

SKRIPSI

**ANALISIS ECONOMIC DISPATCH UNTUK
MEREDUKSI BIAYA TOTAL PEMBANGKITAN DAN
INTEGRASI PEMBANGKIT DISTRIBUSI GENERATOR KE SISTEM
MENGUNAKAN *POWER WORLD SIMULATOR***



**DISUSUN OLEH :
CLAUDIO DA SILVA FREITAS
NIM : 11.12.015**

**PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO S-1
KONSENTRASI TEKNIK ENERGI LISTRIK
FAKULTAS TEKNIK INDUSTRI
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG**

LEMBAR PERSETUJUAN

ANALISIS ECONOMIC DISPATCH UNTUK MEREDUKSI BIAYA TOTAL
PEMBANGKITAN DAN INTEGRASI PEMBANGKIT DISTRIBUSI GENERATOR KE
SISTEM MENGGUNAKAN *POWER WORLD SIMULATOR*

SKRIPSI

*Disusun dan diajukan untuk melengkapi dan memenuhi persyaratan
guna mencapai gelar Sarjana Teknik*

Disusun oleh :
CLAUDIO DA SILVA FREITAS
NIM : 11.12.015

Diperiksa dan Disetujui,

Dosen Pembimbing I

Dosen Pembimbing II



Prof. Dr. Eng. Ir. Abraham Lomi, MSEE

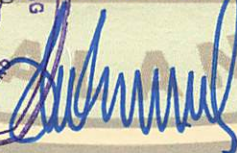
Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT

NIP.Y.1018500108

NIP. Y. 1018800189



Mengetahui,
Ketua Program Studi Teknik Elektro S-1



M. Ibrahim Ashari, ST, MT

NIP. P. 1030100358

**PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO S-1
KONSENTRASI TEKNIK ENERGI LISTRIK
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
2015**

SURAT PERNYATAAN ORISINALITAS

Yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : CLAUDIO DA SILVA FREITAS

NIM : 11.12.015

Program Studi : TEKNIK ELEKTRO S-1

Konsentrasi : TEKNIK ENERGI LISTRIK

Dengan ini menyatakan bahwa Skripsi yang saya buat adalah hasil karya sendiri, tidak merupakan plagiasi dari karya orang lain. Dalam Skripsi ini tidak memuat karya orang lain, kecuali dicantumkan sumbernya sesuai dengan ketentuan yang berlaku.

Demikian surat pernyataan ini saya buat, dan apabila di kemudian hari ada pelanggaran atas surat pernyataan ini, saya bersedia menerima sanksinya.

Malang, agustus 2015

Yang membuat Pernyataan,



Claudio Da Silva Freitas

NIM : 11.12.015

ABSTRAK

Claudio Da Silva Freitas, NIM : 1112015

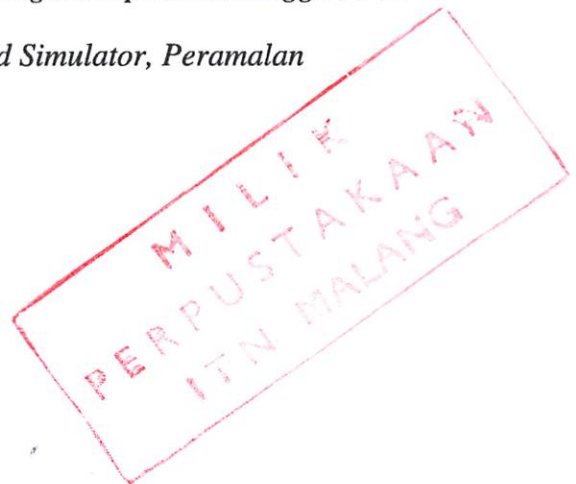
Dosen Pembimbing:

*Prof. Dr. Eng. Ir. Abraham Lomi, MSEE dan Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT
Jurusan Teknik Elektro S-, Konsentrasi Teknik Energi Listrik, Fakultas Teknik
Industri, Institut Teknologi Nasional Malang*

Email : claudio_guterres@ymail.com

Pada jaringan 150 kV di Timor Leste, EDTL menentukan kombinasi pembangkit yang akan beroperasi pada setiap level beban tertentu. Oleh karena itu, Economic Dispatch atau pembagian pembebanan pembangkit dilakukan untuk menghasilkan pembebanan pembangkit yang optimal. Untuk mereduksi biaya total pembangkitan dengan itegrasi distribusi generator ke sistem distribusi 20 kV. Pada penelitian ini, perhitungan pembagian pembebanan pembangkit dilakukan dengan menggunakan Software Power World Simulator. Software ini mempunyai keunggulan dalam teknik analisis, interaktif dan disertai dengan grafik, sehingga mempermudah pembaca dalam memahami informasi yang diberikan. Dari hasil pengujian, terbukti bahwa pada keadaan normal economic dispatch menghasilkan nilai yang berbeda yaitu sebelum terintegrasi distribusi generator ke sistem distribusi 20 kV pada tanggal 30 Desember 2014 dengan analisa Economic Dispatch waktu beban normal sebesar 13,638.66 \$/Hr, sedangkan untuk waktu beban puncak sebesar 16,726.83\$/Hr. Dan setelah ternitegrasi distribusi generator ke sistem distribusi 20 kV pada jam 23:00 tanggal 30 Desember 2014 dengan analisa Economic Dispatch jumlah biaya bahan bakar sebesar 10,040 \$/Hr, sedangkan waktu beban puncak sebesar 12,388.92\$/Hr. Dengan analisa peramalan yang dilakukan pada tahun 2023 dengan peningkatan beban tiap tahun sebesar 7.5% dari sebelum integrasi distribusi generator jumlah biaya bahan bakar sebesar 24,721.31640625 \$/Hr dan transformator untuk gardu induk Dili mengalami beban lebih besar 104% sedangkan setelah pemasangan jumlah bahan bakar sebesar 21,181.66992188\$/Hr dan gardu induk Dili mengalami penurunan hingga 77%.

Kata Kunci-Economic Dispatch, Power World Simulator, Peramalan



KATA PENGANTAR

Puji Syukur Kehadirat Tuhan yang Maha Esa atas berkat dan rahmat-Nya, sehingga penulis dapat menyelesaikan Laporan Skripsi yang berjudul “**ANALISA *ECONOMIC DISPATCH* UNTUK MEREDUKSI BIAYA TOTAL PEMBANGKITAN DAN INTEGRASI PEMBANGKIT DISTRIBUSI GENERATOR KE SISTEM MENGGUNAKAN *POWER WORLD SIMULATOR*”.**

Penulis menyadari tanpa adanya kemauan dan usaha serta bantuan dari berbagai pihak, maka Skripsi ini tidak dapat diselesaikan dengan baik. Oleh sebab itu, penyusun mengucapkan terima kasih kepada:

1. Dr. Ir. Lalu Mulyadi, MT selaku Rektor Institut Teknologi Nasional Malang.
2. Ir.H. Anang Subardi, MT selaku Dekan Fakultas Teknologi Industri Institut Teknologi Nasional Malang.
3. M. Ibrahim Ashari, ST. MT selaku Ketua Jurusan Teknik Elektro S-1 Institut Teknologi Nasional Malang.
4. Prof. Dr. Eng. Ir. Abraham Lomi, MSEE selaku Dosen Pembimbing I.
5. Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT selaku Dosen Pembimbing II.
6. Kedua orang tua beserta keluarga yang telah memberi do'a, semangat dan materiil.
7. Sahabat-sahabat Asisten Laboratorium Simulasi Sistem Tenaga Elektrik.
8. Sahabat-sahabat yang tidak kami sebutkan satu-persatu, penulis mengucapkan banyak terima kasih atas bantuannya.

Penulis menyadari masih banyaknya kekurangan pada skripsi ini, oleh karena itu penulis berharap saran dan kritik membangun guna perbaikan skripsi dewasa yang akan datang.

Malang, 01 Agustus 2015

Penulis

DAFTAR ISI

LEMBAR PERSETUJUAN	i
ABSTRAK	ii
KATA PENGANTAR	iii
DAFTAR ISI	iv
DAFTAR GAMBAR	ix
DAFTAR TABEL	x
DAFTAR GRAFIK	xi
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang.....	1
1.2. Rumusan Masalah	3
1.3. Tujuan Penelitian.....	4
1.4. Batasan Masalah	4
1.5. Metodologi Penelitian	5
1.6. Sistematika Penulisan	6
BAB II KAJIAN PUSTAKA	8
2.1. Sistem Tenaga Listrik.....	8
2.2. Pusat Listrik Tenaga Diesel (PLTD)	10
2.3. Prinsip Kerja.....	10
2.4. Komponen-Komponen Utama PLTD.....	10
2.5. Pusat Listrik Tenaga Air (PLTA)	12
2.5.1. Prinsip Kerja	12
2.5.2. Karakteristik Beban Dan Faktor Listrik.....	14
2.6. Pengoperasian Unit Pembangkit.....	15
2.6.1. Pembangkit Tenaga Listrik Hidro	15
2.6.2. Pembangkit Tenaga Listrik Termal.....	17
2.7. Penyelesaian <i>Economic Dispatch</i> Dan Memperhitungkan Rugi Transmisi	17
2.7.1. Penyelesaian <i>Economic Dispatch</i> Dengan Metode Panggil Largrange	17

2.7.2. Penyaluran Daya Unit Termal Dengan Memperhitungkan Rugi Jaringan	17
2.8. Distribusi Generator	20
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	25
3.1. Studi Pustaka	25
3.2. Pengumpulan Data.....	25
3.3. Pengelompokan Data.....	25
3.4. Algoritma Simulasi Menggunakan <i>Software Power World Simulator</i> Untuk Menghitung Optimasi Biaya Bahan Bakar PLTD	25
3.5. Flowchart.....	27
3.6. Pembangkit PLTD	27
3.7. PLTD Hera	27
3.8. PLTD Betano.....	29
3.8.1. Data Transformator Step Up Gardu Induk.....	30
3.8.2. Data Saluran Transmisi.....	31
3.8.3. Data Transformator Gardu Induk Step Dwon.....	33
3.8.4. Data Beban Dan Pembangkit Yang Operasi	34
3.8.5. Data Biaya Bahan Bakar Tahun 2014.....	36
3.8.6. Data Jumlah Biaya Bahan Bakar PLTD Hera Per Jam Dan Satu Hari Untuk Tanggal 30/12/2014	36
3.8.7. Data Jumlah Bahan Bakar PLTD Hera Per Bulan Selama Satu Tahun Untuk Tahun 2014	37
3.8.8. Data Operasi Unit Pembangkit Hera Dan Betano.....	38
3.9. Data DG (<i>Distributed Generator</i>) yang diasumsikan.....	39
3.9.1. Pembangkit <i>Microhydro</i> Gariuai.....	39
3.9.2. Pembangkit <i>Wind Turbin</i>	40
BAB IV ANALISA DAN HASIL.....	41
4.1. Hasil Perhitungan Dan Analisa Data.....	41
4.2. Data Unit Termal Pembangkit Hera Dan Betano	42

4.2.1. Karakteristik Unit Pembangkit Hera.....	42
4.2.2. Data Karakteristik Unit Hera	42
4.3. Data Pembebanan Unit PLTD Hera Dan Betano	43
4.4. Analisa <i>Economic Dispatch</i>	46
4.4.1. Analisa <i>Economic Dispatch</i> Sebelum Pemasangan DG (<i>Distributed Generator</i>) Waktu Beban Normal	46
4.4.2. Analisa <i>Economic Dispatch</i> Sebelum Pemasangan DG (<i>Distributed Generator</i>) Waktu Beban Puncak.....	48
4.4.3. Analisa <i>Economic Dispatch</i> Setelah Pemasangan DG (<i>Distributed Generator</i>) Waktu Beban Normal	52
4.4.4. Analisa <i>Economic Dispatch</i> Setelah Pemasangan DG (<i>Distributed Generator</i>) Waktu Beban Puncak.....	54
4.5. Analisa <i>Economic Dispatch</i> Sebelum Dan Sesudah Pemasangan DG (<i>Distributed Generator</i>) Dengan Pertumbuhan Beban Sebesar 7.5% Per Tahun.....	60
4.5.1. Analisa <i>Economic Dispatch</i> Sebelum Pemasangan DG (<i>Distributed Generator</i>) Dengan Pertumbuhan Beban Sebesar 7.5% Per Tahun	59
4.5.2. Analisa <i>Economic Dispatch</i> Sesudah Pemasangan DG (<i>Distributed Generator</i>) Dengan Pertumbuhan Beban Sebesar 7.5% Per Tahun	62
BAB V PENUTUP	65
4.6. Kesimpulan.....	65
4.7. Saran	66
DAFTAR PUSTAKA	xii
LAMPIRAN	xiii

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1. Diagram satu saluran dari sistem tenaga	10
Gambar.2.2. N buah unit pembangkit yang terhubung kesuatu busber tunggal dan mensuplai beban sebesar P_{beban}	18
Gambar 2.3. N unit termal penyaluran daya pada jaringan transmisi	21
Gambar 2.4. Sistem Dua Generator	22
Gambar.2.5. Pemasangan distribusi generator pada saluran distribusi atau konsumen	24
Gambar.3.1. Flowchart analisa <i>economic dispatch</i> untuk mereduksi biaya total pembangkitan dengan integrasi distribusi generator ke sistem	28
Gambar.3.2. Single line diagram hubungan saluran transmisi dengan gardu induk	31
Gambar.4.1. Analisa <i>economic dispatch</i> sebelum pemasangan wind turbin dan micro hydro dengan beban sebesar 52,123 MW yang dilakukan pada waktu beban normal 23:00	46
Gambar.4.2. Analisa <i>economic dispatch</i> sebelum pemasangan wind turbin dan micro hydro dengan beban sebesar 63.777 MW yang dilakukan pada waktu beban normal 22:00	48
Gambar.4.3. Analisa <i>economic dispatch</i> setelah pemasangan wind turbin dan micro hydro dengan beban sebesar 52,123 MW yang dilakukan pada waktu beban normal 23:00	53
Gambar.4.4. Analisa <i>economic dispatch</i> setelah pemasangan wind turbin dan micro hydro dengan beban sebesar 63.777 MW yang dilakukan pada waktu beban normal 23:00	54
Gambar.4.5. Analisa <i>economic dispatch</i> sebelum pemasangan distribusi generator yang dilakukan untuk menghitung jumlah biaya bahan bakar pada tahun 2023 dengan peningkatan beban sebesar 7.5% tiap tahun	60
Gambar.4.5. Analisa <i>economic dispatch</i> setelah pemasangan distribusi generator yang dilakukan untuk menghitung jumlah biaya	

**bahan bakar pada tahun 2023 dengan peningkatan beban
sebesar 7.5% tiap tahun 62**

DAFTAR TABEL

Tabel.2.1. Data dari teknologi distribusi generator	24
Tabel 3.1. Data kapasitas pembangkit PLTD Hera dan Betano.....	28
Tabel.3.2. Data transformator gardu induk Hera dan Betano	29
Tabel.3.3. Data saluran transmisi 150 kV	31
Tabel.3.4. Data kapasitas transformator gardu induk step down	32
Tabel.3.5. Daya yang dibangkitkan dan daya terpasang tanggal 30 Desember 2014	32
Tabel.3.6. Daya yang dibangkitkan dan daya terpasang tanggal 30 Desember 2014	33
Tabel.3.7. Beban tiap gardu induk 2014	34
Tabel.3.8. Jumlah biaya bahan bakar selama satu hari untuk tanggal 31/12/2014.....	35
Tabel.3.9. Jumlah biaya bahan bakar per bulan dan selama satu tahun untuk tahun 2014	36
Tabel.3.10. Data operasi pembangkit PLTD Hera dan Betano.....	37
Tabel.3.11. Data peramalan beban dengan peningkatan 7.5% tiap tahun selama 10 tahun dari 2014 2019.....	38
Tabel.3.12. Data peramalan beban dengan peningkatan 7.5% tiap tahun selama 10 tahun dari 2020-2025	38
Tabel.3.13. Data Turbin PLTA Microhydro Gariuai	39
Tabel.3.14. Data Generator PLTA Gariuai	40
Tabel.4.1. Data karekteristik unit pembangkit Hera	42
Tabel.4.2. Data karekteristik unit pembangkit Betano.....	42
Tabel.4.3. Data operasi unit pembangkit Hera dan Betano.....	43
Tabel.4.5. Data output unit Pembangkit dan Beban yang dilayani sebelum optimasi.	44
Tabel.4.6. Beban yang dilayani dan jumlah biaya bahan bakar tiap jam pada tanggal 30 Desember 2014	46
Tabel.4.8. Hasil simulasi <i>economic dispatch</i> beban normal pada jam 23:00	47

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Energi listrik merupakan suatu factor penunjang yang sangat penting bagi perkembangan secara menyeluruh suatu bangsa. Di Timor-Leste, semakin meningkatnya kegiatan industri dan jumlah pertumbuhan penduduknya, maka kebutuhan energi listrik juga mengalami peningkatan. Untuk mengatasi peningkatan kebutuhan akan energy listrik di Timor-Leste maka pemerintah membangun dua pembangkit listrik tenaga diesel (PLTD) dengan kapasitas sebesar 250 MW yang mana bahan bakar utamanya adalah solar.

Pengoperasian Kedua pembangkit diesel tersebut sangat tergantung pada bahan bakar solar, selama ini pemerintah Timor-Leste melalui pihak EDTL yang bertanggung jawab pada penyediaan dan penyuplai energi listrik ke masyarakat, telah melakukan suatu tender international untuk suplay bahan bakar solar ke kedua pembangkit tersebut. Jadi setiap tahun pemerintah Timor-Leste harus mengeluarkan anggaran yang cukup besar untuk bahan bakar tersebut. Mengingat harga bahan bakar solar di pasar international tidak tentu sehingga dapat mempengaruhi juga kelanjutan operasi suatu pembangkit.^[2]

Dari data- data pembangkit bulanan dapat dilihat bahwa pertumbuhan beban akan mempengaruhi system operasi suatu pembangkit terutama pada meningkat beban akan meningkatnya bahan bakar juga. Pada pembangkit Hera dengan kapasitas 120 MW yaitu terdiri dari tujuh unit mesin dengan kapasitas 17,55 MW , sedangkan untuk pembangkit Betano dengan kapasitas 130 MW yaitu terdiri dari delapan unit mesin dengan kapasitas 17,55 MW. Biaya bahan bakar

sebuah unit pembangkit diesel merupakan fungsi beban suatu pembangkit. Kemampuan memikul beban menentukan keandalan sistem energi listrik, sehingga selalu diupayakan besar daya yang dibangkitkan harus sama dengan besar kebutuhan di sisi beban setiap saat. ^[4]

Distribusi Generator merupakan pembangkit-pembangkit yang berkapasitas kecil atau di bawah 100 MW seperti Microhidro, Wind Turbin, Photovoltaage, Biogas dan lainnya yang terintegrasi ke sistem distribusi. Disamping itu, perkembangan teknologi tentang sumber energi terbarukan dikombinasikan dengan berkembangnya perhatian masyarakat akan isu-isu lingkungan maka DG (*Distributed Generator*) yang terhubung dengan jaringan telah banyak digunakan.

Pembangkit Listrik Tenaga Angin sebagai salah satu penghasilan energi listrik mengalami perkembangan yang cukup pesat. Hal ini disebabkan karena kelebihan-kelebihan yang dimiliki oleh pembangkit tersebut, seperti ramah lingkungan, bebas polusi dan merupakan penghasil energi listrik yang dapat dipengaruhi. Sering dengan perkembangan semikonduktor dan elektronika daya maka Pembangkit Listrik Tenaga Angin juga semakin banyak digunakan dalam sistem tenaga. ^[6]

Pada unit pembangkit diesel yang berbahan bakar fosil, penambahan beban akan mendorong penambahan kuantitas (jumlah) bahan bakar per satuan waktu yang akan meningkatkan penambahan biaya per satuan waktu. Fluktuasi kebutuhan energi listrik di sisi beban akan menimbulkan fluktuasi biaya bahan bakar, berkaitan dengan hal tersebut perlu ditentukan pola korelasi keduanya, yang biasa disebut input output suatu pembangkit tenaga listrik. ^[1]

Optimisasi besarnya pembangkit untuk dapat memenuhi kebutuhan beban dengan biaya seminimal mungkin merupakan salah satu masalah tersendiri dalam suatu operasi sistem tenaga listrik. Permasalahan ini sendiri lebih dikenal dengan istilah *Economic Dispatch*.

