

Skripsi

**ANALISIS BIAYA MINIMUM PEMBANGKIT PADA
UNIT PEMBANGKIT 1 WILAYAH VII TELLO DI
MAKASSAR**



Disusun oleh:

Suardi

105 8200473 10

Syamsuddin

105 8200474 10

**Program Studi Teknik Elektro
Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik
Universitas Muhammadiyah Makassar**

2015



UNIVERSITAS MUHAMMADIYAH MAKASSAR
FAKULTAS TEKNIK

Jl. Sultan Alauddin No. 259 Telp. (0411) 866 972 Fax (0411) 865 588 Makassar 90221

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas Akhir ini diajukan untuk memenuhi syarat ujian guna memperoleh gelar Sarjana Teknik (ST) Program Studi Teknik Elektro Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Muhammadiyah Makassar.

Judul Skripsi : **Analisis Biaya Minimum Pembangkit Listrik Pada Unit Pembangkit 1 Wilayah VII Tello di Makassar**

Nama : Syamsuddin
Suardi

Stambuk : 105 82 00474 10
105 82 00473 10

Makassar, 12 Maret 2015

Telah Diperiksa dan Disetujui
Oleh Dosen Pembimbing;

Pembimbing I

Pembimbing II

Dr. Ir. Zahir Zainuddin, M.Sc.

Rizal A Duyo, ST., MT.

Mengetahui,
Ketua Jurusan Elektro



Umar Kati, ST., MT.

NBM. 990 410



UNIVERSITAS MUHAMMADIYAH MAKASSAR
FAKULTAS TEKNIK

Jl. Sultan Alauddin No. 259 Telp. (0411) 866 972 Fax (0411) 865 588 Makassar 90221

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

PENGESAHAN

Skripsi atas nama Syamsuddin dengan nomor induk Mahasiswa 105 82 00474 10 dan Suardi dengan nomor induk Mahasiswa 105 82 00473 10, dinyatakan diterima dan disahkan oleh Panitia Ujian Tugas Akhir/Skripsi sesuai dengan Surat Keputusan Dekan Fakultas Teknik Universitas Muhammadiyah Makassar Nomor : 332/05/A.5-II/II/36/2015, sebagai salah satu syarat guna memperoleh gelar Sarjana Teknik pada Program Studi Teknik Elektro Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Muhammadiyah Makassar pada hari Sabtu 28 Februari 2015

Makassar, 02 Jumadil Akhir 1436 H
 12 Maret 2015 M

Panelitia Ujian :

Pengawas Umum

a. Rektor Universitas Muhammadiyah Makassar

Dr. H. Irwan Akib, M.Pd.

b. Dekan Fakultas Teknik Universitas Hasanuddin

Dr. -Ing. Ir. Wahyu H. Piarah, MSME.

Penguji

a. Ketua : Dr. H. Zulfajri Basri Hasanuddin, M.Eng.

b. Sekretaris : Anugrah, ST., MT.

Anggota : 1. Dr. Ir. Indra Jaya Mansur, MT.

2. Umar Katu, ST., MT.

3. Adriani, ST., MT.

Mengetahui :

Pembimbing I

Pembimbing II

Dr. Ir. Zahir Zainuddin, M.Sc.

Rizal A Duyo, ST., MT.

Ketua Program Studi
 Teknik Elektro



Umar Katu, ST., MT.

NBM : 990 410

ABSTRAK

Syamsuddin dan Suardi. 2010. *Analisis Biaya Minimum Pembangkit Pada Unit Pembangkitan 1 Wilayah VII Tello Di Makassar*. Skripsi. Program Studi Listrik Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Muhammadiyah Makassar. Pembimbing I Dr. Ir. Zahir Zainuddin, M.Sc dan Pembimbing II Rizal A Duyo, ST.,MT.

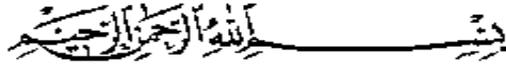
Sistem pembangkitan tenaga listrik merupakan salah satu bagian penting dari sistem tenaga listrik, dan perlu diperhatikan karena menyangkit biaya yang paling besar dari keseluruhan biaya dalam membangkitkan tenaga listrik. Oleh Karena itu, system optimasi ini diharapkan dapat menekan biaya tersebut.

