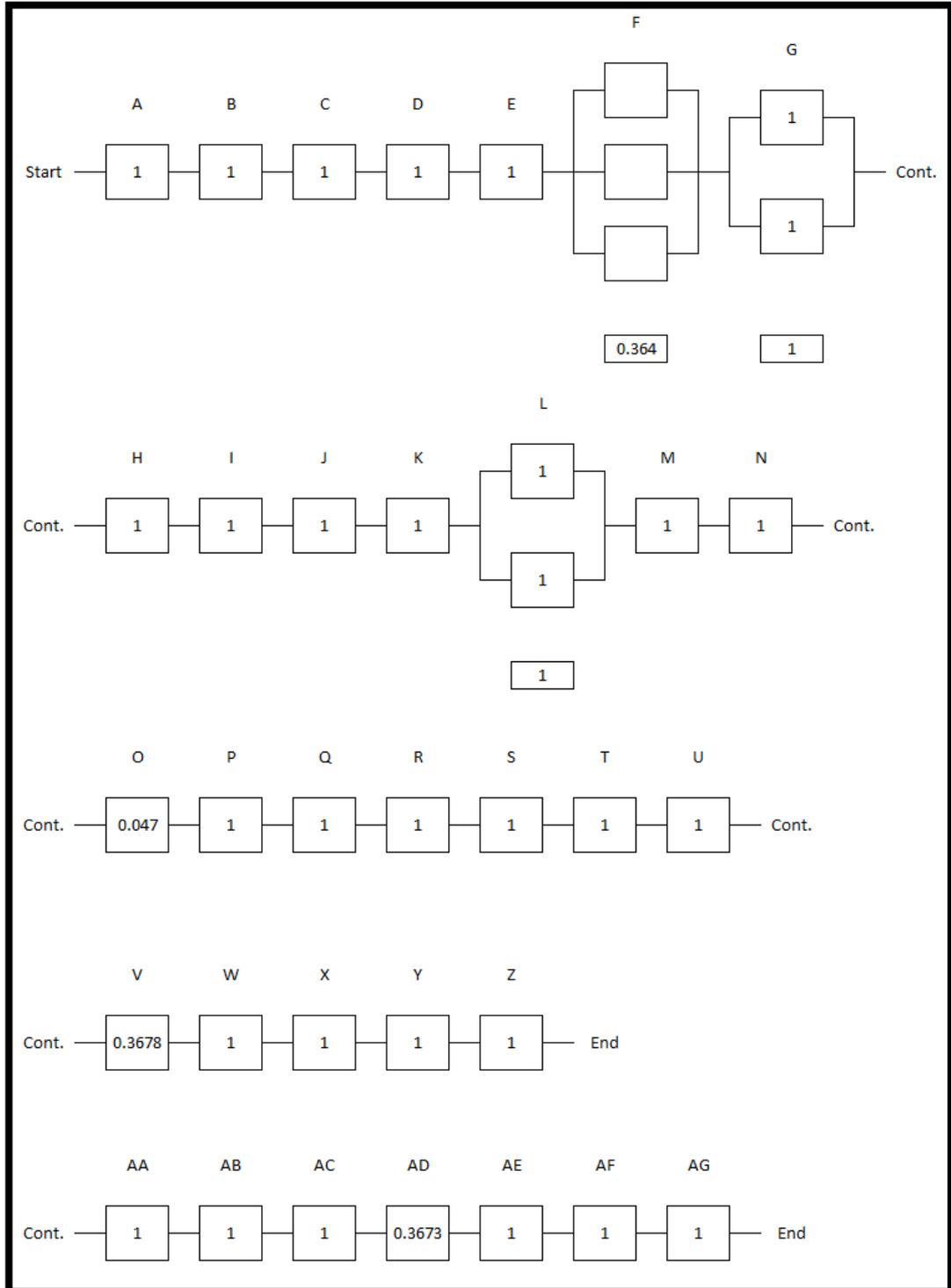
GT 2.2



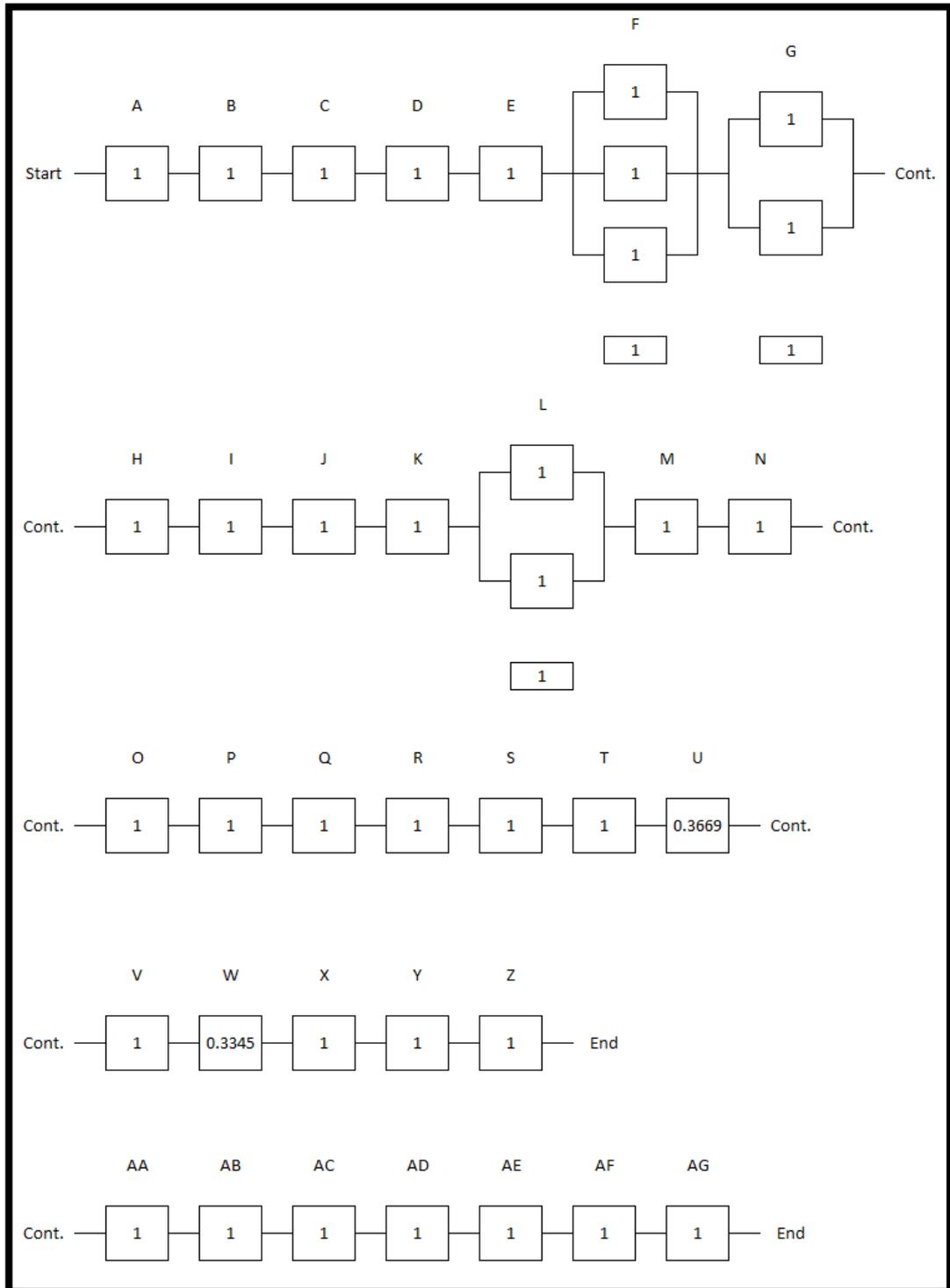
GT 2.3



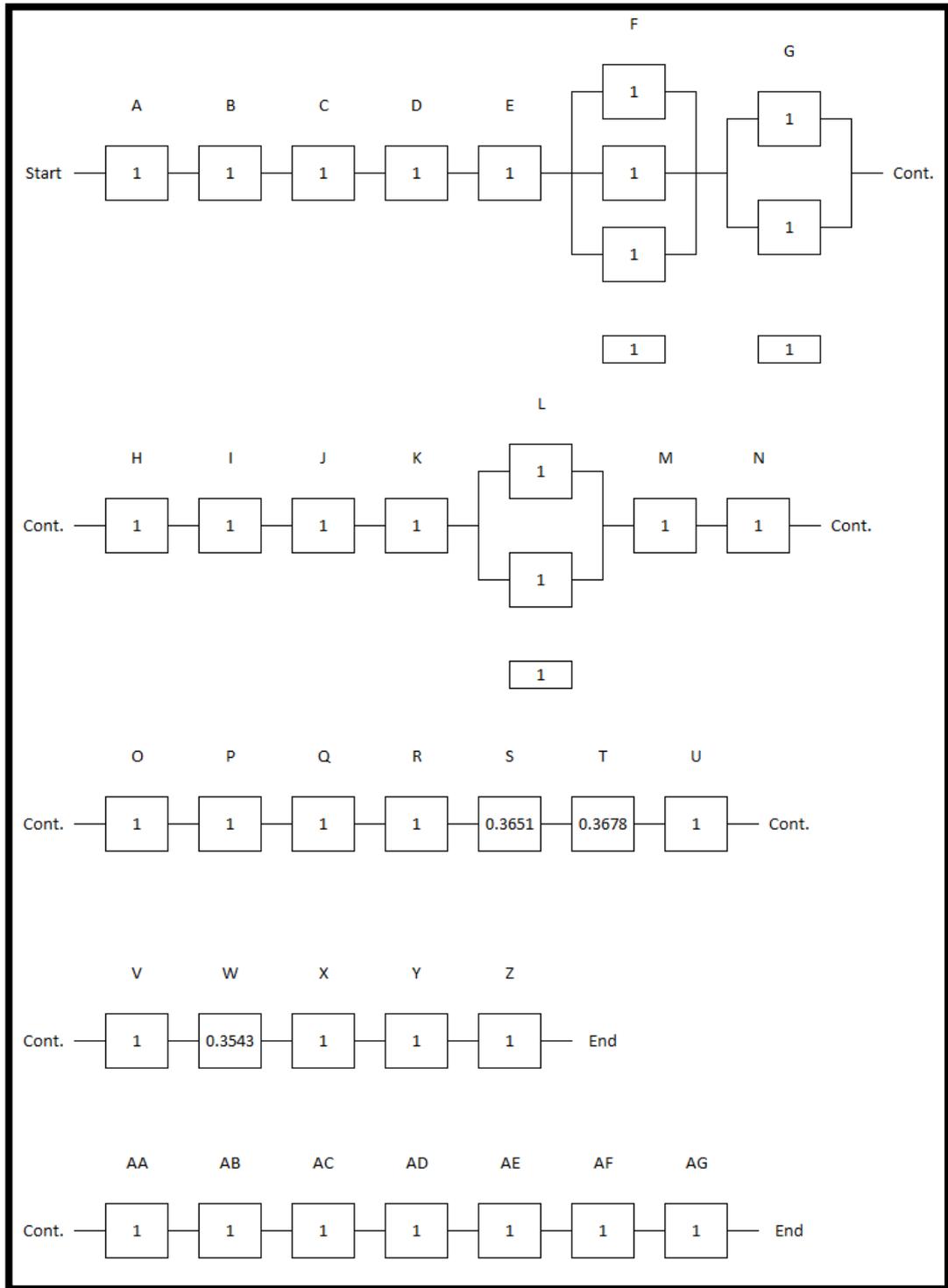
GT 3.1



GT 3.2



GT 3.3



Lampiran B Kontrak Kinerja PT PJB UP Gresik



**KONTRAK KINERJA  
PT PJB UNIT PEMBANGKITAN GRESIK  
TAHUN 2019**

FMZ-12.1.2.1

NO.	INDIKATOR	SATUAN	BOBOT	TARGET	
				s.d. Juni	s.d. Desember
<b>A. KINERJA HASIL</b>			<b>55.00</b>		
<b>I. Pelanggan</b>			<b>3.00</b>		
C1	Kepuasan Pelanggan	↑ %	3.00	-	85.00
<b>II. Produk dan Layanan</b>			<b>32.00</b>		
P1	EAf ( <i>Equivalent Availability Factor</i> )	↑ %	6.00	94.45	93.97
P2	EFOR ( <i>Equivalent Forced Outage Rate</i> )	↓ %	6.00	1.20	1.20
P3	SdOF ( <i>Sudden Outage Frequency</i> )	↓ Kali/Unit	5.00	0.72	1.50
P4	SOF ( <i>Schedule Outage Factor</i> )	↓ %	6.00	3.28	3.71