Maka dari itu, penulisan skripsi ini akan membahas mengenai analisa *economic dispatch* untuk mereduksi biaya total pembangkitan dan operasi dengan DG (*Distributed Generator*) menggunakan *Software Power World Simulator*.

1.2. Rumusan Masalah

Permasalahan yang akan dibahas dalam penulisan skripsi ini adalah sebagai berikut:

- ❖ Bagaimana menentukan besarnya daya output oleh pembangkit PLTD sama dengan beban.
- ❖ Bagaimana meminimumkan biaya bahan bakar produksi dari unit-unit pembangkit yang beroperasi, sehingga diperoleh biaya produksi yang optimal.
- ❖ Bagaimana menentukan besarnya daya yang dibangkitkan DG (*Distributed Generator*) untuk mengurangi daya yang dibangkitkan oleh PLTD sehingga dapat mereduksi biaya bahan bakar pada pembangkit PLTD.
- ❖ Bagaimana menentukan rugi daya pada saluran transmisi terhadap biaya pembangkitan.
- ❖ Bagaimana menghitung peramalan jumlah biaya bahan bakar untuk mempertimbangkan besarnya daya yang dialiri pada saluran transmisi dan transformator 10 tahun ke depan.

Dari permasalahan di atas maka skripsi ini berjudul : **ANALISA *ECONOMIC DISPATCH* UNTUK MEREDUKSI BIAYA TOTAL PEMBANGKITAN DAN INTEGRASI PEMBANGKIT DISTRIBUSI GENERATOR KE SISTEM MENGGUNAKAN *POWER WORLD SIMULATOR***

1.3. Tujuan Penelitian

Berdasarkan permasalahan yang dikemukakan di atas, maka tujuan dalam penulisan skripsi ini adalah:

- ❖ Untuk menentukan besarnya daya output oleh pembangkit PLTD sama dengan beban.
- ❖ Untuk meminimumkan biaya bahan bakar produksi dari unit-unit pembangkit yang beroperasi, sehingga diperoleh biaya produksi yang optimal.
- ❖ Untuk menentukan besarnya daya yang dibangkitkan Wind Turbin untuk mengurangi daya yang dibangkitkan oleh PLTD sehingga dapat mereduksi biaya bahan bakar pada pembangkit PLTD.
- ❖ Untuk menentukan rugi daya pada saluran transmisi terhadap biaya pembangkitan PLTD.
- ❖ Bagaimana menghitung peramalan jumlah biaya bahan bakar untuk mempertimbangkan besarnya daya yang dialiri pada saluran transmisi dan transformator 10 tahun ke depan.

1.4. Batasan Masalah

Untuk mendapatkan hasil penelitian yang terarah dan tidak menyimpang dari tujuan penelitian, maka pada penelitian ini dibatasi sebagai berikut :

- ❖ Perhitungan *biaya bahan bakar* hanya dilakukan pada pembangkit Diesel yang terhubung sistem transmisi 150 KV.
- ❖ Menghitung rugi daya pada saluran transmisi.
- ❖ Menentukan tempat dan kapasitas DG (*Distributed Generator*) yang akan dipasang.
- ❖ Data yang digunakan adalah data karakteristik *input-output* pembangkit diesel data pembebanan maksimum dan minimum masing-masing unit, data kapasitas pembangkit, data saluran transmisi, data gardu induk dan data dari distribusi generator.

- ❖ Fungsi objektif yang digunakan untuk menghitung nilai profil tegangan dan rugi daya adalah program aliran *daya (Load Flow)* dengan metode Newton Raphson.
- ❖ Metode yang digunakan untuk menghitung biaya bahan bakar per unit pada PLTD adalah dengan menggunakan metode Nonlinear Power Flow
- ❖ Metode yang digunakan untuk mengurangi operasinya unit PLTD adalah dengan pemasangan DG (Distributed Generator) pada sistem distribusi sehingga mendekati *economic dispatch*.
- ❖ Analisa peramalan biaya bahan bakar dan mempertimbangkan aliran daya yang mengalir pada transmisi dan transformator.
- ❖ Analisa dilakukan menggunakan *Software Power World Simulator*.

1.5. Metodologi Penelitian

Metode yang digunakan dalam penyusunan skripsi ini adalah sebagai berikut:

❖ Kajian Leteratur

Kajian literatur yaitu pustaka untuk mempelajari teori-teori yang terkait melalui literatur yang ada, yang berhubungan dengan permasalahan studi literatur yang digunakan meliputi buku, jurnal ilmiah, beberapa user manual peralatan dan dari nara sumber yang kompeten.

❖ Pengumpulan Data

Bentuk data yang digunakan adalah :

- Data kualitatif, yaitu data yang berbentuk diagram. Dalam hal ini berupasingle line diagram pada sistem interkoneksi jaringan 150 kV Timor Leste.
- Data kuantitatif, yaitu berupa data yang dapat dihitung atau data yang berbentuk angka guna mempermudah proses pengerjaan

skripsi yaitu data pembangkit, data gardu induk, data beban data saluran transmisi dan data bahan bakar.

❖ **Pemodelan Dan Simulasi**

Pemodelan pada sistem interkoneksi jaringan 150 kV dan operasi dengan DG (*Distributed Generator*) pada sistem distribusi di Timor Leste Menggunakan *Software Power world Simulator* dalam bentuk single line diagram.

❖ **Analisa Data**

Dari hasil perhitungan / simulasi, selanjutnya dilakukan analisa data yang akan digunakan untuk melakukan perbaikan sebagai rekomendasi pada pihak EDTL (*Electricidade De Timor Leste*).

❖ **Kesimpulan**

Kesimpulan ini berisi poin-poin dari permasalahan yang telah dianalisa. Selain itu diberikan juga saran atau rekomendasi terkait dengan hal yang telah di analisa.

1.6. Sistematik Penulisan

Penulisan dibagi dalam beberapa bab dan sub bab, adapun sistematik penulisan skripsi ini adalah:

BAB I : PENDAHULUAN

Berisi penguraian tentang Latar Belakang, Tujuan Penelitian, Batasan Masalah, Metodologi Penelitian, dan Sistematik Penulisan.

BAB II : KAJIAN PUSTAKA

Membahas sistem tetang listrik secara umum dan menjelaskan *economic dispatch* dan operasi DG (*Distributed Generator*) yang bermanfaat untuk persiapan biaya operasi pembangkit PLTD di PLN Timor Leste.

BAB III : METODE PENELITIAN

Membahas tentang pengumpulan data-data yang diperlukan dalam penyusun laporan ini.

Data-data dapat berasal dari PLN/EDTL (*Electrisidade De Timor Leste*).

BAB IV : HASIL DAN ANALISIS

Menguraikan tentang hasil simulasi dan menganalisa hasil simulasi.

BAB V : KESIMPULAN DAN SARAN

Berisi kesimpulan dan saran berdasarkan hasil simulasi.

BAB II

KAJIAN PUSTAKA

2.1. Sistem Tenaga Listrik

Sebagian energy listrik yang dibutuhkan masyarakat sekarang dipenuhi oleh energy listrik, melalui sistem tenaga listrik yang terbagi dalam tiga subsistem sebagai berikut:

1. Sistem Pembangkit
2. Sistem Transmisi
3. Sistem Distribusi

Sistem pembangkit tenaga listrik berfungsi untuk membangkit energi listrik melalui berbagai macam pembangkit tenaga listrik. Pada pembangkit listrik ini sumber-sumber energy alam diubah oleh penggerak mula menjadi energy mekanis tersebut diubah menjadi energy listrik oleh selanjutnya energy mekanis tersebut diubah menjadi energi listrik oleh generator. Sumber-sumber energy ala mini dapat berupa:

1. Bahan bakar yang berasal dari fossil seperti batubara, minyak bumi dan gas alam akan menghasilkan pembangkit thermal berupa PLTG (Pusat Listrik Tenaga Gas), PLTD (Pusat Listrik Tenaga Diesel), PLTPB (Pusat Listrik Tenaga Panas Bumi).
2. Energi alam yang berupa bahan galian seperti uranium dan thorium akan menghasilkan pembangkit thermal seperti PLTN (Pusat Listrik Tenaga Nuklir).
3. Energi alam yang berasal dari air terjun maupun aliran sungai akan menghasilkan pembangkit hidro berupa PLTA (Pusat Listrik Tenaga Air).
4. Tenaga angin untuk daerah pantai dan pegunungan.

5. Tenaga matahari.

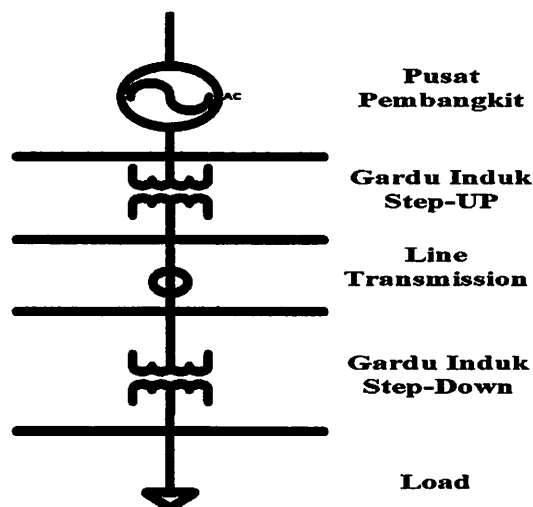
Sistem transmisi berfungsi untuk menyalurkan tenaga listrik dari pusat pembangkit ke pusat beban melalui saluran transmisi, karena ada kalanya pembangkit tenaga listrik dibangun di tempat yang jauh dari pusat-pusat bebannya, seperti seperti misalnya pembangkit listrik tenaga air dibangun dekat sumber alam misalnya berupa air terjun yang jauh di pedalaman, sedangkan pusat beban atau konsumen tenaga listrik misalnya pabrik, industry, komersial, perumahan dan sebagainya kebanyakandi perkantoran. Saluran transmisi ini akan mengalami rugi-rugi tenaga yang dikirim dari pusat pembangkit ke pusta beban harus ditransmisikan dengan tegangan tinggi maupun tenaga ekstra tinggi.

Sistem distribusi berfungsi mendistribusikan tenaga listrik ke konsumen yang berupa pabrik, industry perumahan dan sebagainya. Transmisi tenaga dengan tegangan tinggi maupun tegangan ekstra tinggi pada saluran transmisi diubah pada gardu induk menjadi tegangan menengah atau tegangan distribusi primer, yang selanjutnya tegangannya dapat diubah lagi menjadi tegangan untuk konsumen. Energy listrik pada sisi konsumen ini dapat diubah lagi menjadi energy mekanis yang terpakai melalui motor listrik untuk menggerakkan mesin-mesin pabrik baik di pabrik maupun di industry, dan peralatan listrik di rumah tangga seperti pompa air, kipas angin, mesin pendingin dan penyejuk ruangan, untuk kompor strika, pennerangan dan sebagainya.

Sistem pembangkit, system transmisi dan system distribusi ini dapat digambarkan menjadi diagram satu saluran (*one line diagram*) secara sederhana seperti pada gambar 2.1.

Sistem tenaga yang sederhana seperti pada gambar 2.1 tenaga listrik yang dibangkitkan pada pembangkit tenaga listrik dengan tegangan 3/613/26 kV oleh transformator tenaga dapat dinaikan

tegangannya menjadi tegangan saluran transmisi 70/150/345/500/750 kV yang selanjutnya di sisi penerima saluran transmisi yakni di gardu induk tegangannya diturunkan lagi menjadi tegangan menengah atau tegangan distribusi primer 33/20/11/6 kV dari tegangan distribusi primer ini kemudian tegangan diturunkan lagi menjadi tegangan pemakaian untuk konsumen sebesar 400/380/220 volt.



Gambar 2.1 Diagram satu saluran dari sistem tenaga

2.2. PLTD (Pusat Listrik Tenaga Diesel)

2.2.1. Prinsip Kerja

PLTD mempunyai ukuran mulai dari 40 kW sampai puluhan MW. Untuk menyalakan listrik di daerah baru umumnya digunakan PLTD oleh PLN. Di lain pihak, jika perkembangan pemakai listrik tenaga listrik telah melebihi 100 MW, penyediaan tenaga listrik yang menggunakan PLTD tidak ekonomis lagi sehingga harus dibangun Pusat Listrik lain, seperti PLTU, PLTA, PLTPB, PLTGU, PLTG atau PLTM. Untuk melayani beban PLTD dengan kapasitas di atas 100 MW akan tidak ekonomis karena unitnya menjadi banyak, mengingat Unit PLTD yang berkisar di pasaran sekitar 12,5/17,55 MW.

2.2.2. Komponen-Komponen Utama PLTD

Sebuah listrik tenaga deisel (PLTD) mempergunakan motor deisel sebagai penggerak mula, yaitu mesin yang berlandaskan siklus Otto. Bahan bakar yang dipakai pada umumnya adalah minyak diesel, yang biasanya disebut solar. Gas dapat juga dipakai. Daya yang dihasilkan biasanya oleh karena motor diesel tercantum pada rumus berikut:

$$P = \frac{D.V.i.n}{350.b} \dots\dots\dots(1)$$

Di mana:

P= Daya

D= Tekanan Efektif

V= Volume Langkah Silinder

I= Jumlah Silinder

N= Putaran per menit, dan

B= 2 untuk mesin 4- langkah; 1 untuk mesin 2-langkah.

Sebuah mesin diesel biasanya terdiri atas beberapa silinder, yang dapat disusun secara berderet V, berderet horijontal, atau bahkan berbentuk bintang. Untuk sebuah PLTD pada umumnya dipergunakan deretan silinder terpasang vertikal. Efisiensi sebuah mesin diesel berkisar sekitar 40 persen, sedangkan rugi-rugi yang terjadi adalah pada pendingin (30%), gas buang (24%) dan berbagai rugi-rugi lainnya seperti pergeseran dan radiasi (6%).

Gambar 2.2 memperlihatkan secara skematis komponen-komponen utama sebuah PLTD, yang terdiri atas motor generator, sistem bahan bakar, sistem udara masuk, sistem pelumasan, dan beberapa sistem pendingin gas. Dalam sistem bahan bakar termasuk tangki bahan bakar, berbagai pompa, dan saringan. Dalam sistem udara masuk dapat disebut saringan udara, yang yang mencegah pengotoran masuk ke dalam silinder. Pada sistem pembuangan gas dapat dikemukakan peredam, untuk

mengurangi terjadinya kebisingan. Selanjutnya dapat disebut system mesin, yang pada umumnya dapat dilakukan dengan air, yang pada gilirannya didinginkan dalam menara pendingin. Pada system pelumasan termasuk pompa, tangki dan saringan. Sedangkan untuk start dapat dilakukan dengan aki (untuk diesel kecil) atau dengan udara.

PLN (Persero Perusahaan Listrik Negara) banyak mempergunakan PLTD, terutama pada sistem-sistem tenaga listrik yang belum terinterkoneksi dan sistem-sistem yang lebih kecil. Pabrik-pabrik belum tersambung pada PLN pada umumnya mempergunakan PLTD untuk keperluan sendiri.

2.3. PLTA (Pusat Listrik Tenaga Air)

2.3.1. Prinsip Kerja

Pembangkit tenaga air adalah suatu instalasi konversi energy untuk menkomversikan tenaga air dengan ketinggian dan debit tertentu menjadi tenaga listrik, dengan menggunakan turbin air dan generator. Daya (*Power*) tenaga air yang terkandung dapat dihitung berdasarkan rumus sebagai berikut :

$$P = 9,8 * H * Q(kW).....(2)$$

Dimana :

P = tenaga yang terkandung secara teoritis

H = tinggi jatuh air efektif (m)

Q = debit air (m³/ s)

Daya yang keluar dari generator dapat diperoleh dari perkalian efisiensi turbin dan generator dengan daya yang terkandung secara teoritis.

Sebagaimana dapat dipahami dari rumus tersebut diatas, daya yang dihasilkan adalah hasil kali dari tinggi jatuh dan debit air, oleh karena itu keberhasilan pembangkitan tenaga air tergantung dari usaha untuk mendapatkan tinggi jatuh air dan debit yang besar secara efektif dan

ekonomis. Pada umumnya debit yang besar membutuhkan fasilitas dengan ukuran yang besar untuk, misalnya bangun air (*intake*), saluran air dan turbin sehingga mahal.

Sebagai sumber energy bagi pusat pembangkit hidro, air juga mempunyai nilai ekonomis meskipun dalam penyediaannya tidak memerlukan biaya. Berbeda dengan pusat pembangkit thermal, pusat pembangkit hidro mempunyai karakteristik input-output yang hampir linier. Jadi daya yang dihasilkan berbanding lurus dengan debit air yang masuk kedalam turbin.

$$P_{Turbin} = K * q * I \dots\dots\dots(1)$$

Dimana :

- P_{Turbin} = daya keluar dari turbin
- K = constant yang tergantung kepada satuan yang dipakai q dan P_{turbin}
- q = pembangkit air persatuan waktu
- I = tinggi jatuh air

Kalau rugi-rugi dalam generator yang digerakan turbin relative kecil maka P_{turbin} dapat dianggap sebanding dengan P_H yaitu daya keluar dari unit pembangkit hidro.

Berdasarkan uraian diatas maka antara titik B dan C grafik pemakaian air sebagai fungsi beban P_H bersifat linier, berbentuk garis lurus, karena untuk optimasi jangka pendek nilai tinggi terjun praktis constant sehingga $\frac{\partial q(P_H)}{\partial p}$ mempunyai nilai constant. Antara titik C dan

titik D pemakaian air kembali mendekati sifat kuadratis karena bagian ini turbin telah mendekati beban penuh dan penambahan air akan menambah rugi-rugi dalam bentuk air yang tidak memberikan daya kinestisnya kepada sudu-sudu turbin. Titik D menggambarkan pemakaian air yang

maksimum oleh turbin, yaitu $q_{H \text{ maks}}$. Besarnya nilai $q_{H \text{ maks}}$ tergantung kepada instalasi air yang ada, dan demenisi dari katup turbin.

2.3.2. Karakteristik Beban Dan Factor Listrik

Mengingat bahwa tenaga listrik tak dapat disimpan, maka perlu dijamin agar daya yang dibangkitkan oleh generator sama dengan kebutuhan beban. Pada umumnya beban selalu berubah sehingga daya yang dihasilkan oleh generator selalu harus disesuaikan dengan beban yang berubah-ubah tersebut. Beberapa karakteristik beban dan factor pusat listrik (*plan factor*) akan dijelaskan lebih lanjut.

Lengkung beban(*load curve*) menunjukkan variasi beban setiap saat. Bentuk lengkung beban tersebut tergantung dari jenis beban yang ada. Dalam banyak hal dipergunakan lengkung beban untuk 24 jam dalam sehari dan disebut lengkung beban harian. Demikian pula dipakai lengkung beban bulanan dan tahunan. Lengkung beban ini merupakan unsur dasar yang penting, bukan saja untuk operasi system tenaga. Tetapi juga sebagai bahan perencanaan, pertimbangan-pertimbangan ekonomis pembangkitan.

Lengkung kelengkuan beban(*load duration curve*) dibuat dengan mengatur lagi beban pada lengkung beban dalam satuan urutan mulai dari yang besar sampai yang kecil, tanpa memperhatikan waktu. Lengkung ini dipergunakan berasama-sama dengan lengkung beban.

Factor beban(*load factor*) adalah perbandingan beban rata-rata dalam suatu jangka waktu tertentu dan beban maksimum dalam jangka waktu tersebut. Jangka waktu tersebut mungkin sehari, sebulan dan setahun. dengan demikian ada factor beban harian, bulanan dan tahunan. Factor beban itu berbeda sesuai dengan macam beban, situasi social pada umumnya, dan lain-lainnya. Factor ini sangat penting untuk dapat mengetahui ciri-ciri dari beban.