Salah satu metode yang dapat digunakan dalam pengoptimasian adalah metode LaGrange, di mana kriteria utama yang harus dipenuhi dari metode ini adalah mengetahui bentuk karakteristik *input-output* dari unit-unit pembangkit yang akan dioptimalkan yaitu perbandingan antara banyaknya bahan bakar yang digunakan dengan besarnya daya yang dihasilkan.

Dari hasil studi optimasi, diperoleh pemakaian bahan bakar yang lebih sedikit bila dibandingkan dengan pemakaian bahan bakar berdasarkan penjadwalan yang dilakukan oleh PLN, yang juga berarti biaya yang dikeluarkan lebih murah dibanding yang dikeluarkan oleh PLN.

Kata Kunci : PLTU, Optimasi, Biaya Minimum, Metode LaGrange

KATA PENGANTAR



Syukur Alhamdulillah penulis panjatkan ke hadiran Allah SWT, karena Rahmat dan Hidayah-Nyalah sehingga penulis dapat menyusun skripsi ini, dan dapat kami selesaikan dengan baik.

Tugas akhir ini disusun sebagai salah satu persyaratan Akademik yang harus ditempuh dalam rangka menyelesaikan Program Studi pada Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Muhammadiyah Makassar. Adapun judul tugas akhir kami adalah: “ ANALISIS BIAYA MINIMUM PEMBANGKIT PADA UNIT PEMBANGKIT 1 WILAYAH VII TELLO DI MAKASSAR”.

Penulis menyadari sepenuhnya bahwa di dalam penulisan skripsi ini masih terdapat kekurangan-kekurangan, hal ini disebabkan penulis sebagai manusia biasa tidak lepas dari kesalahan dan kekurangan baik itu ditinjau dari segi teknik penulisan maupun dari perhitungan-perhitungan. Oleh karena itu penulis menerima dengan ikhlas dan senang hati segala koreksi serta perbaikan guna penyempurnaan tulisan ini agar kelak dapat bermanfaat.

Skripsi ini dapat terwujud berkat adanya bantuan, arahan, dan bimbingan dari berbagai pihak. Oleh karena itu dengan segala ketulusan dan kerendahan hati, kami mengucapkan terimah kasih dan penghargaan yang setinggi-tingginya kepada:

1. Bapak Hamzah Al Imran, ST, MT. sebagai Dekan Fakultas Teknik Universitas Muhammadiyah Makassar

2. Bapak Umar Katu, ST., MT, sebagai Ketua Jurusan Fakultas Teknik Universitas Muhammadiyah Makassar.
3. Bapak Dr. Ir. Zahir Zainuddin, M.Sc. selaku pembimbing I dan Bapak Rizal A Duyo, ST., MT. Selaku Pembimbing II, yang telah banyak meluangkan waktu dalam membimbing kami.
4. Bapak dan Ibu dosen serta staf pegawai pada Fakultas Teknik atas segala waktunya telah mendidik dan melayani penulisan selama mengikuti proses belajar mengajar di Universitas Muhammadiyah Makassar.
5. Ayahanda dan Ibunda tercinta, penulis mengucapkan terimah kasih yang sebesar-besarnya atas segala limpahan kasih sayang, doa dan pengorbanannya terutama dalam bentuk materi dalam menyelesaikan kuliah.
6. Saudara-saudaraku serta rekan-rekan mahasiswa Fakultas Teknik terkhusus Angkatan 2010 yang dengan keakraban dan persaudaraannya banyak membantu dalam menyelesaikan tugas akhir ini.
7. Saudara-saudara serta rekan-rekan Tapak Suci Cabang 43 Universitas Muhammadiyah Makassar terkhusus Mursid, K.Da, Sainuddin, K.Da, Aswan, K.Da, Zulkipli, MC4 serta teman-teman yang lain yang belum sempat disebut namanya terimah kasih banyak atas bantuan dan dukungannya serta persaudaraannya banyak membantu dalam menyelesaikan tugas akhir ini.