P5	NPHR ( <i>Nett Plant Heat Rate</i> )	↓ kCal/kWh	6.00	2,242.00	2,242.00
I7.P	Tingkat Proper Unit	= Proper	3.00	-	5 (Emas)
<b>III. Keuangan dan Pasar</b>			<b>20.00</b>		
F1	Biaya Pemeliharaan	↑ (xRp1000)	3.00	83,188,011	246,630,392
		↑ Jumlah Fisik	3.00	74	69
F2	Biaya Investasi	= (xRp1000)	3.00	146,784,109	253,623,125
		↑ Jumlah PRK Terkontrak	3.00	32	36
F4	Biaya Administrasi	↑ (xRp1000)	4.00	2,490,510	4,901,019.10
F10	Sinergi dengan Pusharis	↑ (xRp1000)	4.00	648,358	2,593,433
<b>B. KINERJA PROSES</b>			<b>45.00</b>		
<b>IV. Proses Bisnis Internal</b>			<b>24.00</b>		
I1	Outage Management	↑ Level	3.00	3.90	3.95
I2	Reliability Management	↑ Level	3.00	3.25	3.30
I3	Supply Chain Management	↑ Level	3.00	4.10	4.15
I4	Efficiency Management	↑ Level	3.00	3.50	3.55
I5	Operation Management	↑ Level	3.00	3.80	3.85