Faktor pusat listrik(*plant faktor*) adalah perbandingan antara daya rata-rata dalam jangka waktu tertentu (biasanya setahun) dan jumlah

kapasitas terpasang pada suatu listrik faktor pusat listrik menunjukkan bagaimana peralatan listrik telah dimanfaatkan; faktor ini dipakai sebagai standar dalam membuat penelitian ekonomis dari pusat listrik. Faktor ini dapat dipakai juga untuk menunjukkan dan menentukan kapasitas dari peralatan. Nilainya sekarang menjadi semakin kecil, karena banyak PLTA yang kini hanya bertugas memenuhi beban puncak.

Beban pada suatu system tenaga terjadi karena adanya permintaan tenaga yang sifatnya berbeda-beda. Karenanya karakteristik beban tergantung dari permintaan ini dan beberapa kondisi lainnya, misalnya cuaca, musim, situasi, social dan keadaan ekonomi. Dalam suatu system tenaga dimana kebutuhan listrik untuk penerangan besar, variasi beban juga dalam satu hari juga besar, dengan puncak pada waktu petang hari. Lengkung beban akan menunjukkan garis yang hampir datar, apabila langganan kebanyakan adalah industri listrik dan kimia. Variasi karena musim lain lagi sifatnya; pada musim panas pada umumnya beban rendah sedangkan pada musim dingin besar. Walaupun tidak sama untuk tiap Negara namun pada umumnya beban puncak maksimum dalam satu tahun terjadi pada bulan Desember.

2.4. Pengoperasian Unit Pembangkit

2.4.1. Pembangkit Tenaga Listrik Hidro

Sebuah pusat listrik tenaga air yang terdiri dari waduk, bendungan, saluran-saluran air, dan sentral daya beserta semua perlengkapan seperti gambar di bawah ini.

Dalam sistem tenaga listrik yang menggunakan tenaga air, pusat listrik jenis waduk memegang dalam penyediaan air pada musim kemarau. Dalam sistem tenaga listrik yang menggunakan tenaga termis, tugas pusat listrik jenis waduk adalah untuk menyediakan daya (kW) secara stabil sepanjang tahun, yaitu guna penyedia pada waktu pusat listrik tenaga

termis bekerja, guna penyediaan pada waktu beban puncak dan lain sebagainya.

Kolam pengaturan dapat mengatur aliran sungai guna keperluan harian atau mingguan. Pada saat beban puncak aliran air perlu diatur selama kira-kira 6 jam lamanya. Bial kolam pengaturan dimaksudkan untuk mengatur air secara harian, maka jumlah cadangan (*reserve*) yang dibutuhkan (*Q*) dapat ditentukan berdasarkan rumus berikut ini:

$$Q = (Q_1 - Q_2) \times t \times 3600 (m^3)$$

Dimana : Q_1 = debit turbin per hari (m^3 / s)

Q_2 = debit turbin pada saat beban puncak (m^3 / s)

t = lamanya beban puncak

Tersedia suatu waduk banyak membantu agar beban menjadi agak merata bertahan dengan adanya musim hujan dan musim kemarau sehingga PLTA dapat dioperasikan secara optimal. Sering terjadi bahwa sebuah bendungan mempunyai fungsi lebih dari satu penggunaan, antara lain untuk pengendalian banjir, irigasi, pembangkit tenaga listrik, penyediaan air baku serta perikanan darat dan parawisata. Agar air yang ditampung dlam waduk dapat digunakan secara optimal maka perlu diatur penggunaan pemakai air untuk pengoperasian waduk yang disepakati bersama oleh para pemanfaat air dan pengelola air, sehingga tidak terjadi antara kepentingan termasuk pengendalian banjir pada musim hujan.

Apabila diperlukan kordinasi dengan keperluan irigasi dan pengendalian banjir maka umumnya PLTA yang bersangkutan mempunyai kolam tandom tahunan seperti yang terdapat pada PLTA Sutami di Karang Kates. Secara garis besar pola pengusahaan suatu waduk yang juga menjadi kolam tahunan dari suatu PLTA didasarkan atas pemikiran-pemikiran sebagai berikut :

- a. Waduk harus dapat menyediakan air untuk keperluan irigasi di musim kemarau.
- b. Waduk harus dapat mengendalikan banjir dimusim hujan.

- c. Diwaktu musim hujan pengisi waduk harus terkendali, dalam arti jangan sampai terjadi pelimpasan air yang berlebihan sehingga membahakan waduk.
- d. Diakhir musim kemarau atau permulaan musim hujan tinggi air dalam waduk masih harus cukup tinggi agar tetap dapat membangkitkan tenaga listrik tetapi juga harus cukup rendah agar dapat menampung air dimusim hujan yang akan datang.

2.4.2. Pembangkit Tenaga Listrik Termal

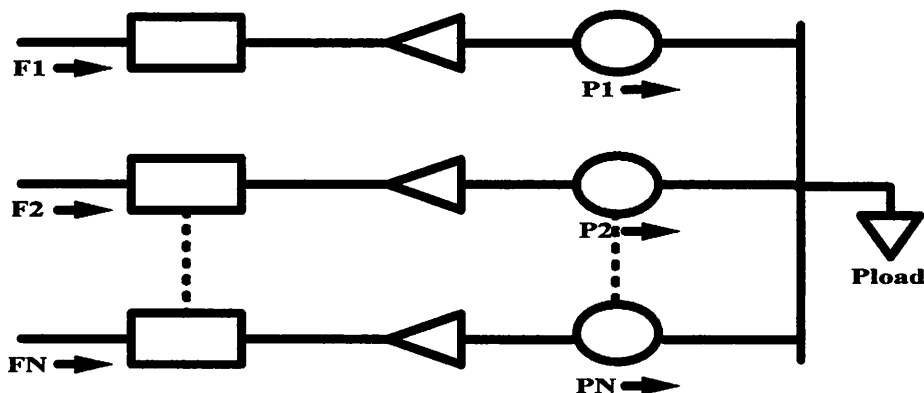
Performansi atau unjuk kerja sebuah pusat pembangkit tenaga listrik pada prinsipnya ditentukan oleh apa yang dinamakan karakteristik masukan-keluaran (*input-output characteristics*). Karakteristik masukan dan keluaran memberikan gambaran tentang efisiensi termis pusat pembangkit tenaga listrik yaitu jumlah panas yang dihasilkan sebagai tenaga listrik.

Model sebuah pembangkit listrik tenaga uap tampak pada gambar 2.5, skema tersebut terdiri atas sebuah ketel yang menghasilkan uap untuk menggerakkan turbin uap yang dikopel dengan sebuah generator listrik. Daya listrik yang dihasilkan tidak seluruhnya disalurkan ke sistem tetapi sebagian kecil digunakan untuk mengoperasikan peralatan yang terdapat pada pusat pembangkit listrik tersebut, seperti ketel, pompa, kompresor dan sebagainya, serta untuk mencatut peralatan control, komunikasi, penerangan dan computer.

2.5. Penyelesaian *Economic Dispatch* Dan Memperhitungkan Rugi Transmisi

2.5.1. Penyelesaian *Economic Load Dispatch* Dengan Metode Pengali *Largrange*

Gambar di bahwa ini menunjukkan suatu komfigurasi unit yang akan dibahas dalam bagian ini. Terlihat ada N buah unit pembangkit yang terhubung kesuatu busber tunggal dan mensuplai beban sebesar P_{beban} .



Gambar 2.2N buah unit pembangkit yang terhubung kesuatu busber tunggal dan mensuplai beban sebesar P_{beban} .

F_T = Daya keluar unit ke-1

P_i = Biaya total untuk mensuplai P_{beban}

$F_i (F_1, F_2, F_3, \dots, F_N)$ = Nilai biaya (*cost rate*), yaitu biaya pembangkit untuk ke- i , (\$/Jam)

Masukkan (*Input*) dari tiap unit adalah F_i yang menunjukkan *cost rate* (biaya pembangkitan) unit tersebut (R/jam). Keluaran (*output*) dari tiap unit adalah daya P_i yang dibangkitkan masing-masing unit tersebut. Biaya total (F_T) adalah jumlah total biaya tiap unit pembangkit.

Secara matematis, permasalahan *economic distpatch* dapat dinyatakan dalam bentuk fungsi obyektif (*objective function*) F_T , adalah sama dengan biaya total dalam penyaluran daya untuk beban tertentu. Tujuan dari

Economics Dispatch adalah untuk meminimumkan F_T terhadap kendala-kendala (*constraint*): jumlah daya yang dibangkitkan harus sama dengan daya yang diterima beban. Apabila rugi (*losses*) pada saluran transmisi diabaikan maka persamaan untuk fungsi objektif (F_T) dapat dinyatakan:

$$F_T = F_1 + F_2 + F_3 + \dots + F_N = \sum_{i=1}^N F_i(P_i) \dots \dots \dots (5)$$

$$F_i = \alpha_i + \beta_i(P_i) + \gamma_i(P_i)^2 \dots \dots \dots (6)$$

Dengan mengabadikan rugi-rugi transmisi

$$\phi = 0 = P_{beban} - \sum_{i=1}^N P_i \dots \dots \dots (7)$$

Untuk memperoleh nilai ekstrim pada kondisi tertentu dari fungsi obyektif, maka perlu ditambah fungsi-fungsi kendala pada fungsi obyektif setelah fungsi kendala dikalikan dengan pengali tertentu. Ini dikenal sebagai fungsi Lagrange/ pengali Lagrange, yang dinyatakan oleh persamaan:

$$L = F_T + \lambda \phi \dots \dots \dots (8)$$

Kondisi optimal dapat diperoleh dari derivatif persamaan *Lagrange* terhadap setiap variabel independen dan menyatakan persamaan derivatif tersebut sama dengan nol:

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{\partial F_i(P_i)}{\partial P_i} - \lambda = 0 \rightarrow 0 = \frac{\partial F_i(P_i)}{\partial P_i} - \lambda \dots \dots \dots (9)$$

Kondisi yang perlu untuk adanya biaya operasi minimum unit thermal adalah bahwa nilai biaya inkremental (*incremental cost rate*) dari semua unit = λ . Selain itu ada kendala (*constraint*) bahwa jumlah daya output harus sama dengan daya yang dibutuhkan beban, yaitu :

$$\sum_{i=1}^N P_i = P_{beban} \dots \dots \dots (10)$$

Terdapat syarat operasi yang harus dipenuhi setiap unit pembangkit: Daya keluaran unit pembangkit harus sama atau lebih besar dari daya minimum yang diijinkan dan harus lebih kecil dari daya maksimum yang diijinkan.

Semua kondisi dan batasan (*constraint*) tersebut dapat dinatkan dalam satu set persamaan dan pertidaksamaan pada economic dispatch sebagai berikut:

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} = \lambda \Rightarrow N \text{persamaan}$$

$$P_{i,\min} \leq P_i \leq P_{i,\max} \Rightarrow 2N \text{persamaan} \dots \dots \dots (11)$$

$$\sum_{i=1}^N P_i = P_{\text{beban}} \Rightarrow 1 \text{kendala}$$

Bila kendala-kendala pertidaksamaan diketahui, maka kondisi-kondisi yang perlu adalah:

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} = \lambda \rightarrow P_{i,\min} < P_i < P_{i,\max}$$

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} \leq \lambda \rightarrow P_i = P_{i,\max} \dots \dots \dots (12)$$

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} \geq \lambda \rightarrow P_i = P_{i,\min}$$

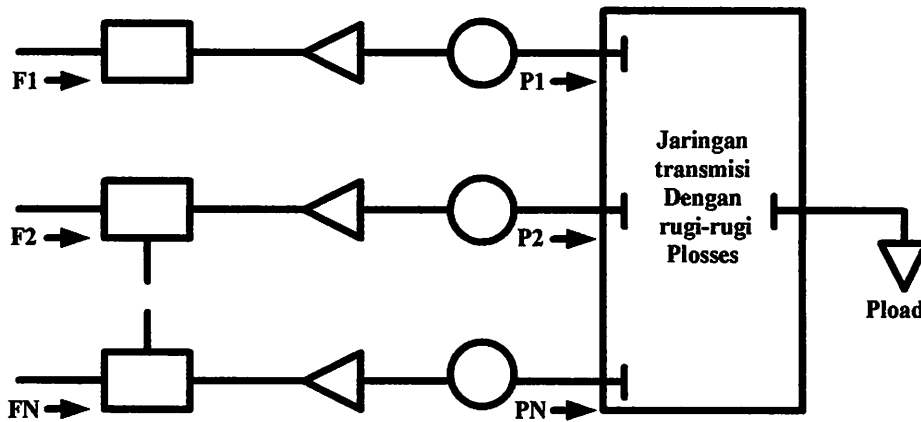
$$P_i = \frac{\lambda \times \beta_i}{2(C_i)} = MW \dots \dots \dots (13)$$

2.5.2. Penyaluran Daya Unit Thermal Dengan Memperhitungkan Rugi Jaringan

Rugi transmisi adalah hilangnya daya pada jaringan transmisi sehingga dapat menyebabkan borosnya konsumsi biaya bahan bakar.

- ❖ Penyaluran daya ekonomis dari konfigurasi system seperti ini lebih sulit, karena salah satu persamaannya konstrain meliputi rugi-rugi transmisi. Persamaan di atas ini untuk memperhitungkan rugi-rugi transmisi

$$P_{load} + P_{loss} - \sum_{i=1}^N P_i = \phi = 0 \dots \dots \dots (14)$$



Gambar 2.3 N unit thermal penyaluran daya pada jaringan transmisi

- ❖ Derivatife fungsi larange terhadap daya output. P_i , harus memperlihatkan bahwa rugi-rugi pada jaringan transmisi, P_{loss} merupakan fungsi dari impedansi jaringan dan arus yang mengalir pada jaringan. Dengan demikian:

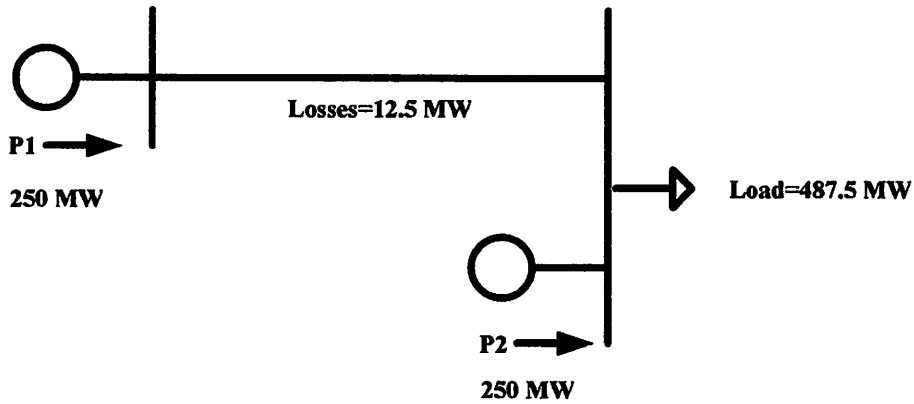
$$L = F_T + \lambda \phi$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{\partial F_i}{\partial P_i} - \lambda \left(1 - \frac{\partial P_{loss}}{\partial P_i}\right) = 0 \dots \dots \dots (15)$$

- ❖ Persamaan yang harus dipenuhi untuk perhitungan daya unit thermal dengan memperhitungkan rugi jaringan adalah:

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} + \lambda \frac{\partial P_{loss}}{\partial P_i} = \lambda \rightarrow \frac{\partial F_i}{\partial P_i} = \lambda \left(1 - \frac{\partial P_{loss}}{\partial P_i}\right) \dots \dots \dots (16)$$

$$P_{load} + P_{loss} - \sum_{i=1}^N P_i = 0$$



Gambar 2.4 Sistem dua generator

- ❖ Persamaan biaya untuk kedua unit adalah sebagai berikut:

$$F_1(P_1) = 399,99 + 7P_1 + 0,002P_1^2$$

$$F_2(P_2) = 399,99 + 7P_2 + 0,002P_2^2 \dots\dots\dots(17)$$

- ❖ Untuk menghitung rugi pada saluran adalah sebagai berikut:

$$Losses = 0,002 \times P_1^2 \dots\dots\dots(18)$$

- ❖ Untuk mendapatkan pembangkitan pada masing-masing generator dipergunakan langkah-langkah sebagai berikut:

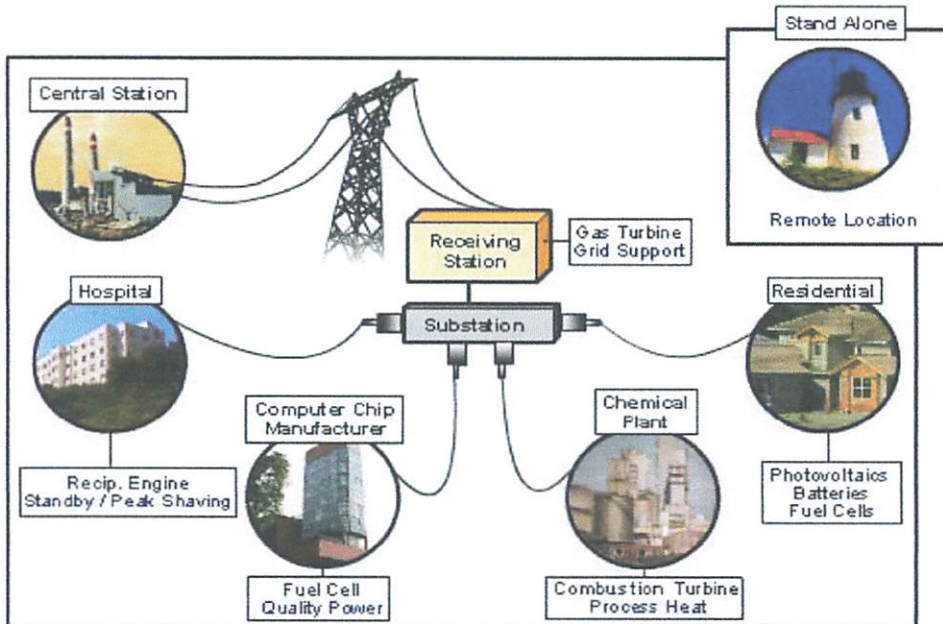
$$Losses = F_1(P_1) + F_2(P_2) + \lambda(P_{beban} + P_{loss} - P_1 - P_2) \dots\dots\dots(19)$$

2.6. Distribusi Generator

Distribusi Generator merupakan pembangkit-pembangkit yang berkapasitas kecil atau di bawah 100 MW seperti Microhidro, Wind Turbin, Photovoltaage, Biogas dan lainnya yang terintegrasi ke sistem distribusi. Maksimum rating dari DG yang dapat dikoneksi pada jaringan distribusi tergantung dari kapasitas jaringan distribusi, yang berkorelasi dengan jaringan distribusi tersebut. Rating dari kapasitas teknologi DG dapat dilihat pada tabel 1.

Tabel 2.1 Data dari Teknologi Distribusi Generator

	IC Engine	Microturbine	PVs	Fuel Cells
Dispatchability	Yes	Yes	No	Yes
Capacity Range	50 kW-5MW	25 kW-25MW	1kW-1MW	200kW-2MW
Efficiency	35%	29-42%	6-19%	40-75%
Capital cost (\$/kW)	200-300	450-1000	6.6	3.750-5.000
O&M costb (\$/kWh)	0.01	0.005-0.0065	0.001-0.004	0.0017
Nox(lb/Btu)	0.3	0.1		0.003-0.02
Nat. Gas				
Oil				
Tecnology status	Comercial	Comercial in larger sizes	Comercial	Comercial Scale Demos



Gambar 2.5 Pemasangan DG (*Distributed Generator*) pada saluran distribusi atau konsumen

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3.1. Studi Pustaka

Sebelum melakukan penelitian maka perlu dilakukan studi pustaka. Studi pustaka dilakukan untuk memperoleh teori mengenai perencanaan energi, perangkat lunak *Power World Simulator*, data-data variabel yang mendukung dalam penelitian. Sumber pustaka diperoleh baik melalui buku teks, literatur dari internet, journal, makalah, laporan teknis, tesis, skripsi, maupun peraturan perundangan dan dokumen perencanaan pengembangan dari negara Timor Leste.