Semoga semua pihak tersebut di atas mendapatkan pahala yang berlimpat ganda di sisi Allah SWT dan skripsi yang sederhana ini dapat bermanfaat bagi

penulis, rekan-rekan, masyarakat serta bangsa dan negara. Amin.

Makassar, Februari 2015

Penulis



DAFTAR ISI

	Halaman
LEMBAR JUDUL	i
LEMBAR PENGESAHAN	ii
LEMBAR PERBAIKAN	iii
ABSTRAK	iv
KATA PENGANTAR	v
DAFTAR ISI.....	viii
DAFTAR TABEL	xi
DAFTAR GAMBAR	xii
DAFTAR LAMPIRAN	xiii
BAB I PENDAHULUAN	
A. Latar Belakang	1
B. Rumusan Masalah	2
C. Tujuan Penelitian	2
D. Manfaat Penelitian	3
E. Batasan Masalah.....	3
F. Metode Penulisan	4
G. Sistematika Penulisan	4
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	
A. Umum.....	5
B. BiayaProduksi	5
1. Biaya tetap.....	6

2. Biaya tidak tetap.....	7
C. Beban Unit-Unit Pembangkit.....	7
1. Pembangkit Listrik Tenaga Uap.....	7
2. Pembangkit Listrik Tenaga Gas	8
3. Pembangkit Listrik Tenaga Diesel	10
D. Karakteristik Ekonomis Pembangkit Termal.....	11
1. Kurva <i>input-output</i> pembangkit termal.....	11
2. Kurva IHR dan IFC.....	12
E. Distribusi Ekonomis Unit-Unit Pembangkit.....	15
F. Metode Pengulangan Lambda.....	21
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	
A. Waktu Dan Tempat	26
1. Waktu.....	26
2. Tempat.....	26
B. Metode Penelitian.....	26
C. Langkah-langkah Pelaksanaan Optimasi.....	27
BAB IV ANALISA HASIL DAN PEMBAHASAN	
A. Stasiun Pembangkit Wilayah Makassar.....	30
B. Spesifikasi Sistem Tenaga Listrik Unit Pembangkitan I Tello	31
C. Data-Data Yang Diperlukan Untuk Penjadwalan Ekonomis	35
1. Input-Output.....	35
2. Kapasitas Maksimum-Minimum Pembangkit.....	40
3. Karakteristik Unit-Unit Pembangkit	40