I6	Work Planning & Control Management	↑ Level	3.00	3.75	3.80
I7	Manajemen Lingkungan & SS	↑ Level	3.00	4.20	4.30
I20	Manajemen K3	↑ Level	3.00	3.00	3.10
<b>V. Kepemimpinan</b>			<b>14.00</b>		
I8	Pengelolaan Keuangan	↑ Level	2.00	4.10	4.20
I9	Enterprise Risk Management	↑ Level	2.00	3.80	3.90
I10	Quality Assurance	↑ Level	2.00	2.55	2.65
I17	Pengamanan Aset & Pengembangan Masyarakat	↑ Level	2.00	3.00	3.20
I18	Penyelesaian Temuan Auditor	↑ %	2.00	-	100.00
I21	Rerata Kematangan Proses Bisnis Unit yang Dilakukan Sitering				
	- UBJOM Pulang Pisau	↑ Level	2.00	1.98	2.28
	- UBJOM Arun	↑ Level	2.00	1.93	2.28
<b>VI. Sumber Daya Manusia</b>			<b>7.00</b>		
L1	HCR ( <i>Human Capital Readiness</i> )	↑ Level	2.00	3.74	3.82
L2	OCR ( <i>Organization Capital Readiness</i> )	↑ Level	2.00	4.45	4.50
L3	ICR ( <i>Information Capital Readiness</i> )	↑ Level	1.00	4.80	4.85
L4	Jumlah Karya Inovasi Lotos Pra Seleksi	↑ Judul	2.00	-	8.00
<b>JUMLAH BOBOT (A+B)</b>			<b>100.00</b>		
I22	Komitmen terhadap Ketepatan Laporan dan Validitas Data	↓ Nilai Pengurang	Max-5		
I19	Kepatuhan pada K3LH (Kesehatan, Keselamatan Kerja & Lingkungan Hidup)	↓ Nilai Pengurang	Max-10		

**Catatan:**  
Target Indikator Keuangan dan Pasar dapat berubah mengikuti target penurunan BPP dari PT PLN (Persero). Perhitungan Nilai Kinerja Organisasi periode berjalan menggunakan target sesuai revisi RKAU terakhir

1. **TJUTJU KURNIA S.**  
Direktur Keuangan

2. **SUGIYANTO**  
Plt Direktur Operasi I

3. **HENKY HERU BASUDEWO**  
Direktur Pengembangan & Niaga

4. **SUHARTO**  
Direktur SDM & Administrasi

Surabaya, 26 Februari 2019

**OMPANG RESKI HASIBUAN**  
GENERAL MANAGER