3.2. Pengumpulan Data

Pengumpulan data dilakukan dengan mendatangi beberapa instansi terkait seperti EDTL (*Electricidade De Timor Leste*) yang terletak di ibukota Timor Leste yaitu Dili, *Dispatch Center* Kamea, PLTD Hera dan Betano.

3.3. Pengelompokan Data

Pengelolaan data yang sudah diperoleh dilakukan dalam 2 tahap yaitu pengelompokan data dan perhitungan data untuk simulasi.

3.4. Algoritma Simulasi Menggunakan *Software Power World Simulator* Untuk Menghitung Optimasi Biaya Bahan Bakar PLTD.

1. Mulai
2. Menggambar *single line*

3. Input data : Data pembangkit, data saluran transmisi 150 kV, data gardu induk, data biaya bahan bakar 2 tahun sebelum yaitu 2013 dan 2014
4. Masukkan masukkan nilai konstant dari pembangkit untuk menghitung jumlah bahan bakar

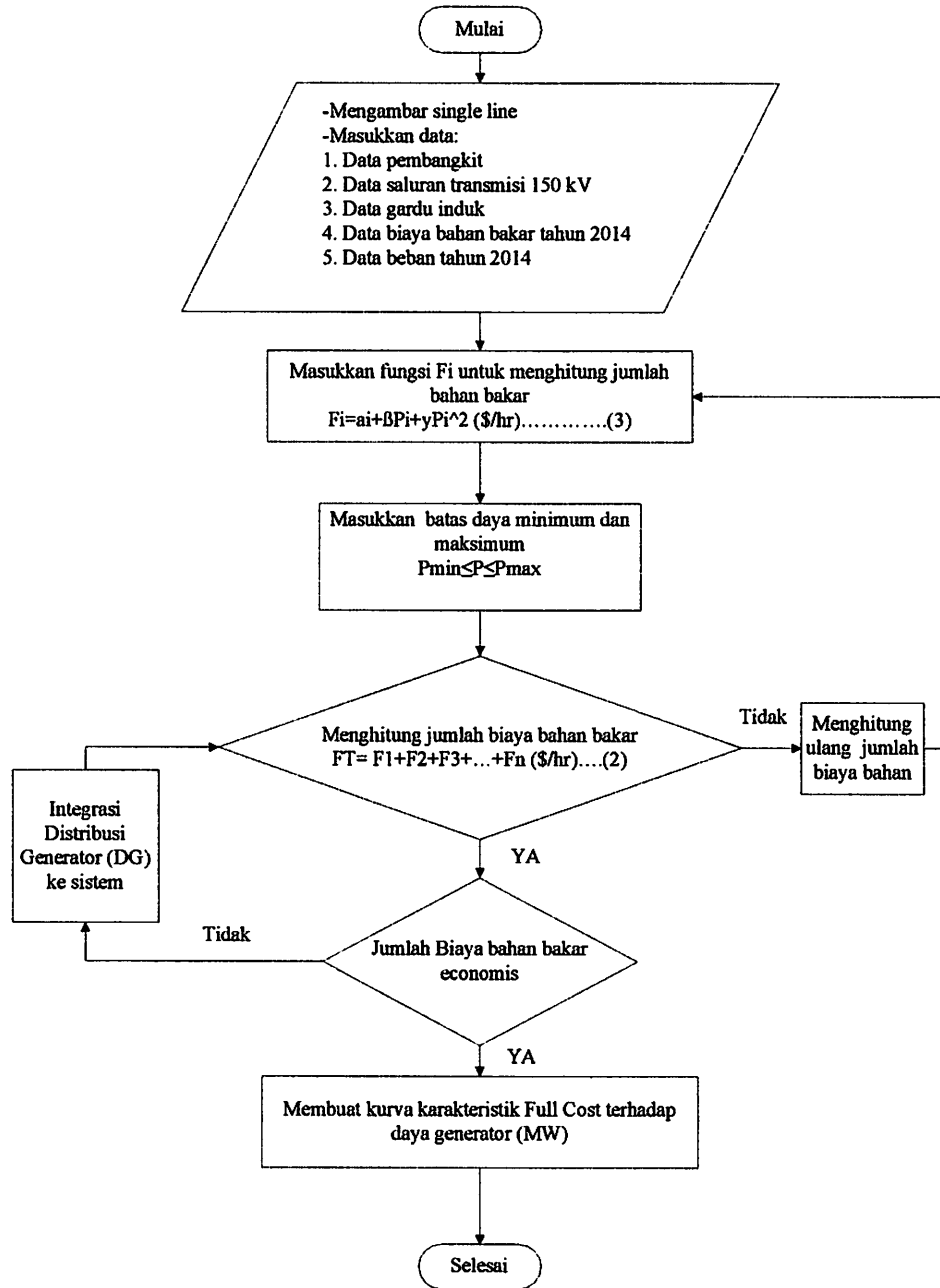
$$F_i = \alpha_i + \beta_i(P_i) + \gamma_i(P_i)^2 = \$ / hr \dots\dots\dots(6)$$
5. Mencari batas maksimum dan minimum tiap unit pembangkit

$$P_{i\min} \leq P_i \leq P_{i\max} \dots\dots\dots(10)$$
6. “Ya” : Menghitung jumlah bahan bakar

$$F_T = F_1 + F_2 + F_3 + \dots + F_n = \sum_{i=1}^N F_i(P_i) \dots\dots\dots(2)$$
7. “Tidak”: Menghitung kembali batas daya maksimum dan minimum
8. Integrasi DG (*Distributed Generator*) ke sistem distribusi 20 kV
9. Menghitung jumlah bahan bakar dan matikan unit PLTD

$$F_T = F_1 + F_2 + F_3 + \dots + F_n = \sum_{i=1}^N F_i(P_i) \dots\dots\dots(2)$$
10. “Ya” : Membuat kurva karakteristik full cost terhadap daya pembangkit MW
11. Selesai

3.5.Flowchart



Gambar 3.1. Flowchart analisa *economic dispatch* untuk mereduksi biaya total pembangkitan dengan integrasi distribusi generator ke sistem

3.6.Pembangkit PLTD

3.6.1. PLTD Hera

PLTD Hera dengan kapasitas 120 MW terdiri dari 7 unit pembangkit masing-masing mempunyai kapasitas 17,550 MVA, terletak di kecamatan Cristo Rei, kurang lebih jarak 20 km sebelah timur ibukota Dili. Pembangunan PLTD ini mulai pada tahun 2009 dan selesai pada bulan November 2011. Data teknis yang ada di ruang kontrol khususnya generator terdiri dari 7 unit pembangkit dengan kapasitas yang sama seperti pada tabel 3.1.

3.6.2. PLTD Betano

PLTD Betano dengan kapasitas 130 MW terdiri dari 8 unit pembangkit masing-masing mempunyai kapasitas sebesar 17,550 MVA, terletak di kecamatan Betano, kurang Lebih jarak 150 km sebelah selatan ibukota Dili. Pembangunan PLTD ini mulai pada tahun 2011 dan selesai pada tahun 2013. Kedua pembangkit mempunyai kapasitas yang sama. Data teknis yang ada di ruang kontrol khususnya generator terdiri dari 8 unit pembangkit dengan kapasitas yang sama seperti pada tabel 3.1.

Tabel 3.1 Data kapasitas pembangkit PLTD Hera dan Betano

Generating set		
Parameter	Value / type	
Engine type	18V46	
Number of cylinder	18	
Speed	500 RPM	
Rated output	17,550 kW	
Main voltage	400 V; 50 Hz	
Secondary voltage	110 VDC	
Rotation direction	Clockwise	
Generator		
Generator type	AMG 1600SS12 DSE	
Output	21,345 MVA	
Power factor	0.8	
Voltage	15 kV	
Frequency	50 Hz	
Speed	500 RPM	
Anticordination heater power	1.0 Kw	
Parameter	Value	Note
Power	300 kW	
Voltage	380/220 V	
Frequency	50 Hz	
Fuel tank capacity (approx.)	600 L	6-7 hours

3.6.3. Data Transformator Step Up Gardu Induk

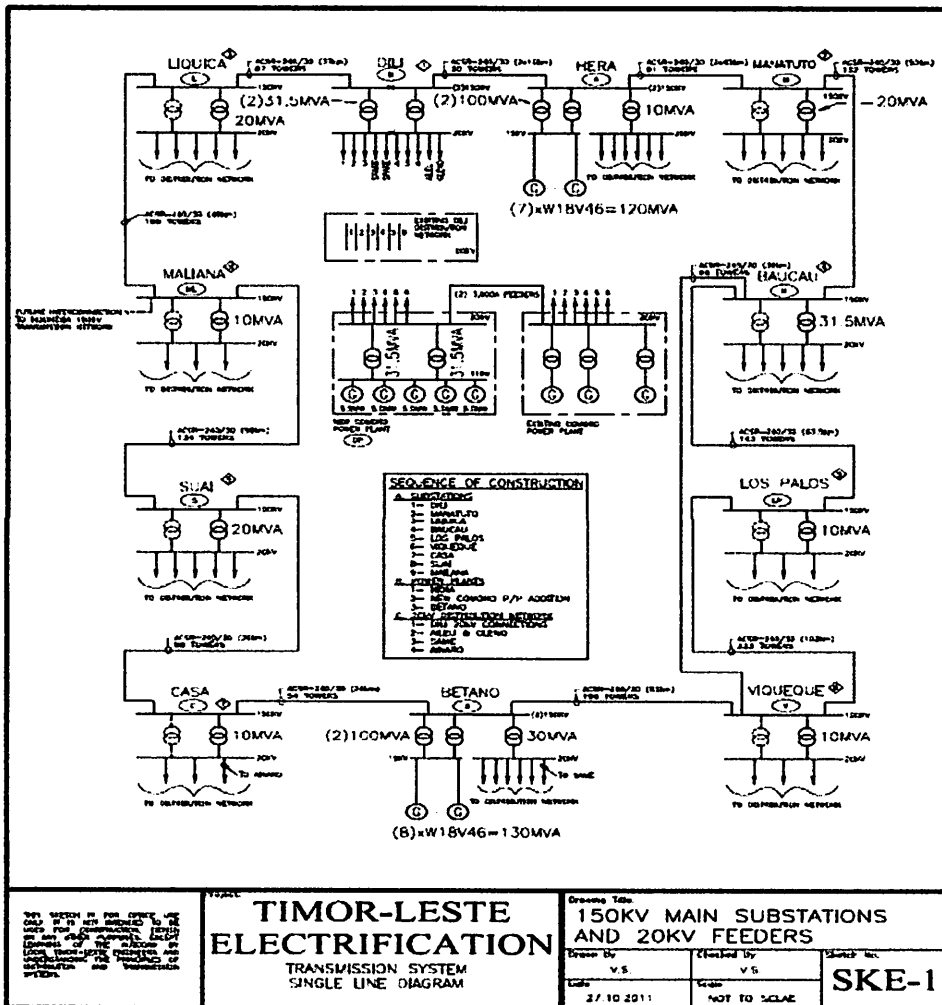
Transformator gardu induk step up yang berfungsi untuk merubah tegangan rendah dari sumber 15 kV menjadi tegangan tinggi 150 kV yang akan disalurkan ke saluran transmisi menuju ke gardu induk distribusi.

Tabel 3.2 Data transformator gardu induk Hera dan Betano

Transformator Gardu Induk Step Up	Kapasitas Transformator
Hera Power Plant	50 * 2 MVA
Hera Power Plant	10 MVA
Betano Power Plant	50*2 MVA
Betano Power Plant	10 MVA

3.6.4. Data Saluran Transmisi

Saluran transmisi di Timor Leste terdiri dari 150 kV yang terhubung ke 9 (sembilan) gardu induk dimana terdiri dari dua konfigurasi tiang listrik (*Tower*) yaitu tiang listrik triangular terdiri dari 3 (tiga) fasa yang terhubung dari pembangkit Betano Power Plant dengan 9 gardu induk , sedangkan tiang listrik paralel vertical terdiri dari 6 (enam) konduktor 3 fasa 3*2 dan 2 konduktor pentanahan yang terhubung dari pembangkit Hera Power Plant dengan gardu induk Dili dan Manatuto. Hubungan saluran transmisi dengan 2 Pembangkit dan gardu induk seperti pada gambar 3.1 di bawah ini.



Gambar 3.2 Single line diagram hubungan saluran transmisi dengan gardu induk

Tabel 3.3 Data saluran transmisi 150 kV

No.	Penghantar	Impedansi Penghantar		Panjang Penghantar (km)
		Total Positive (Ω)	Total Nol (Ω)	
1	Dili - Liquica	$0.19 + j 0.67$	$0.59 + j 1.72$	39.98
2	Dili - Hera	$0.06 + j 0.23$	$0.22 + j 0.60$	10.19
3	Liquica - Maliana	$0.29 + j 1.02$	$1.55 + j 4.61$	46.32
4	Maliana - Suai	$0.37 + j 1.32$	$0.82 + j 4.46$	59.93
5	Cassa - Suai	$0.25 + j 0.86$	$0.67 + j 2.03$	39.67
6	Betano - Cassa	$0.16 + j 0.57$	$0.43 + j 1.32$	26.04
7	Betano - Viqueque	$0.54 + j 1.9$	$1.42 + j 4.55$	87.05
8	Manatuto - Hera	$1.66 + j 5.05$	$4.98 + j 23.74$	42.06
9	Manatuto - Baucau	$0.34 + j 1.18$	$1.6 + j 5.08$	53.91
10	Baucau - Lospalos	$0.32 + j 1.08$	$1.47 + j 4.65$	65.4
11	Baucau - Viqueque	$0.27 + j 0.97$	$0.72 + j 2.32$	44.42
12	Lospalos - Viqueque	$0.51 + j 1.76$	$1.28 + j 4.18$	106.54

3.6.5. Data Transformator Gardu Induk *Step Down*

Transformator gardu induk *step down* yang berfungsi untuk menurunkan tegangan tinggi 150 kV menjadi tegangan rendah 20 kV yang akan menuju ke saluran distribusi 20 kV. Di negara Timor Leste terdiri dari 9 (sembilan) gardu induk yang dibangun pada sembilan kabupaten dimana masing-masing mempunyai kapasitas yang berbeda yaitu :

Tabel 3.4 Data kapasitas transformator gardu induk step down

Gardu Induk	Kapasitas Transformator
Gardu Induk Dili	31,5*2 MVA
Gardu Induk Baucau	31,5 MVA
Gardu Induk Liquica	20 MVA
Gardu Induk Lospalos	10 MVA
Gardu Induk Viqueque	10 MVA
Gardu Induk Maliana	10 MVA
Gardu Induk Cassa	10 MVA
Gardu Induk Suai	20 MVA
Gardu Induk Manatuto	20 VA

3.6.6. Data Beban Dan Pembangkit Yang Beroperasi

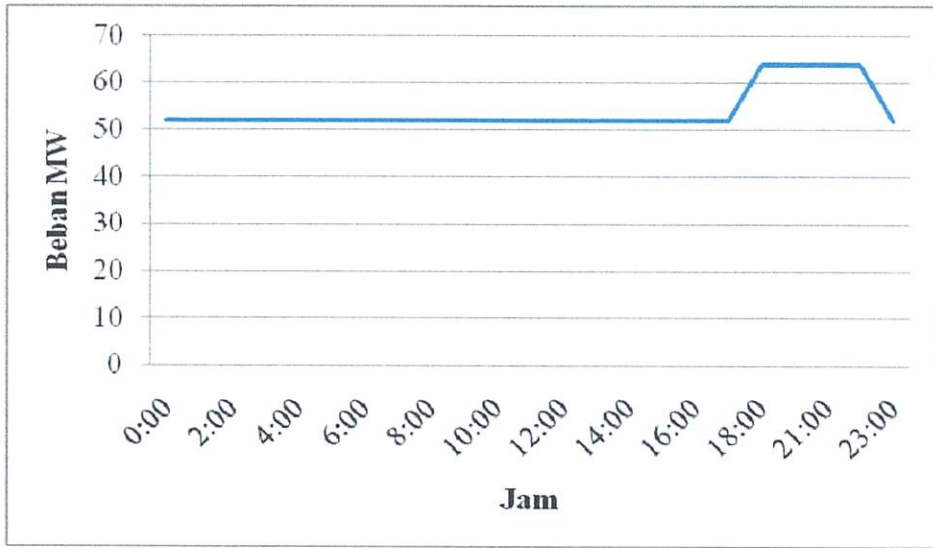
Timor Leste adalah negara agraris sehingga terjadi beban puncak pada waktu malam hari.

Tabel 3.5 Daya yang dibangkitkan dan daya terpasang tanggal 30 Desember 2014

Jam	PLTD HERA (MW)							Beban
	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	MW
00:00	14.35	14.465	12.322	0	17.714	0	0	52.031
01:00	14.351	13.646	12.323	0	11.715	0	0	52.035
02:00	14.352	13.647	12.324	0	11.716	0	0	52.043
03:00	14.353	13.648	12.325	0	11.717	0	0	52.047
04:00	14.354	13.649	12.326	0	11.718	0	0	52.051
05:00	14.355	13.65	12.327	0	11.719	0	0	52.055
06:00	14.356	13.651	12.328	0	11.72	0	0	52.059

Tabel 3.6 Daya yang dibangkitkan dan daya terpasang tanggal 30 Desember2014

Jam	PLTD HERA (MW)							Beban
	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	MW
07:00	14.357	13.652	12.329	0	11.721	0	0	52.059
08:00	14.358	13.653	12.33	0	11.722	0	0	52.063
09:00	14.359	13.654	12.331	0	11.723	0	0	52.067
10:00	14.36	13.655	12.332	0	11.724	0	0	52.071
11:00	14.361	13.656	12.333	0	11.725	0	0	52.075
12:00	14.62	13.657	12.334	0	11.726	0	0	52.079
13:00	14.363	13.658	12.335	0	11.727	0	0	52.083
14:00	14.364	13.659	12.336	0	11.728	0	0	52.087
15:00	14.365	13.66	12.337	0	11.729	0	0	52.091
16:00	14.366	13.661	12.338	0	11.73	0	0	52.095
17:00	14.367	13.662	12.339	0	11.731	0	0	52.099
18:00	14.368	13.663	12.34	0	11.732	0	0	52.103
19:00	14.369	13.664	12.341	0	11.733	0	11.655	63.762
20:00	14.37	13.665	12.342	0	11.734	0	11.656	63.767
21:00	14.371	13.666	12.343	0	11.735	0	11.657	63.772
22:00	14.372	13.667	12.344	0	11.736	0	11.658	63.777
23:00	14.373	13.668	12.345	0	11.737	0	0	52.123
TOTAL	344.934	328.576	296.004	0	287.412	0	46.626	1296.49



Grafik 3.1 Persentasi beban puncak dan beban normal tanggal 30 Desember 2014 daya terpasang (MW) terhadap jam

Tabel 3.7 Beban tiap gardu induk 2014

Tahun	MVA	MW	MVAR	PF
2014				
Dili	42.38	38.14	18.47	0.9
Liquica	2.21	1.99	0.96	0.9
Maliana	4.71	4.24	2.05	0.9
Suai	2.28	2.05	0.99	0.9
Cassa	2.67	2.4	1.16	0.9
Viqueque	2.87	2.58	1.25	0.9
Lospalos	3.73	3.36	1.63	0.9
Baucau	5.71	5.14	2.49	0.9
Manatuto	2.34	2.11	1.02	0.9