4. Beban Sistem Pembangkit PLTU Tello 41

D. Penjadwalan Ekonomis Pembangkit Termal Unit

Pembangkitan I Tello 45

1. Penjadwalan Ekonomis Beban 32,3 MW 45

2. Hasil Optimisasi Selama 24 Jam 52

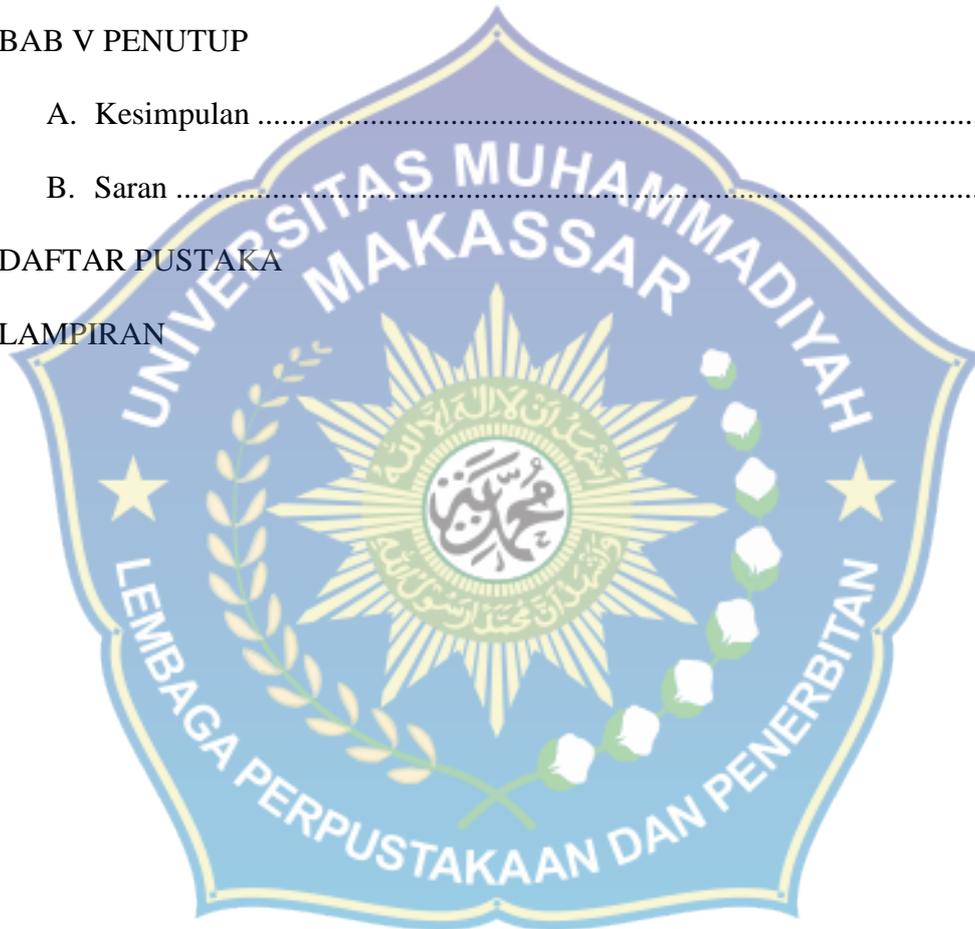
BAB V PENUTUP

A. Kesimpulan 54

B. Saran 54

DAFTAR PUSTAKA

LAMPIRAN



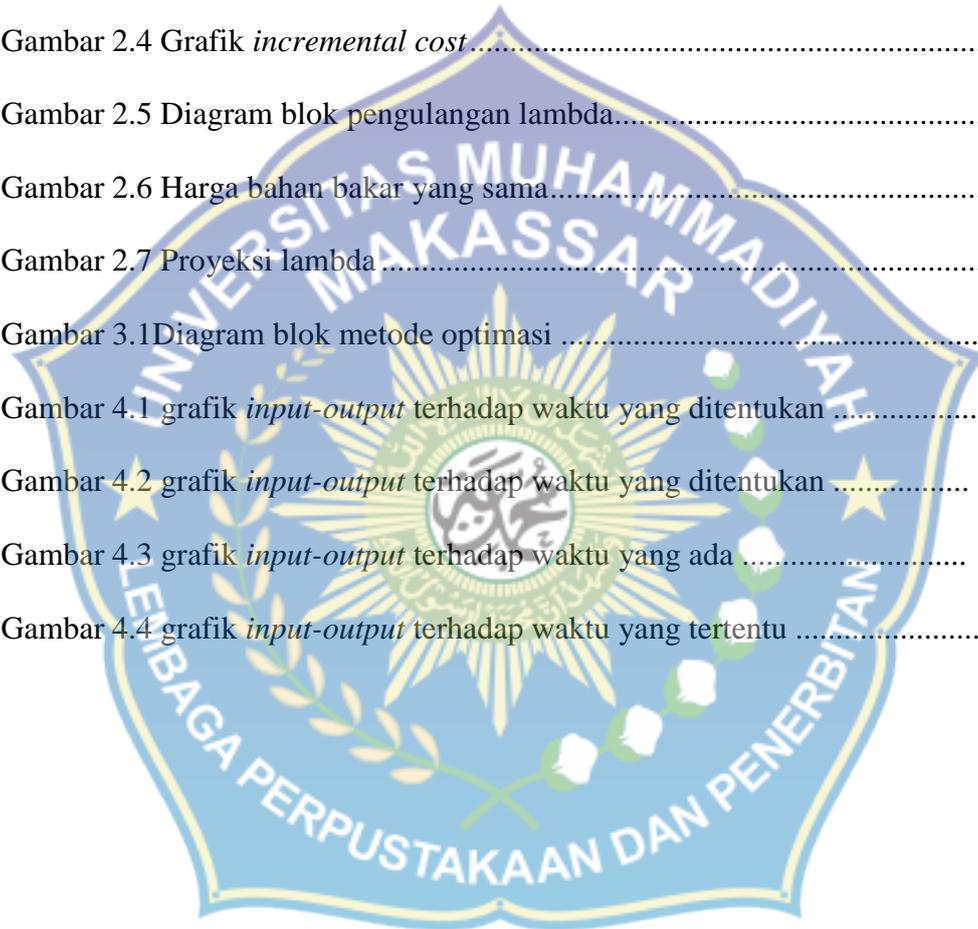
DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel 4.1 Data <i>input-output</i> PLTU-1 (RadeKoncar)	36
Tabel 4.2 Data <i>input-output</i> PLTU-2 (RadeKoncar)	37
Tabel 4.3 Data <i>input-output</i> PLTG-Alsthom 1	37
Tabel 4.4 Data <i>input-output</i> PLTD-Mitsubishil.....	38
Tabel 4.5 Data Beban Listrik Tanggal 07 Oktober 2014	42
Tabel 4.6. Penjadwalan Pembangkit Sistem Tello Makassar Per07 Oktober 2014	43
Tabel 4.7. Biaya Bahan Bakar Pengoperasian Sistem Tello Makassar sebelum Optimasi Per 07 Oktober 2014	44
Tabel 4.8. Data Daya Setelah Optimasi Per 07 Oktober 2014	49
Tabel 4.9 Data harga setelah Optimasi Per 07 Oktober 2014	51



DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 2.1 Karakteristik <i>input-output</i> pembangkit termal	11
Gambar 2.2 Karakteristik <i>fuel cost</i> pembangkit termal	15
Gambar 2.3 Representasi biaya pembangkitan	16
Gambar 2.4 Grafik <i>incremental cost</i>	21
Gambar 2.5 Diagram blok pengulangan lambda	22
Gambar 2.6 Harga bahan bakar yang sama	23
Gambar 2.7 Proyeksi lambda	24
Gambar 3.1 Diagram blok metode optimasi	28
Gambar 4.1 grafik <i>input-output</i> terhadap waktu yang ditentukan	36
Gambar 4.2 grafik <i>input-output</i> terhadap waktu yang ditentukan	37
Gambar 4.3 grafik <i>input-output</i> terhadap waktu yang ada	38
Gambar 4.4 grafik <i>input-output</i> terhadap waktu yang tertentu	39



DAFTAR LAMPIRAN

	Halaman
Data Pembangkit	57
Data <i>input-output</i> PLTU-1 (RadeKoncar)	62
Data <i>input-output</i> PLTU-2 (RadeKoncar)	62
Data <i>input-output</i> PLTG-Alsthom 1	63
Data <i>input-output</i> PLTG-GE1	63
Data <i>input-output</i> PLTG-GE2	64
Data <i>input-output</i> PLTD-Mitsubishil	64
Data <i>Input-Output</i> PLTD-SWD1	65
Data Kapasitas Unit-Unit Pembangkit Tello	66
Data Karakteristik Unit-Unit Pembangkit Tello	66
Data persamaan Biaya Bahan Bakar (Rp/KWH)	67
Data Beban Listrik Tanggal 07 Oktober 2014	68
Data Penjadwalan Pembangkit Sistem Tello Makassar	69



BAB I

PENDAHULUAN

A. Latar Belakang

Dengan bertambahnya jumlah penduduk yang semakin pesat, serta perkembangan industri dan komunikasi, menyebabkan kebutuhan akan tenaga listrik semakin meningkat. Hal ini disebabkan karena tenaga listrik merupakan kunci dalam menunjang perkembangan taraf hidup manusia. Untuk memenuhi kebutuhan akan energi listrik yang semakin meningkat tersebut, maka diperlukan sumber tenaga listrik baru yang sarannya dapat dinikmati oleh seluruh rakyat dalam jumlah yang cukup, biaya murah serta dengan mutu yang baik.