3.6.7. Data Biaya Bahan Bakar Tahun 2014

3.6.7.1. Data Jumlah Biaya Bahan Bakar PLTD Hera Per Jam Dan Satu Hari Untuk Tanggal 31/12/2014.

Tabel 3.8 Jumlah biaya bahan bakar selama satu hari untuk tanggal 30/12/2014

Jam	Daya output generator (MW)				Konsumsi bahan bakar	Harga bahan bakar	Total
0:00	14.374	14.374	14.374	14.37	7676	1.5	11514
1:00	14.375	14.375	14.375	14.38	7349	1.5	11024
2:00	14.376	14.376	14.376	14.38	7277	1.5	10916
3:00	14.377	14.377	14.377	14.38	7130	1.5	10695
4:00	14.378	14.378	14.378	14.38	7069	1.5	10604
5:00	14.379	14.379	14.379	14.38	7306	1.5	10959
6:00	14.38	14.38	14.38	14.38	7534	1.5	11301
7:00	14.381	14.381	14.381	14.38	7277	1.5	10916
8:00	14.382	14.382	14.382	14.38	7714	1.5	11571
9:00	14.383	14.383	14.383	14.38	7895	1.5	11843
10:00	14.384	14.384	14.384	14.38	7871	1.5	11807
11:00	14.385	14.385	14.385	14.39	7596	1.5	11394
12:00	14.386	14.386	14.386	14.39	7069	1.5	10604
13:00	14.387	14.387	14.387	14.39	7705	1.5	11558
14:00	14.388	14.388	14.388	14.39	7762	1.5	11643
15:00	14.389	14.389	14.389	14.39	7714	1.5	11571
16:00	14.39	14.39	14.39	14.39	7847	1.5	11771
17:00	14.391	14.391	14.391	14.39	7643	1.5	11465
18:00	14.392	14.392	14.392	14.39	8193	1.5	12290
19:00	14.393	14.393	14.393	14.393	10904	1.5	16356
20:00	14.394	14.394	14.394	14.394	10420	1.5	15630

21:00	14.395	14.395	14.395	14.395	9826	1.5	14739
22:00	14.396	14.396	12.058	14.396	10282	1.5	15423
23:00	14.397	14.397	14.397	14.397	10885	1.5	16328

3.6.7.2. Data Jumlah Biaya Bahan Bakar PLTD Hera Per Bulan Dan Selama Satu Tahun Untuk Tahun 2014

Tabel 3.9 Jumlah biaya bahan bakar per bulan dan selama satu tahun untuk tahun 2014

Jumlah biaya bahan bakar per bulan selama 1 tahun			
No	Bulan	Liter	Beban (MW)
1	Januari	7530467	24328.394
2	Ferbruari	6590165	22720.857
3	Maret	7388111	22236.621
4	April	7208210	28159.005
5	Mei	7256107	29948.855
6	Juni	6427829	27717.732
7	Juli	6657603	30641.060
8	Agustus	6555133	31565.851
9	September	6463693	32178.792
10	Oktober	7089431	35534.294
11	November	6909810	35769.645
12	Desember	6818390	36568.651
13	Total	82894949	357369.8

3.6.7.3.Data Operasi Unit Pembangkit PLTD Hera Dan Betano

Tabel 3.10 Data operasi pembangkit PLTD Hera dan Betano

jam	Data operasi unit pembangkit Hera						Data operasi unit pembangkit Betano							
	G	G	G	G	G	G	G	G	G	G	G			
00:00	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:00	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02:00	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03:00	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04:00	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05:00	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
06:00	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
07:00	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
08:00	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
09:00	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10:00	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11:00	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12:00	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13:00	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14:00	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15:00	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16:00	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17:00	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18:00	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19:00	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20:00	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0

3.6.7.4. Analisa Peningkatan Beban MW 7.5% Tiap Tahun

Analisa peramalan beban berfungsi untuk menghitung jumlah bahan bakar yang dikonsumsi dan kapasitas dari unit pembangkit, saluran transmisi dan gardu induk yang terpasang.

Tabel 3.12 Data peramalan beban dengan peningkatan 7.5% tiap tahun selama 10 tahun dari 2014-2019

Tahun	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Dili	39.17	41.7225	44.2749	46.8274	49.3798	51.9323
Liquica	1.99	2.11968	2.24935	2.37903	2.5087	2.63838
Maliana	4.24	4.51629	4.79259	5.06888	5.34517	5.62147
Suai	2.05	2.18359	2.31717	2.45076	2.58434	2.71793
Cassa	2.4	2.55639	2.71279	2.86918	3.02557	3.18196
Viqueque	2.58	2.74812	2.91624	3.08437	3.25249	3.42061
Lospalos	3.36	3.57895	3.7979	4.01685	4.2358	4.45475
Baucau	5.14	5.47494	5.80988	6.14482	6.47976	6.8147
Manatuto	2.11	2.2475	2.38499	2.52249	2.65998	2.79748

Tabel 3.13 Data peramalan beban dengan peningkatan 7.5% tiap tahun selama 10 tahun dari 2020-2025

Tahun	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Dili	54.4847	57.0372	59.5896	62.1421	64.6945	67.247
Liquica	2.76805	2.89773	3.0274	3.15708	3.28675	3.41643
Maliana	5.89776	6.17405	6.45035	6.72664	7.00293	7.27923
Suai	2.85151	2.9851	3.11868	3.25227	3.38585	3.51944
Cassa	3.33835	3.49475	3.65114	3.80753	3.96392	4.12032
Viqueque	3.58873	3.75685	3.92497	4.0931	4.26122	4.42934
Lospalos	4.6737	4.89265	5.11159	5.33054	5.54949	5.76844
Baucau	7.14964	7.48458	7.81952	8.15446	8.4894	8.82434
Manatuto	2.93497	3.07247	3.20996	3.34745	3.48495	3.62244

3.7.Data DG (*Distributed Generator*) Yang Diasumsikan

Pembangkit DG yang terdiri dari energy terbarukan berupa PLTA Microhydro dan Wind Turbin sehingga dapat mengurangi daya yang dikirim dari PLTD Hera yang terhubung dengan jaringan transmisi dan dapat mereduksi bahan bakar yang dikonsumsi oleh PLTD Hera.

3.7.1. Pembangkit MicroHydro Gariuai

PLTA Microhydro Gariuai dengan kapasitas 325 kW terdiri dari 1 unit pembangkit, terletak di kecamatan Gariuai, kabupaten Baucau, kurang Lebih jarak 159 km sebelah selatan ibukota dili. Pembangunan PLTD ini mulai pada tahun 2006 dan selesai pada tahun 2008. Pembangkit ini berhenti operasi pada bulan November 2013, karena mengalami kerusakan di AVR (*Automatic Voltage Regulator*) hingga sekarang.

Data teknis yang ada di ruang kontrol khususnya turbin dan generator terdiri dari 1 unit pembangkit dengan kapasitas

a. Data Turbin PLTA Microhydro Gariuai

Tabel 3.2. Data Turbin PLTA Microhydro Gariuai

Measurments in in turbin Output										
Spear opening		Genenerator Output	Generator Voltages			Generator Current			Cos Phi	Turbin Pressure
(mm) %		(kW)	(V)			(A)			(-)	(mWC)
			L1	L2	L3	L1	L2	L3		
5,8	10%	52	383	386	384	85	75	85	0,92	202
11,6	20%	105	386	388	386	173	163	174	0,95	201
17,4	30%	153	388	391	389	250	236	248	0,95	199
13,2	40%	194	390	392	390	306	298	305	0,95	197
29,25	50%	228	390	393	391	352	347	352	0,95	195
34,8	60%	253	392	394	392	395	384	391	0,95	192,5
40,6	70%	270	392	395	392	421	410	420	0,95	190
46,4	80%	287	393	395	394	444	435	439	0,95	189
52,2	90%	296	392	395	394	462	446	455	0,95	188
58,5	100%	306	393	396	394	470	454	466	0,95	186

b. Data generator PLTA Gariuai

Tabel 3.3. Data Generator PLTA Gariuai

Hitzinger Dipl.-Ing. Hitzinger Gesellschaft m.b.H Linz./ Austria						Generator Alternator
Type	SGS 6E 06T	Voltege	400/231			V
Order Number	K0 9145	Current	606			A
Serial Number	125	Apparent Power	420			KVA
Year of Construction	2007	Power Factor	0,8			
Insulation Class	F	Frequncy	50			Hz
Max. Ambient Temperature	40 °C	No. of Fasa	3			
Max. Altitude	1000 m	Conection	Y			
Duty	S1	Excitation Voltage	54			V
Degree of Protection	IP 43	Excitation Current	56			A
Nominal Speed	1000 min ⁻¹	Weight				Kg
Overspeed	1800 min ⁻¹	Sound Power L _{WA}				dB
According to	VDE 0530 EN 60034					
Grease Quality	Lithun Base Grease DIN 5825-KP2P-30 Special Grease					
Regreasing Interval	4320 h	Grease Quality DE	30 g	BS NDE	10 g	

3.7.2. Pembangkit *Wind Turbin*

Di Negara Timor Leste mempunyai potensi angin yang besar seperti di kecamatan Maubesi, kecamatan Venilale dan kecamatan Ossu sehingga penyusun dapat membuat penelitian ini dengan menasumsikan wind turbin sebagai pembangkit DG dengan kapasitas sebesar 15 MW untuk

mereduksi biaya total PLTD Hera dan mengurangi daya yang dikirim dari PLTD Hera.

BAB IV

ANALISA DATA DAN HASIL

4.1. Hasil Perhitungan Dan Analisa Data

Program optimasi *Economic Load Dispatch* unit pembangkit termal unit pembangkit pada sistem EDTL dengan program *Power World Simulator*:

- Tahap input data dengan inialisasi data karakteristik tiap unit, data saluran transmisi 150 kV data beban tiap jam.
- Melakukan analisa *Economic Dispatch* untuk mencari biaya operasi unit-unit pembangkit yang paling optimal untuk melayani beban.
- Dengan mengoperasikan wind turbin dan Microhydro ke sistem distribusi untuk mengurangi biaya total pembangkitan unit pembangkit PLTD.

4.2. Data Unit Termal Pembangkit PLTD Hera Dan Betano

4.2.1. Data Karakteristik Unit Pembangkit Hera

Tabel 4.1 Data karekteristik unit pembangkit Hera

No	Unit	$P_{i_{min}}$ (MW)	$P_{i_{max}}$ (MW)	Konstanta Pembangkit		
				a_i (\$/h)	b_i (\$/MWh)	c_i (\$/MW ² h)
1	Gen.PLTD-1	3.49	17.464	1,250.30	86.78	7.2653
2	Gen.PLTD-2	3.59	17.3	1,329.30	61.959	8.537
3	Gen.PLTD-3	3.29	17.42	1,142.70	96.372	7.0956
4	Gen.PLTD-4	3.53	17.45	1,293.98	89.764	7.849
5	Gen.PLTD-5	3.48	17.44	1,250.90	80.455	7.7516
6	Gen.PLTD-6	3.4	17.43	1,312.93	91.829	8.262
7	Gen.PLTD-7	3.49	17.42	1274.5	77.046	7.8153

4.2.2. Data Karakteristik Unit Betano

Tabel 4.2 Data karakteristik unit pembangkit Betano

No	Unit	$P_{i_{min}}$	$P_{i_{max}}$	Konstanta Pembangkit		
				a_i	b_i	c_i
		(MW)	(MW)	(\$/h)	(\$/MWh)	(\$/MW ² h)
1	Gen.PLTD-1	3.43	17.13	1,215.3	89.192	7.228
2	Gen.PLTD-2	3.41	17.13	1,185.8	93.847	7.0227
3	Gen.PLTD-3	3.41	17.12	1,214.4	88.21	7.2989
4	Gen.PLTD-4	3.42	17.14	1,227.7	83.895	7.5784

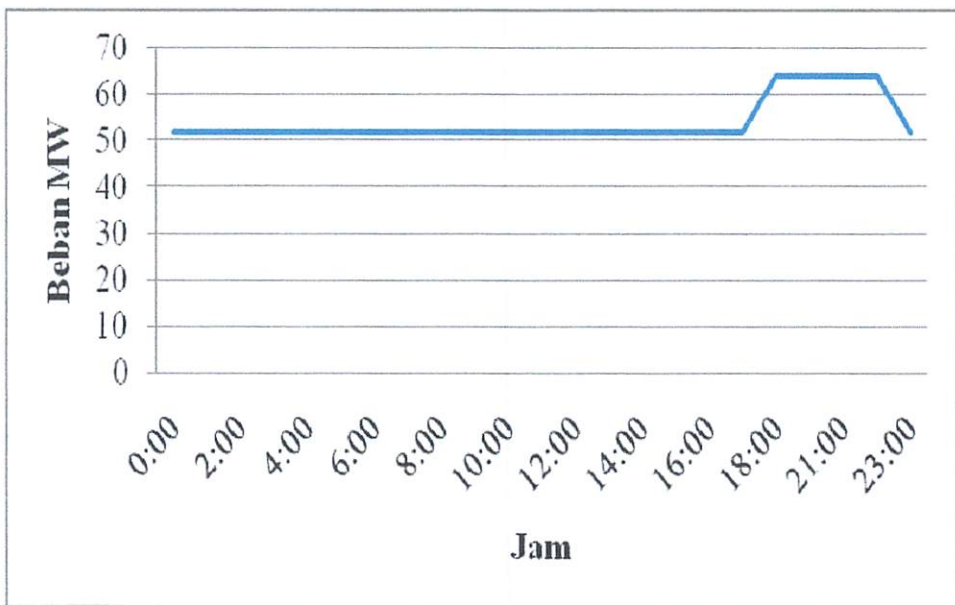
4.3. Data Pembebanan Unit PLTD Hera Dan Betano

Data pembebanan unit PLTD Hera dan Betano sebelum optimasi pada tanggal 30 Desember 2014 .

Tabel 4.3 Data output unit Pembangkit dan Beban yang dilayani sebelum optimasi.

Jam	PLTD HERA (MW)							Beban (MW)
	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	
00:00	14.35	13.465	12.322	0	11.714	0	0	51.851
01:00	14.351	13.646	12.323	0	11.715	0	0	52.035
02:00	14.352	13.647	12.324	0	11.716	0	0	52.039
03:00	14.353	13.648	12.325	0	11.717	0	0	52.043
04:00	14.354	13.649	12.326	0	11.718	0	0	52.047
05:00	14.355	13.65	12.327	0	11.719	0	0	52.051
06:00	14.356	13.651	12.328	0	11.72	0	0	52.055
07:00	14.357	13.652	12.329	0	11.721	0	0	52.059
08:00	14.358	13.653	12.33	0	11.722	0	0	52.063
09:00	14.359	13.654	12.331	0	11.723	0	0	52.067
10:00	14.36	13.655	12.332	0	11.724	0	0	52.071
11:00	14.361	13.656	12.333	0	11.725	0	0	52.075
12:00	14.62	13.657	12.334	0	11.726	0	0	52.079

13:00	14.363	13.658	12.335	0	11.727	0	0	52.083
14:00	14.364	13.659	12.336	0	11.728	0	0	52.087
15:00	14.365	13.66	12.337	0	11.729	0	0	52.091
16:00	14.366	13.661	12.338	0	11.73	0	0	52.095
17:00	14.367	13.662	12.339	0	11.731	0	0	52.099
18:00	14.368	13.663	12.34	0	11.732	0	0	52.103
19:00	14.369	13.664	12.341	0	11.733	0	11.655	63.762
20:00	14.37	13.665	12.342	0	11.734	0	11.656	63.767
21:00	14.371	13.666	12.343	0	11.735	0	11.657	63.772
22:00	14.372	13.667	12.344	0	11.736	0	11.658	63.777
23:00	14.373	13.668	12.345	0	11.737	0	0	52.123



Grafik 4.1 Kurva karakteristik perbandingan beban (MW) terhadap waktu

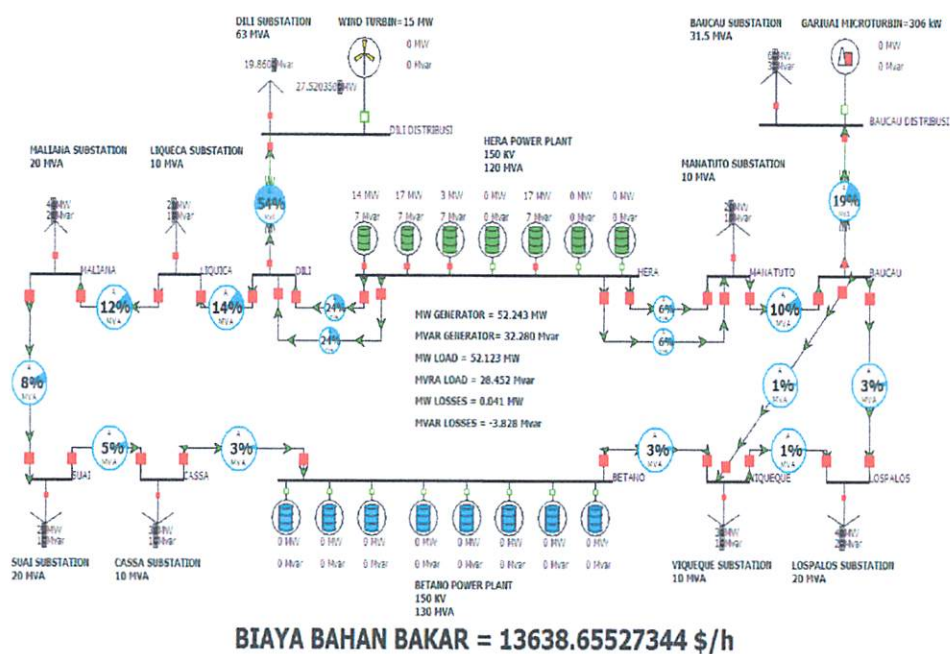
Tabel 4.6 Beban yang dilayani dan jumlah biaya bahan bakar tiap jam pada tanggal 30 Desember 2014

Jam	Beban	Bahan bakar dari EDTL	Harga	Sebelum Optimasi EDTL
Hr	(MW)	Liter	\$/Liter	\$/h
0:00	52.031	10,294	1.5	15,441
1:00	52.035	9,994	1.5	14,991
2:00	52.043	9,804	1.5	14,706
3:00	52.047	9,619	1.5	14,428.50
4:00	52.051	9,576	1.5	14,364
5:00	52.055	9,505	1.5	14,257.50
6:00	52.059	9,752	1.5	14,628
7:00	52.059	9,438	1.5	14,157
8:00	52.063	9,567	1.5	14,350.50
9:00	52.067	10,170	1.5	15,255
10:00	52.071	10,360	1.5	15,540
11:00	52.075	10,261	1.5	15,391.50
12:00	52.079	9,838	1.5	14,757
13:00	52.083	9,743	1.5	14,614.50
14:00	52.087	9,833	1.5	14,749.50
15:00	52.091	9,833	1.5	14,749.50
16:00	52.095	9,704	1.5	14,556
17:00	52.099	9,605	1.5	14,407.50
18:00	52.103	10,146	1.5	15,219
19:00	63.762	12,870	1.5	19,305
20:00	63.767	12,903	1.5	19,354.50
21:00	63.772	12,413	1.5	18,619.50
22:00	63.777	11,539	1.5	17,308.50
23:00	52.123	10,802	1.5	16,203
Total	1296.49	247,569		371,353.50

4.4. Analisa *Economic Dispatch*

4.4.1. Analisa *Economic Dispatch* Sebelum Pemasangan DG (*Distributed Generator*) Waktu Beban Normal

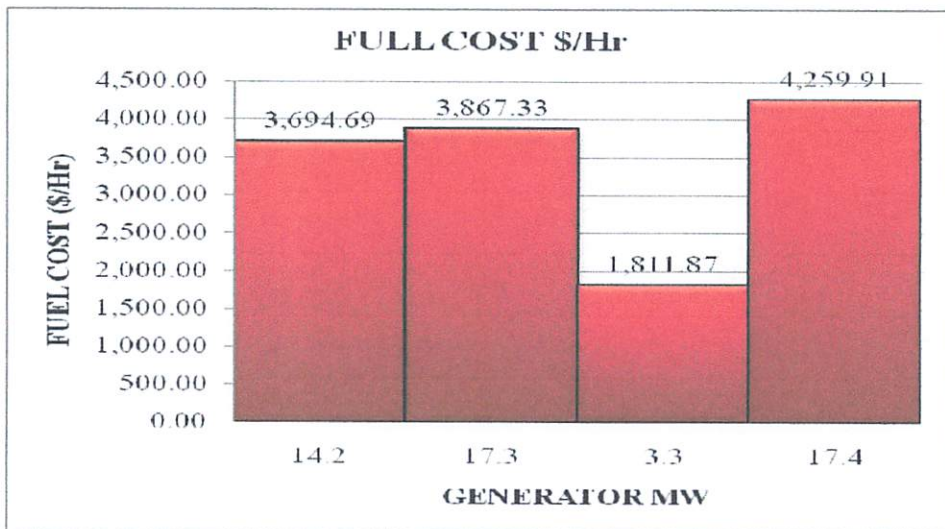
Analisa biaya bahan bakar dilakukan saat beban normal pada jam 23:00 tanggal 30 Desember 2014 tanpa integrasi Wind turbin dan Microhydro ke sistem distribusi 20 kV untuk mereduksi biaya total pembangkitan.



Gambar 4.1 Analisa *Economic Dispatch* setelah pemasangan Wind Turbin dan Microhydro dengan beban sebesar 52,123 MW yang dilakukan pada pada waktu beban normal jam 22:00

Tabel 4.5 Hasil simulasi *economic dispatch* beban normal pada jam 23:00

Gen Records				
Number of Bus	Name of Bus	ID	Gen MW	Cost \$/Hr
4	Hera	1	14.2	3,694.69
4	Hera	2	17.3	3,867.33
4	Hera	3	3.3	1,811.87
4	Hera	4	0	0
4	Hera	5	17.4	4,259.91
4	Hera	6	0	0
4	Hera	7	0	0
4	Betano	1	0	0
4	Betano	2	0	0
4	Betano	3	0	0
4	Betano	4	0	0
4	Betano	5	0	0
4	Betano	6	0	0
4	Betano	7	0	0
4	Betano	8	0	0
12	Wind Turbin	1	0	0
13	Microhydro	1	0	0

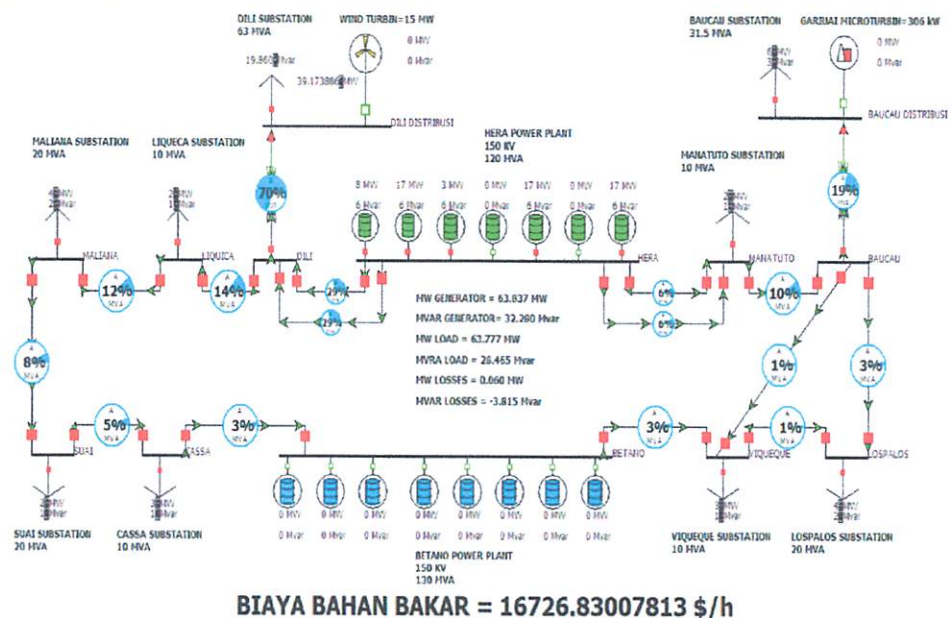


Grafik 4.2 perbandingan Jumlah Biaya biaya bahan bakar yang dikonsumsi pada jam 23:00

Dari grafik4.2 hasil simulasi *economic dispatch* dengan 4 generator yang beroperasi dari pembangkit Hera dimana masing-masing generator memproduksi daya sebesar $G_1=14.2$ MW, $G_2=17.3$ MW, $G_3=3.3$ MW dan $G_5=17.4$ MW dengan beban terpasang sebesar 52.123 MW, sedangkan bahan bakar yang dikonsumsi oleh keempat generator sebesar 13,638.65527344 \$/Hr. Rugi-rugi saluran transmisi untuk beban normal daya reaktif sebesar 3,828 MVAR dan daya aktif 0,041 MW

4.4.2. Analisa *Economic Dispatch* Sebelum Pemasangan DG (*Distributed Generator*) Pada Waktu Beban Puncak

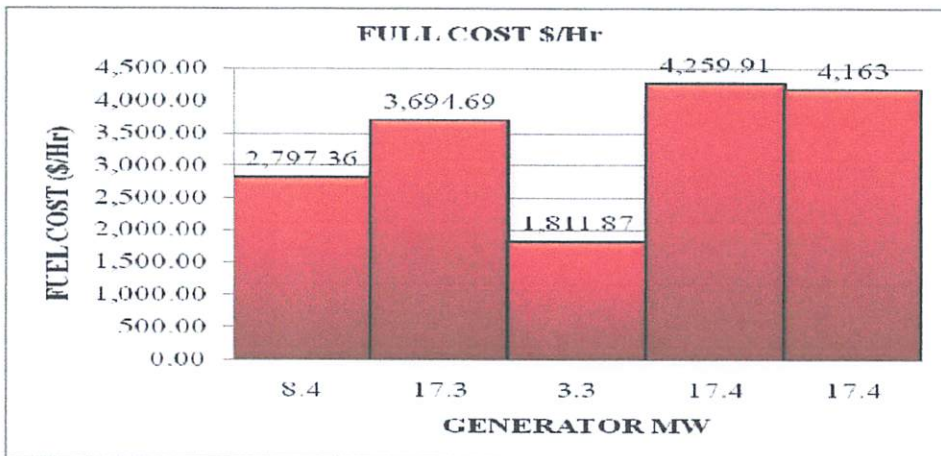
Analisa biaya bahan bakar dilakukan saat beban puncak pada jam 22:00 tanggal 30 Desember 2014 tanpa integrasi Wind turbin dan Microhydro ke sistem distribusi 20 kV untuk mereduksi biaya total pembangkitan.



Gambar 4.2 Analisa *Economic Dispatch* sebelum pemasangan Wind Turbin dan Microhydro dengan beban sebesar 63.777 MW yang dilakukan pada pada waktu beban puncak jam 22:00

Tabel 4.6 Hasil simulasi *economic dispatch* beban normal pada jam 23:00

Gen Records				
Number of Bus	Name of Bus	ID	Gen MW	Cost \$/Hr
4	Hera	1	8.4	2797.36
4	Hera	2	17.3	3694.69
4	Hera	3	3.3	1,811.87
4	Hera	4	0	0
4	Hera	5	17.4	4,259.91
4	Hera	6	0	0
4	Hera	7	17.4	4163
9	Betano	1	0	0
9	Betano	2	0	0
9	Betano	3	0	0
9	Betano	4	0	0
9	Betano	5	0	0
9	Betano	6	0	0
9	Betano	7	0	0
9	Betano	8	0	0
12	Wind Turbin	1	0	0
13	Microhydro	1	0	0



Grafik 4.3 perbandingan jumlah biaya bahan bakar yang dikonsumsi pada jam 22:00

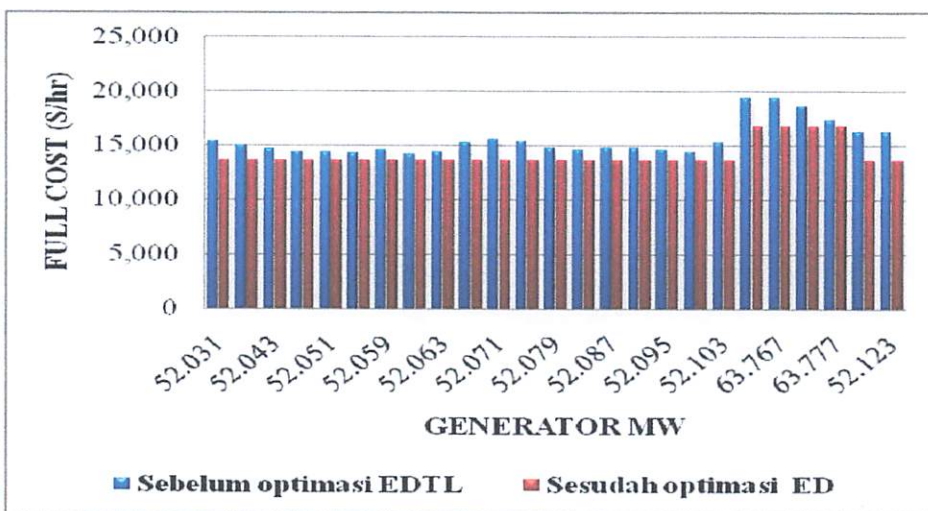
Dari grafik 4.3 hasil simulasi *economic dispatch* dengan 5 generator yang beroperasi dari pembangkit Hera dimana masing-masing generator memproduksi daya sebesar $G_1=8.4$ MW, $G_2=17.3$ MW, $G_3=3.3$ MW, $G_5=17.4$ MW dan $G_7=17.4$ MW dengan beban terpasang sebesar 63.777 MW, sedangkan bahan bakar yang dikonsumsi oleh keempat generator sebesar 16,726.83007813 \$/Hr. Rugi-rugi saluran transmisi untuk beban puncak daya reaktif sebesar 3,815 MVAR dan daya aktif sebesar 0,060 MW.

Tabel 4.7 Data hasil jumlah biaya bahan bakar sebelum dan setelah optimasi *Economic Dispatch*

Jam	Beban	Bahan bakar dari EDTL	Sebelum optimasi EDTL	Sesudah optimasi (ED)	Selisih
Hr	(MW)	Liter	\$/h	\$/h	\$/h
0:00	52.031	10,294	15,441	13,620.16	1,820.84
1:00	52.035	9,994	14,991	13,620.16	1,370.84
2:00	52.043	9,804	14,706	13,620.16	1,085.84
3:00	52.047	9,619	14,428.50	13,620.16	808.34
4:00	52.051	9,576	14,364	13,620.16	743.84
5:00	52.055	9,505	14,257.50	13,620.16	637.34
6:00	52.059	9,752	14,628	13,620.16	1,007.84
7:00	52.059	9,438	14,157	13,620.16	536.84
8:00	52.063	9,567	14,350.50	13,620.16	730.34
9:00	52.067	10,170	15,255	13,620.16	1,634.84
10:00	52.071	10,360	15,540	13,620.16	1,919.84
11:00	52.075	10,261	15,391.50	13,620.16	1,771.34
12:00	52.079	98,38	14,757	13,620.16	1,136.84
13:00	52.083	9,743	14,614.50	13,620.16	994.34
14:00	52.087	9,833	14,749.50	13,620.16	1,129.34
15:00	52.091	9,833	14,749.50	13,620.16	1,129.34
16:00	52.095	9,704	14,556	13,620.16	935.84
17:00	52.099	9,605	14,407.50	13,620.16	787.34
18:00	52.103	10,146	15,219	13,620.16	1,598.84

19:00	63.762	12,870	19,305	16,726.83	2,578.17
20:00	63.767	12,,903	19,354.50	16,726.83	2,627.67
21:00	63.772	12,413	18,619.50	16,726.83	1,892.67
22:00	63.777	11,539	17,308.50	16,726.83	581.67
23:00	52.123	10,802	16,203	13,638.66	2,564.34
Total	1,296.49	247,569	371,353.50	339,328.98	32,024.52

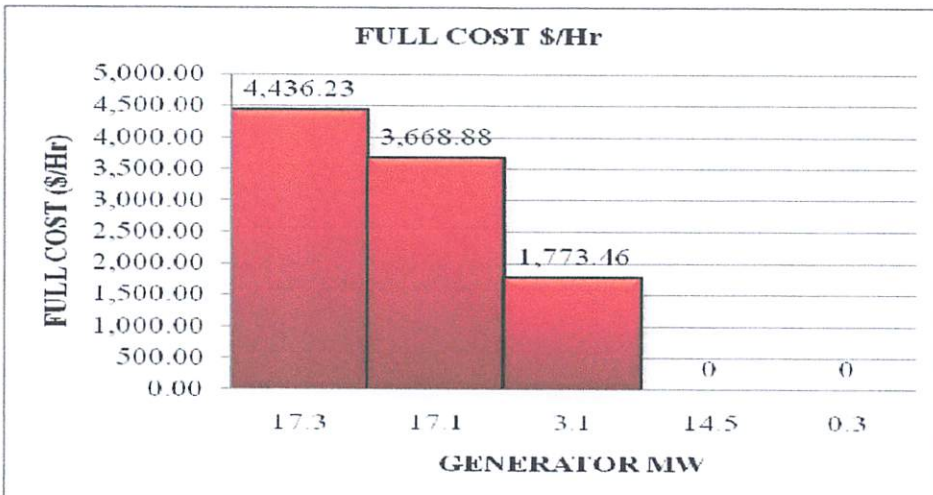
Dari gambar 4.1 dan 4.2 dapat dijelaskan bahwa dengan analisa *economic dispatch* rugi saluran transmisi untuk beban normal daya reaktif sebesar 3,828 MVAR dan daya aktif 0,041 MW dan untuk beban puncak daya reaktif sebesar 3,815 MVAR dan daya aktif sebesar 0,060 MW. Sedangkan jumlah bahan bakar yang dikonsumsi selama tanggal 30 desember 2014 sebelum optimasi jumlah biaya bahan bakar sebesar 371,353.5 \$/Hr dan sesudah optimasi dengan status *economic dispatch* jumlah biaya bahan bakar sebesar 339,328.98 \$/Hr dengan selisih jumlah biaya bahan bakar 32,024.52\$/Hr.



Grafik 4.4 Perbandingan biaya bahan bakar sebelum dan sesudah pemasangan optimasi terhadap beban (MW) tanpa pemasangan Distribusi Generator

Tabel 4.9 Analisa *Economic dispatch* beban normal yang dilakukan pada jam 23:00

Gen Records				
Number of Bus	Name of Bus	ID	Gen MW	Cost \$/Hr
4	Hera	1	17.3	4436.23
4	Hera	2	17.1	3668.88
4	Hera	3	3.1	1773.46
4	Hera	4	0	0
4	Hera	5	0	0
4	Hera	6	0	0
4	Hera	7	0	0
9	Betano	1	0	0
9	Betano	2	0	0
9	Betano	3	0	0
9	Betano	4	0	0
9	Betano	5	0	0
9	Betano	6	0	0
9	Betano	7	0	0
9	Betano	8	0	0
12	Wind Turbin	1	14.5	0
13	Microhydro	1	0.3	0

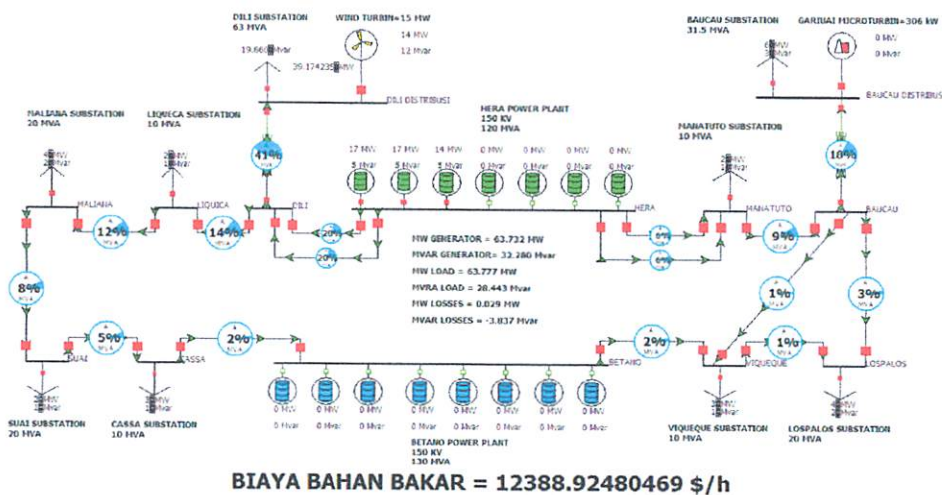


Grafik 4.5 perbandingan jumlah biaya bahan bakar yang dikonsumsi pada jam 22:00 sesudah pemasangan distribusi generator

Dari grafik 4.5 pada saat pemasangan wind turbin dan microhydro ke sistem distribusi dengan analisa economic dispatch daya yang dibangkitkan oleh masing-masing pembangkit adalah pembangkit hera $G_1=17.3$ MW, $G_2=17.1$ MW, $G_3=3.1$ MW, Wind Turbin=14.5 MW dan Microhydro 0,306 MW, dengan pemasangannya distribusi generator yang diasumsikan dari energi terbarukan yang berfungsi untuk mengurangi biaya total pembangkitan PLTD Hera dan Betano dengan jumlah biaya bahan bakar sebesar 10,043.48437500 \$/Hr. Sedangkan rugi-rugi saluran transmisi untuk beban puncak daya reaktif sebesar 3,844 MVAR dan daya aktif 0,018 MW.

4.4.4. Analisa *Economic Dispatch* Setelah Pemasangan DG (*Distributed Generator*) Pada Waktu Beban Puncak

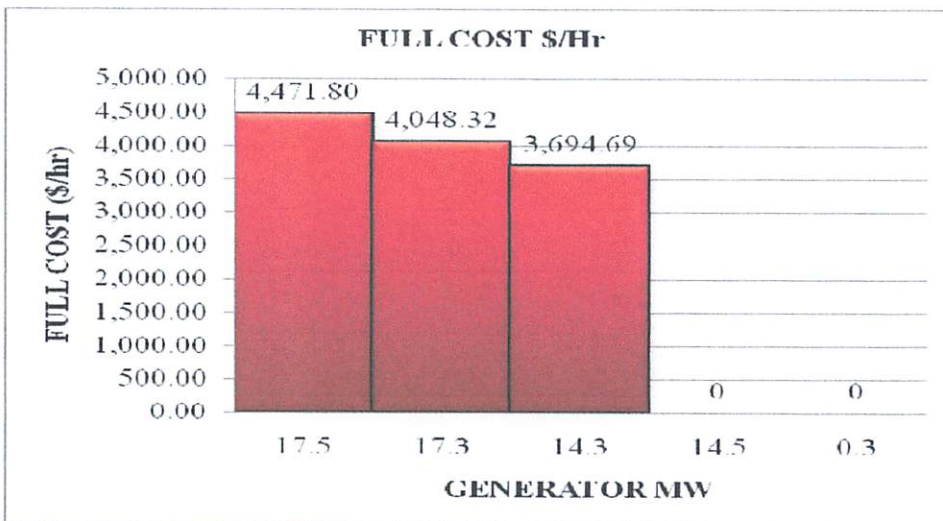
Analisa biaya bahan bakar dilakukan saat beban puncak pada jam 22:00 tanggal 30 Desember 2014 dengan integrasi Wind turbin dan Microhydro ke sistem distribusi 20 kV untuk mengurangi biaya total pembangkitan.



Gambar 4.4 Analisa *Economic Dispatch* setelah pemasangan Wind Turbin dan Microhydro dengan beban sebesar 63,777 MW yang dilakukan pada waktu beban puncak jam 22:00

Tabel 4.10 Analisa *Economic dispatch* beban puncak yang dilakukan pada jam 19:00 dan jam 22:00

Gen Records				
Number of Bus	Name of Bus	ID	Gen MW	Cost \$/Hr
4	Hera	1	17.5	4471.8
4	Hera	2	17.3	4048.32
4	Hera	3	14.3	3694.69
4	Hera	4	0	0
4	Hera	5	0	0
4	Hera	6	0	0
4	Hera	7	0	0
9	Betano	1	0	0
9	Betano	2	0	0
9	Betano	3	0	0
9	Betano	4	0	0
9	Betano	5	0	0
9	Betano	6	0	0
9	Betano	7	0	0
9	Betano	8	0	0
12	Wind Turbin	1	14.5	0
13	Microhydro	1	0.3	0



Grafik 4.6 perbandingan jumlah biaya bahan bakar yang dikonsumsi pada jam 23:00 sesudah pemasangan distribusi generator

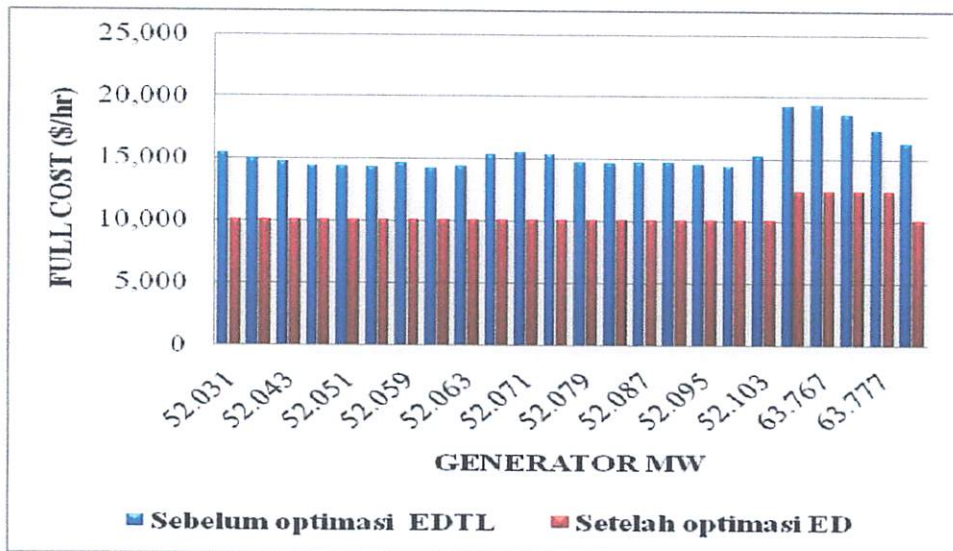
Dari grafik 4.6 pada saat pemasangan wind turbin dan microhydro ke sistem distribusi dengan analisa economic dispatch daya yang dibangkitkan oleh masing-masing pembangkit adalah pembangkit hera $G_1=17.5$ MW, $G_2=14.3$ MW, $G_3=17.3$ MW, Wind Turbin=14.5 MW dan Microhydro 0,306 MW, dengan pemasangannya distribusi generator yang diasumsikan dari energi terbarukan yang berfungsi untuk mengurangi biaya total pembangkitan PLTD Hera dan Betano dengan jumlah biaya bahan bakar sebesar 12,388.92480469 \$/Hr. Rugi-rugi saluran transmisi untuk beban puncak daya reaktif sebesar 3,837 MVAR dan daya aktif 0,029 MW.

Tabel 4.11 Analisa *Economic dispatch* beban puncak dan beban normal setelah pemasangan distribusi generator pa sistem distribusi

Beban	Bahan bakar	Harga	Sebelum optimasi EDTL	Setelah optimasi (ED)	Selisih
(MW)	Liter	\$/Liter	\$/h	\$/h	\$/h
52.031	10,294	1.5	15,441	10,040.37	5,400.63
52.035	9,994	1.5	14,991	10,040.37	4,950.63
52.043	9,804	1.5	14,706	10,040.37	4,665.63
52.047	9,619	1.5	14,428.50	10,040.37	4,388.13
52.051	9,576	1.5	14,364	10,040.37	4,323.63
52.055	9,505	1.5	14,257.50	10,040.37	4,217.13
52.059	9,752	1.5	14,628	10,040.37	4,587.63
52.059	9,438	1.5	14,157	10,040.37	4,116.63
52.063	9,567	1.5	14,350.50	10,040.37	4,310.13
52.067	10,170	1.5	15,255	10,040.37	5,214.63
52.071	10,360	1.5	15,540	10,040.37	5,499.63
52.075	10,261	1.5	15,391.50	10,040.37	5,351.13
52.079	98,38	1.5	14,757	10,040.37	4,716.63
52.083	9,743	1.5	14,614.50	10,040.37	4,574.13
52.087	9,833	1.5	14,749.50	10,040.37	4,709.13

52.091	9,833	1.5	14,749.50	10,040.37	4,709.13
52.095	9,704	1.5	14,556	10,040.37	4,515.63
52.099	9,605	1.5	14,407.50	10,040.37	4,367.13
52.103	10,146	1.5	15,219	10,040.37	5,178.63
63.762	12,870	1.5	19,305	12,388.92	6,916.08
63.767	12,903	1.5	19,354.50	12,388.92	6,965.58
63.772	12,413	1.5	18,619.50	12,388.92	6,230.58
63.777	11,539	1.5	17,308.50	12,388.92	4,919.58
52.123	10,802	1.5	16,203	10,040.37	6,162.63
1,296.49	247,569		371,353.50	250,363.06	120,990.44

Dari gambar 4.3 dan 4.4 dapat dijelaskan bahwa dengan analisa *economic dispatch* sesudah pemasangan distribusi generator rugi saluran transmisi untuk beban normal daya reaktif sebesar 3,827 MVAR dan daya aktif 0,029 MW dan untuk beban puncak daya reaktif sebesar 3,815 MVAR dan daya aktif sebesar 0,028 MW. Sedangkan jumlah bahan bakar yang dikonsumsi selama tanggal 30 desember 2014 sebelum optimasi jumlah biaya bahan bakar sebesar 371,353.5 \$/Hr dan sesudah optimasi *economic dispatch* dengan pemasangan distribusi generator jumlah biaya bahan bakar sebesar 250,363.06\$/h dengan selisih jumlah biaya bahan bakar sebesar 120,990.44\$/Hr.

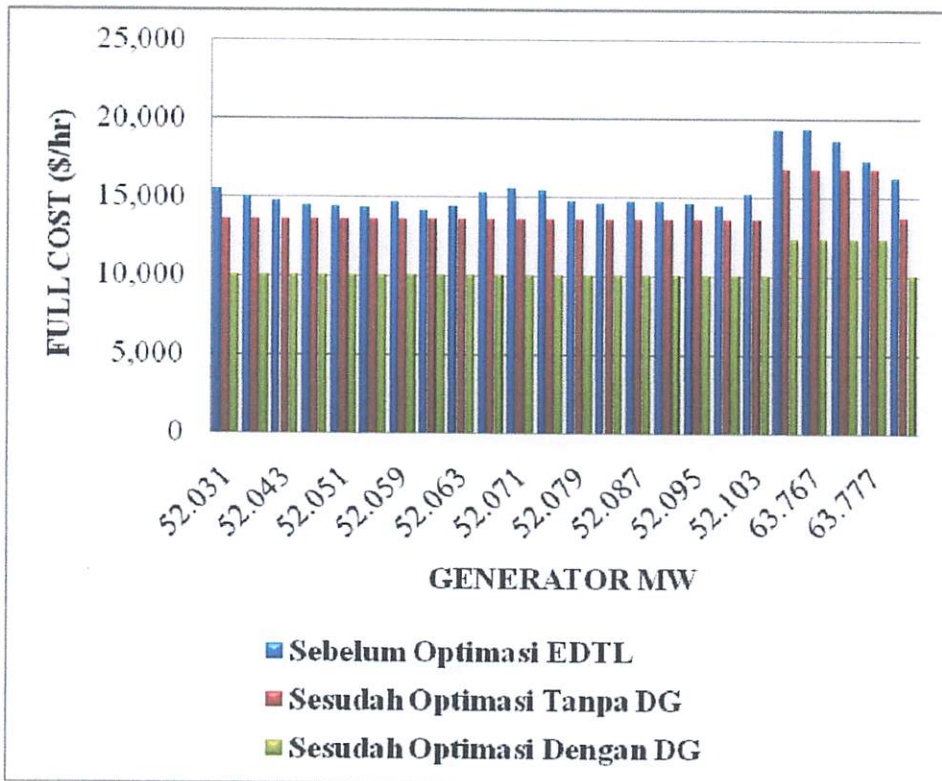


Grafik 4.7 Perbandingan biaya bahan bakar sebelum dan sesudah pemasangan optimasi terhadap beban (MW) dengan pemasangan Distribusi Generator

Tabel 4.12 hasil analisa jumlah biaya bahan bakar sebelum dan sesudah optimasi

Generator MW	EDTL (\$/hr)	Tanpa DG(\$/hr)	Dengan DG(\$/hr)
52.031	15,441	13,620.16	10,040.37
52.035	14,991	13,620.16	10,040.37
52.043	14,706	13,620.16	10,040.37
52.047	14,428.50	13,620.16	10,040.37
52.051	14,364	13,620.16	10,040.37
52.055	14,257.50	13,620.16	10,040.37
52.059	14,628	13,620.16	10,040.37
52.059	14,157	13,620.16	10,040.37
52.063	14,350.50	13,620.16	10,040.37
52.067	15,255	13,620.16	10,040.37
52.071	15,540	13,620.16	10,040.37
52.075	15,391.50	13,620.16	10,040.37
52.079	14,757	13,620.16	10,040.37

52.083	14,614.50	13,620.16	10,040.37
52.087	14,749.50	13,620.16	10,040.37
52.091	14,749.50	13,620.16	10,040.37
52.095	14,556	13,620.16	10,040.37
52.099	14,407.50	13,620.16	10,040.37
52.103	15,219	13,620.16	10,040.37
63.762	19,305	16,726.83	12,388.92
63.767	19,354.50	16,726.83	12,388.92
63.772	18,619.50	16,726.83	12,388.92
63.777	17,308.50	16,726.83	12,388.92
52.123	16,203	13,638.66	10,040.37

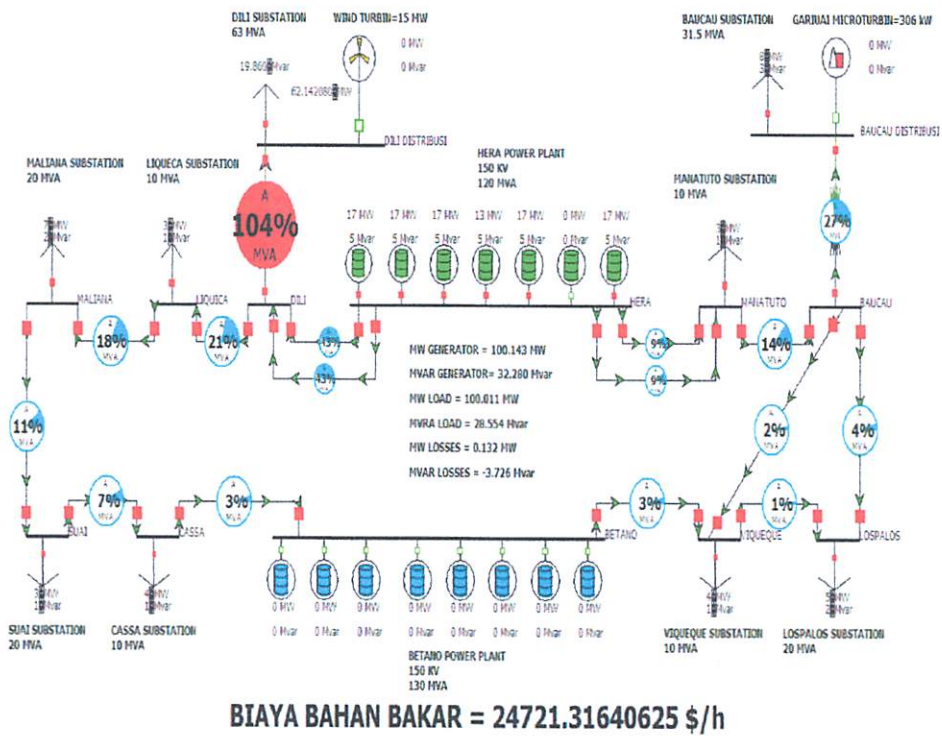


Grafik 4.8 perbandingan analisa biaya bahan bakar dari EDTL, tanpa distribusi generator dan dengan distribusi generator

4.5. Analisa *Economic Dispatch* Sebelum Dan Sesudah Pemasangan DG (*Distributed Generator*) Dengan Pertumbuhan Beban Sebesar 7.5% Per Tahun

4.5.1. Analisa *Economic Dispatch* Sebelum Pemasangan DG (*Distributed Generator*) Dengan Pertumbuhan Beban Sebesar 7.5% Per Tahun

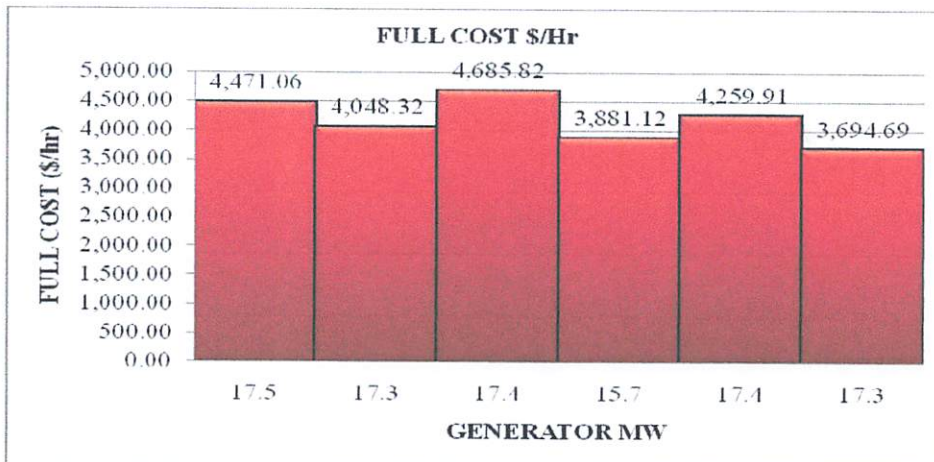
Analisa bahan bakar dengan peningkatan beban tiap tahun sebesar 7.5% yang dilakukan pada tahun 2023 waktu beban normal sebesar 100.011 MW tanpa integrasi distribusi generator ke sistem disitribusi 20 kV.



Gambar 4.5 Analisa *economic dispatch* sebelum pemasangan distribusi generator yang dilakukan untuk menghitung jumlah biaya bahan bakar pada tahun 2023 dengan peningkatan beban sebesar 7.5% tiap tahun

Tabel 4.13 Hasil analisa *economic dispatch* sebelum pemasangan distribusi generator dengan peningkatan beban sebesar 7.5% per tahun yang dilakukan pada tahun 2023

Gen Records				
Number of Bus	Name of Bus	ID	Gen MW	Cost \$/Hr
4	Hera	1	17.5	4471.06
4	Hera	2	17.3	4048.32
4	Hera	3	17.4	4685.82
4	Hera	4	15.7	3881.12
4	Hera	5	17.4	4259.91
4	Hera	6	0	0
4	Hera	7	17.3	3694.69
9	Betano	1	0	0
9	Betano	2	0	0
9	Betano	3	0	0
9	Betano	4	0	0
9	Betano	5	0	0
9	Betano	6	0	0
9	Betano	7	0	0
9	Betano	8	0	0
12	Wind Turbin	1	0	0
13	Microhydro	1	0	0

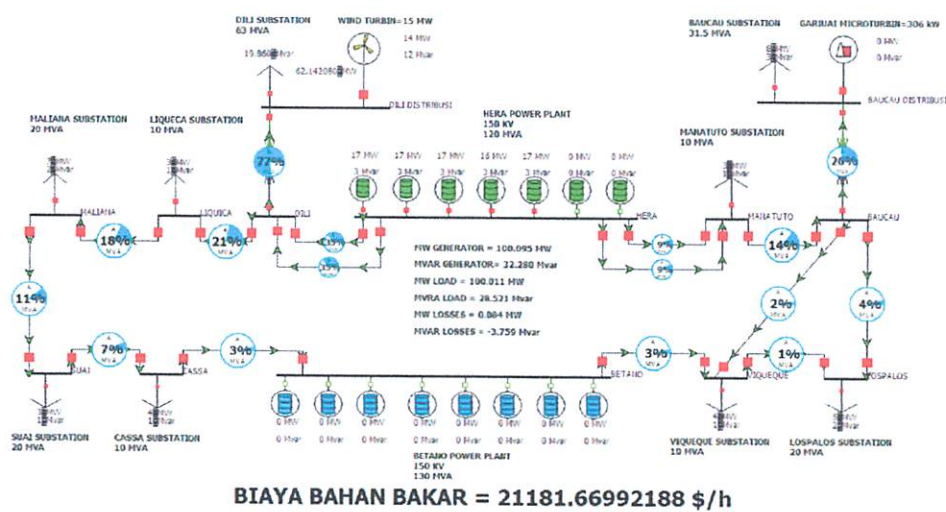


Grafik 4.9 Perbandingan biaya bahan bakar sebelum pemasangan distribusi generator tahun 2023

Dari grafik 4.9 dapat menjelaskan bahwa *analisa economic dispatch* sebelum pemasangan distribusi generator yang dilakukan untuk menghitung jumlah biaya bahan bakar pada tahun 2023 dengan peningkatan beban sebesar 7.5% tiap tahun. Pada gambar 4.6 setelah pemasangan distribusi generator gardu induk Dili mengalami kondisi beban lebih sebesar 104%, dengan rugi-rugi daya pada saluran transmisi untuk daya nyata sebesar 0.123 MW dan daya reaktif sebesar 3.726 MVAR. Sedangkan beban terpasang 100.011 MW dengan konsumsi bahan bakar sebesar 24,721.31640625 \$/Hr.

4.5.2. Analisa *Economic Dispatch* Setelah Pemasangan DG (Distributed Generator) Dengan Pertumbuhan Beban Sebesar 7.5% Per Tahun

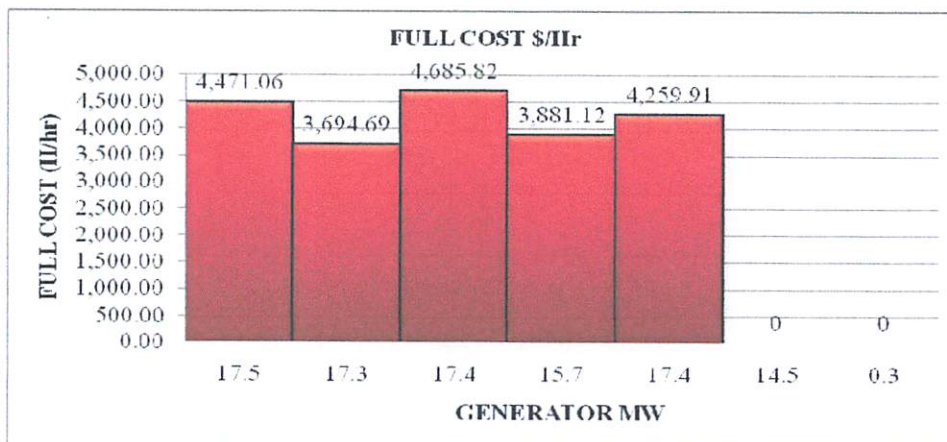
Analisa bahan bakar dengan peningkatan beban tiap tahun sebesar 7.5% yang dilakukan pada tahun 2023 waktu beban normal sebesar 100.011 MW dengan integrasi distribusi generator ke sistem disitribusi 20 kV.



Gambar 4.6 Analisa *economic dispatch* setelah pemasangan distribusi generator

Tabel 4.14 Hasil analisa *economic dispatch* sesudah pemasangan distribusi generator dengan peningkatan beban sebesar 7.5% per tahun yang dilakukan pada tahun 2023

Gen Records				
Number of Bus	Name of Bus	ID	Gen MW	Cost \$/Hr
4	Hera	1	17.5	4471.06
4	Hera	2	17.3	3694.69
4	Hera	3	17.4	4685.82
4	Hera	4	15.7	3881.12
4	Hera	5	17.4	4259.91
4	Hera	6	0	0
4	Hera	7	0	0
9	Betano	1	0	0
9	Betano	2	0	0
9	Betano	3	0	0
9	Betano	4	0	0
9	Betano	5	0	0
9	Betano	6	0	0
9	Betano	7	0	0
9	Betano	8	0	0
12	Wind Turbin	1	14.5	0
13	Microhydro	1	0.3	0



Grafik 4.10 Perbandingan biaya bahan bakar sesudah pemasangan distribusi generator tahun 2023

Dari grafik 4.10 dapat menjelaskan bahwa Analisa *economic dispatch* sesudah pemasangan distribusi generator yang dilakukan untuk menghitung jumlah biaya bahan bakar pada tahun 2023 dengan peningkatan beban sebesar 7.5% tiap tahun. Pada gambar 4.7 setelah pemasangan distribusi generator gardu induk Dili beroperasi sebesar 77%, dengan rugi-rugi daya pada saluran transmisi untuk daya nyata sebesar 0.084 MW dan daya reaktif sebesar 3.759 MVAR. Sedangkan beban terpasang 100.011 MW dengan konsumsi bahan bakar sebesar 24,721.31640625 \$/Hr dan setelah pemasangan sebesar 21,181.66992188\$/Hr.

BAB V

PENUTUP

5.1. Kesimpulan

Dari hasil analisa *Economic Dispatch* sebelum dan sesudah pemasangan DG (*Distributed Generator*) mempunyai beberapa kesimpulan sebagai berikut

1. Dari hasil perbandingan biaya bahan bakar sesudah optimasi waktu beban normal pada jam 23:00 dengan 4 generator dari pembangkit Hera yang beroperasi dengan beban terpasang 52,123 MW dan sebelum optimasi jumlah biaya bahan bakar yang dikonsumsi sebesar 16,203 \$/Hr. sedangkan sesudah optimasi *economic dispatch* jumlah biaya bahan bakar sebesar 13,638.66\$/Hr dengan selisih jumlah biaya bahan bakar sebelum dan sesudah optimasi sebesar 2,564.34\$/Hr.
2. Dari hasil perbandingan biaya bahan bakar sesudah optimasi waktu beban puncak pada jam 22:00 dengan 5 generator dari pembangkit Hera yang beroperasi dengan beban terpasang 63,777 MW dan sebelum optimasi jumlah bahan bakar yang dikonsumsi sebesar 17,308.50\$/Hr dan sesudah optimasi *economic dispatch* jumlah bahan bakar yang dikonsumsi sebesar 16,726.83 \$/Hr dengan selisih jumlah biaya bahan bakar sebelum dan sesudah optimasi sebesar 581.67\$/Hr.
3. Dari hasil sesudah pemasangan distribusi generator yang berfungsi untuk mereduksi biaya total pembangkitan maka pembangkit yang terintegrasi ke sistem distribusi hanya 3 pembangkit Hera yang beroperasi dan beban yang dilayani pada waktu beban normal sebesar 52.123 MW dengan konsumsi bahan

bakar sebesar 10,040.37\$/Hr dan waktu beban puncak sebesar 63,777 MW dengan sebesar 12,388.92 \$/Hr.

4. Dari hasil perhitungan *economic dispatch* sebelum dan sesudah pemasangan distribusi generator untuk mempertimbangkan kondisi sistem yang akan mengalami beban lebih dengan peningkatan beban tiap tahun sebesar 7.5% dengan beban terpasang sebesar 104%, dari hasil analisa sebelum pemasangan distribusi generator pada tahun 2023 gardu induk Dili mengalami beban lebih hingga 104% dan jumlah bahan bakar yang dikonsumsi sebesar 24,721.316406\$/Hr dan setelah pemasangan gardu induk Dili mengalami penurunan 77% dan jumlah bahan bakar yang dikonsumsi sebesar 21,181.66992188\$/Hr.

5.2. Saran

Adapun cara yang perlu dipertimbangkan setelah penelitian ini yaitu pembangkit selalu beroperasi *fuel load* sehingga biaya bahan bakar dapat diminimalisasi dan tidak banyak pembangkit yang beroperasi. Untuk mengatasi waktu beban puncak diperlukan satu unit pembangkit yang berfungsi sebagai *swing*, sehingga pada waktu beban puncak tidak terjadi gangguan.

DAFTAR PUSTAKA

- [1]. Ir Djiteng Marsudi “ *Pembangkit Energi Listrik* “Erlanga.
- [2]. Ir Abdul Kadir dan Prof. Dr. Ir. Hamzah Berahim, M.T. “ *Pembangkit Energi Listrik* “ Graha Ilmu, edisi revisi.
- [3]. D. Stevemson, William Jr.“*Analisis sistem tenaga listrik*“Edisi keempat,Erlangga. Jakarta. 1990.
- [4]. Bruce F. Wollenberg dan Allen J. Wood “ *Power Generation, operator, and control* “ second edition, A Wiley-interscience publication. unitedstate of America. 1996.
- [5]. El-Hawari, Mohamed E. Electric Power systems; design and analysis.Reston Publishing Company,Inc. A prentice Hall Company. Reston, Virginia. 1982.
- [6]. A. Moreno-Munoz and J.J.G de-la-rosa “ *Improvement of Power Quality Using Distributed Generation,*” *Electical Power and Energy Systems* 32, (2010, Juni) 1069-1076.
- [7]. Anne-Marie Borbely and Jan F. Kreider “ *Distributed Generator*”*The PowerPradigm for the New Milenium.*

LAMPIRAN



**BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI**

Nama : CLAUDIO DA SILVA FREITAS
Nim : 11.12.015
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
Masa Bimbingan : Semester Genap 2014 – 2015
Judul : ANALISA ECONOMIC DISPATCH UNTUK
MEREDUKSI BIAYA TOTAL PEMBANGKITAN DAN
INTEGRASI PEMBANGKIT DISTRIBUSI GENERATOR
KE SISTEM MENGGUNAKAN POWER WORLD
SIMULATOR

Dipertahankan dihadapan Majelis Penguji Skripsi Jenjang Strata Satu (S – 1) pada :

Hari : Selasa
Tanggal : 18 Agustus 2015
Dengan Nilai : 82.16 (A)

Panitia Ujian Skripsi

Ketua Majelis Penguji

M. Ibrahim Ashari, ST, MT
NIP. P.1030100358

Sekretaris Majelis Penguji

Dr. Eng. I Komang Somawirata, ST, MT
NIP. P.1030100361

Anggota Penguji

Dosen Penguji I

Lauhil Mahfudz Hayusman, ST, MT
NIP. P. 1031400472

Dosen Penguji II

Ir. Ni Putu Agustini, MT
NIP. P. 1030100371



FORMULIR PERBAIKAN SKRIPSI

Dari hasil ujian skripsi Jurusan Teknik Elektro jenjang strata satu (S-1) jurusan T. Elektro Konsentrasi Energi Listrik, maka perlu adanya perbaikan skripsi untuk mahasiswa :

Nama : CLAUDIO DA SILVA FREITAS
NIM : 11.12.015
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
Judul Skripsi : **ANALISA *ECONOMIC DISPATCH* UNTUK MEREDUKSI BIAYA TOTAL PEMBANGKITAN DAN INTEGRASI PEMBANGKIT DISTRIBUSI GENERATOR KE SISTEM MENGGUNAKAN *POWER WORLD SIMULATOR***

No	Penguji	Tanggal	Uraian	Paraf
1	Penguji I	18/08/2015	<ol style="list-style-type: none">1. Abstrak, kata pengantar dan daftar isi diperbaiki2. Istilah asing digunakan <i>fron Italic</i>3. So far so good4. Uraikan terlebih dahulu cara menganalisa ED kaitkan dengan perhitungan pemasangan DG (Wind Turbin dan PLTMH)	
2	Penguji II	18/08/2015	<ol style="list-style-type: none">1. Kata Pengantar2. Kesimpulan diperjelas mengenai pemasangan DG	

Disetujui :

Dosen Penguji I

Lauhil Mahfudz Hayusman,ST,MT

NIP. P. 1031400472

Dosen Penguji II

Ir. Ni Putu Agustini,MT

NIP. P. 1030100371

Mengetahui :

Dosen Pembimbing I

Prof. Dr. Eng. Ir. Abraham Lomi,MSEE

NIP. P. 101850010

Dosen Pembimbing II

Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT

NIP. P. 1018800189



PERKUMPULAN PENGELOLA PENDIDIKAN UMUM DAN TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG

FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
FAKULTAS TEKNIK SIPIL DAN PERENCANAAN
PROGRAM PASCASARJANA MAGISTER TEKNIK

PT. SNI (PERSERO) MALANG
BANK NIAGA MALANG

Kampus I : Jl. Bendungan Sigura-gura No. 2 Telp. (0341) 551431 (Hunting), Fax. (0341) 553015 Malang 65145
Kampus II : Jl. Raya Karanglo, Km 2 Telp. (0341) 417635 Fax. (0341) 417634 Malang

FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Nama Mahasiswa : Claudio Da Silva Freitas
NIM : 11.12.015
Nama Pembimbing : Prof. Dr. Eng. Ir. Abraham Lomi, MSEE
Judul Skripsi : Analisa *Economic Dispatch* Untuk Mereduksi Biaya Total Pembangkitan Dan Integrasi Pembangkit Distribusi Generator Ke Sistem Menggunakan *Power World Simulator*

No	Tanggal	Uraian	Paraf Bimbingan
1	03/06/15	Pembahasan program	
2	08/06/15	Perhitungan biaya bahan bakar harus dihitung dalam satu tahun, 1 bulan, dan jam tanpa wind turbin	
3	04/07/15	Konsultasi Bab III dan IV	
4	05/07/15	Perbaiki Grafik	
5			
6			
7			
8			
9			
10			

Malang,

Pembimbing I

Prof. Dr. Eng. Abraham Lomi, MSEE
NIP. P. 1018500108



PT. BNI (PERSERO) MALANG
BANK NIASA MALANG

PERKUMPULAN PENGELOLA PENDIDIKAN UMUM DAN TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG

FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
FAKULTAS TEKNIK SIPIL DAN PERENCANAAN
PROGRAM PASCASARJANA MAGISTER TEKNIK

Kampus I : Jl. Bendungan Sigura-gura No. 2 Telp. (0341) 551431 (Hunting), Fax. (0341) 553015 Malang 65145
Kampus II : Jl. Raya Karanglo, Km 2 Telp. (0341) 417636 Fax. (0341) 417634 Malang

FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Nama Mahasiswa : Claudio Da Silva Freitas
NIM : 11.12. 015
Nama Pembimbing : Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT
Judul Skripsi : Analisis *Economic Dispatch* Untuk Mereduksi Biaya Total Pembangkitan Dan Integrasi Pembangkit Distribusi Generator Ke Sistem Menggunakan *Power World Simulator*

No	Tanggal	Uraian	Paraf Bimbingan
1	06/07/15	Perbaiki grafik, tabel dan tulisan angka harga bahan bakar	
2	06/08/15	Perbaiki grafik, tabel, gambar dan tulisan	
3	08/08/15	Perbaiki grafik, tabel, gambar dan tulisan	
4	10/08/15	Perbaiki grafi, tabel, gambar dan tulisan	
5			
6			
7			
8			
9			
10			

Malang,
Pembimbing II

Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT
NIP. P. 1018800189



PERKUMPULAN PENGELOLA PENDIDIKAN UMUM DAN TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG

FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
FAKULTAS TEKNIK SIPIL DAN PERENCANAAN
PROGRAM PASCASARJANA MAGISTER TEKNIK

3NI (PERSERO) MALANG
BANK NIAGA MALANG

Kampus I : Jl. Bendungan Sigura-gura No. 2 Telp. (0341) 551431 (Hunting), Fax. (0341) 553015 Malang 65145
Kampus II : Jl. Raya Karanglo, Km 2 Telp. (0341) 417636 Fax. (0341) 417634 Malang

Nomor : ITN-139/EL-FTI/2015 23 April 2015
Lampiran : -
Perihal : Survey Pengambilan Data Skripsi

Kepada : Yth.Bp. **Direktur Januario Pereira ST.,MT.**
PT. EDTL (Electridade De Timor Leste)
di - Dili

Dengan hormat,

Bersama ini kami mohon kebijaksanaan Bapak/Ibu agar mahasiswa kami dari Program Studi Teknik Elektro S-1, Konsentrasi Energi Listrik, Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Nasional Malang dapat diijinkan untuk melakukan survey dalam rangka pengambilan data skripsi, mulai tanggal 4 Mei 2015 sampai dengan 16 Mei 2015.

Mahasiswa tersebut adalah:

No	Nama	NIM
1.	Claudio Da Silva Freitas	1112015
2.		
3.		
4.		

Demikian atas perhatian dan kebijaksanaannya kami ucapkan terima kasih.



Ketua
Program Studi Teknik Elektro S-1

M. Ibrahim Ashari, ST, MT
NIP.P. 1030100358



PERMOHONAN PERSETUJUAN SKRIPSI

Yang Bertanda Tangan Dibawah Ini:

Nama : Claudio Da Silva Freitas
 NIM : 1112015
 Semester : VIII
 Fakultas : Teknologi Industri
 Jurusan : Teknik Elektro S-I
 Konsentrasi : **TEKNIK ENERGI LISTRIK**
TEKNIK ELEKTRONIKA
TEKNIK KOMPUTER DAN INFORMATIKA
TEKNIK KOMPUTER
TEKNIK TELEKOMUNIKASI

Alamat : Jl. Raya Karanglo Km 2 Malang

Dengan ini kami mengajukan permohonan untuk mendapatkan persetujuan untuk membuat SKRIPSI Tingkat Sarjana. Untuk melengkapi permohonan tersenut, bersama ini kami lampirkan persyaratan-persyaratan yang harus dipenuhi.

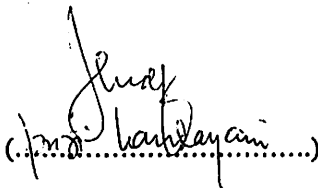
Adapun persyaratan- persyaratan pengambilan SKRIPSI adalah sebagai berikut:

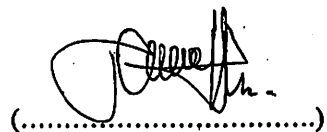
1. Telah melaksanakan semua praktikum sesuai dengan konsentrasinya (.....)
2. Telah lulus dan menyerahkan laporan Praktek Kerja (.....)
3. Telah lulus seluruh mata kuliah keahlian (MKB) sesuai konsentrasinya (.....)
4. Telah menempuh matakuliah > 134 sks dengan IPK > 2 dan tidak ada nilai E (.....)
5. Telah mengikuti secara aktif kegiatan seminar Skripsi yang diadakan Jurusan (.....)
6. Memenuhi persyaratan administrasi (.....)

Demikian permohonan ini untuk mendapatkan penyelesaian lebih lanjut dan atas perhatiannya kami ucapkan terima kasih.

Telah diteliti kebenarannya data tersebut diatas
 Recording Teknik Elektro S-I

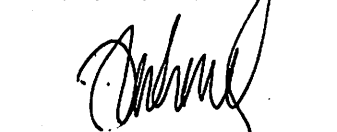
Malang, 23 Februari 2015
 Pemohon

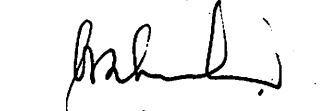

 (.....)


 (.....)

Disetujui
 Ketua Prodi Teknik Elektro S-I

Mengetahui
 Dosen Wali


M. Ibrahim Ashari, ST, MT
 NIP. P. 1030100358


A. Lomi
 (.....)

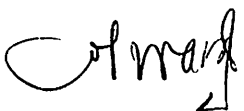
Catatan:

Bagi mahasiswa yang telah memenuhi persyaratan mengambil SKRIPSI agar membuat proposal dan mendapat persetujuan dari Ketua Prodi T. elektro S-I.

1. IPK 2,8 / 3,0
2. 138
3. SKRIPSI 4 rpp. sah program

BERITA ACARA RAPAT PERSETUJUAN JUDUL/PROPOSAL SKRIPSI
PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO S-1
Konsentrasi : Teknik Energi Listrik

Tanggal :

1.	NIM	1112015
2.	Nama	Claudio Ds Silva Frech
3.	Judul yang diajukan	Diperbaiki → kruselbesih
4.	Disetujui/Ditolak	✓
5.	Catatan:	
6.	Pembimbing yang diusulkan:	1. Prof Abrikan Lomi MSEE ✓ 2. Ir Yusuf Usman N, MT ✓
Menyetujui		
1. Koordinator Dosen Kelompok Keahlian		
		
2. Dosen Kelompok Keahlian (Terlampir)		

* : Coret yang tidak perlu



REPÚBLICA DEMOCRÁTICA DE TIMOR LESTE
MINISTÉRIO DAS OBRAS PUBLIC
SECRETÁRIO DE ESTADO DA ELECTRICIDADE
DIRAÇÃO NACIONAL TRANSMIÇÃO ENERGIA ELECTRICA
DEPARTEMENTO DISPATCHING CENTRE
 Rua. Estrada de Camea-Becora, Dili –Timor leste.

KAPACIDADE TRANSFOREMER

Sub Station	Kapacidade Transformer
Dili Sub station	31.5 x 2 MVA
Manatuto Sub station	20 MVA
Liquica Sub Station	20 MVA
Baucau Sub Station	31.5 MVA
Lospalos Sub Station	10 MVA
Viqueque Sub Station	10 MVA
Maliana Sub Station	10 MVA
Cassa Sub Station	10 MVA
Suai Sub Station	20 MVA

Conductor Type		Conductor ACSR – LGJ-240/30							
		Section							
Single Circuit	Manatuto	Baucau	Lospalos	Viqueque	Betano	Liquica	Maliana	Suai	Cassa
Double Circuit	Hera –Dili	Hera – Manatuto							

07
05 2015 *Zuff*



INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1
Jl. Raya Karanglo, Km. 2 MALANG

Formulir Perbaikan Ujian Skripsi

Dalam Pelaksanaan Ujian Skripsi Jenjang Strata 1 Jurusan Teknik Elektro Konsentrasi T.Energi Listrik,/
Elektronika, /T. Komputer, / T.Telekomunikasi, Maka Perlu Adanya Perbaikan Skripsi Untuk Mahasiswa:

Nama : Claudio Da Silva F

NIM : 11.12.015

Perbaikan Meliputi :

Abstract, kata pengantar dan Daftar Isi diperbaiki
digunakan.

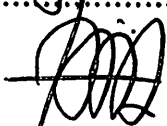
Ishtah asing ~~font~~ font italic

So far so good.

Urutan terlebih dahulu cara menganalisis EP. beakta.

dengan perkembangan pencisungan D6 C Wind Turbin dan PLTMH

Malang, 18 Agustus2015


Lauhil Mahfudz Hayusman



INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL
 FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
 JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1
 Jl. Raya Karanglo, Km. 2 MALANG

Formulir Perbaikan Ujian Skripsi

alam Pelaksanaan Ujian Skripsi Jenjang Strata 1 Jurusan Teknik Elektro Konsentrasi T.Energi Listrik,
 Elektronika, /T. Komputer, / T.Telekomunikasi, Maka Perlu Adanya Perbaikan Skripsi Untuk Mahasiswa:

Nama : CLAUDIO DA SILVA . F .
 M : 11.12.08
 Perbaikan Meliputi :

- kata pengantar
- penyertaan internet
- kesimpulan diperjelas mengenai pemrosesan DC.

Malang, 10 Agustus2008

(Signature)
 (.....)

BIOGRAFI PENULIS



Penulis dilahirkan di Lia-Oli, Bahamori, Venilale, Baucau, Timor Leste pada tanggal 07 Mei 1990 dari ayah Januario Da Silva Freitas dan Ibu Maria Joaquina Da Silva. Penulis merupakan putra kedua dari 9 bersaudara. Penulis memulai pendidikan pada tahun 1996 di SDK Lia-Oli dan lulus tahun 2004. Pertengahan tahun 2004 penulis menempuh pendidikan di SMPK São Cristovão Venilale sampai tahun 2007. Kemudian melanjutkan pendidikan di STM Dom Bosco Fatumaca jurusan listrik pemakai mulai pertengahan tahun 2007 lulus tahun 2010. Pada tahun 2010 sampai 2011 penulis bekerja dan pada tahun yang sama penulis melanjutkan studi di perguruan tinggi Institut Teknologi Nasional Malang. Penulis memilih Program Studi Teknik Elektro S-1, Konsentrasi Teknik Energi Listrik, Fakultas Teknik Industri dan diwisuda pada tanggal 28 November 2014, dengan judul skripsi “ANALISIS *ECONOMIC DISPATCH* UNTUK MEREDUKSI BIAYA TOTAL PEMBANGKITAN DAN INTEGRASI PEMBANGKIT DISTRIBUSI GENERATOR KE SISTEM MENGGUNAKAN *POWER WORLD SIMULATOR*”.