Berdasarkan hal tersebut di atas maka pemerintah membangun pusat-pusat pembangkit listrik seperti PLTA, PLTU, PLTG, PLTD atau PLTN, sesuai dengan lokasi dan sumber daya alam yang terdapat pada lokasi tersebut.

Salah satu pembangkit yang telah dibangun oleh pemerintah dan saat ini sedang beroperasi adalah Unit Pembangkitan I Wilayah VII Tello, yang terdiri dari beberapa unit pembangkit, yaitu pembangkit listrik tenaga uap, gas dan diesel, yang berfungsi untuk membantu unit pembangkit lainnya dalam mensuplai energi listrik di daerah Makassar.

Biaya operasi pada umumnya merupakan bagian biaya yang terbesar dari suatu perusahaan listrik. Secara garis besar, biaya operasi dari suatu sistem tenaga listrik terdiri dari:

1. Biaya pembelian energi listrik,
2. Biaya pegawai,

3. Biaya bahan bakar dan material operasi,
4. Biaya lain-lain.

Dari keempat biaya tersebut di atas, biaya bahan bakar pada umumnya merupakan biaya yang paling besar. Hal ini disebabkan karena harga bahan bakar yang terus melonjak naik seiring dengan terjadinya krisis energi, sementara harga jual energi listrik rendah sehingga mengakibatkan kerugian pada PLN.

Mengingat hal-hal tersebut di atas maka operasi sistem tenaga listrik perlu dikelola dengan manajemen operasi yang baik, terutama karena melibatkan biaya operasi yang sangat besar dan juga menyangkut citra PLN di mata masyarakat. Manajemen operasi sistem tenaga listrik haruslah memikirkan bagaimana menyediakan tenaga listrik yang seekonomis mungkin dengan tetap memperhatikan mutu dan keandalan.

Dengan berdasarkan atas pemikiran tersebut di atas, maka kami tertarik untuk mengadakan suatu penelitian mengenai: "ANALISIS BIAYA MINIMUM PEMBANGKIT LISRIK PADA UNIT PEMBANGKITAN I WILAYAH VII TELLO DI MAKASSAR" dengan asumsi bahwa pada waktu beberapa unit pembangkit dioperasikan secara bersamaan guna memenuhi daya permintaan, bahan bakar yang digunakan akan besar jika unit-unit pembangkit yang beroperasi tidak dengan pengoperasian yang efektif. Oleh karena itu melalui penelitian ini, diusahakan agar bahan bakar yang digunakan dapat ditekan seminimum mungkin.

B. Rumusan Masalah

Rumusan masalah adalah:

1. Berapa besarnya biaya bahan bakar

2. Berapa perbandingan antara biaya yang dikeluarkan PLTU Tello dengan biaya yang dikeluarkan dengan menggunakan metode optimasi pada waktu yang sama.

C. Tujuan Penelitian

Tujuan penelitian ini adalah :

1. Untuk membuktikan penerapan metode optimasi LaGrange
2. Menekan besarnya biaya bahan bakar dengan melihat perbandingan antara biaya yang dikeluarkan PLTU Tello dengan biaya yang dikeluarkan dengan menggunakan metode optimasi pada waktu yang sama.

D. Manfaat penelitian

Manfaat Penelitian ini adalah :

1. Mengoptimalkan Penggunaan bahan bakar Pembangkit sebagai kendala terbesar yang sering dihadapi oleh suatu unit pembangkit listrik, khususnya yang menggunakan bahan bakar sebagai tenaga penggerak.
2. Dengan mahalnya harga bahan bakar, maka untuk mengatasinya perlu dilakukan suatu sistem optimasi agar penggunaan bahan bakar dapat ditekan seminimum mungkin namun dapat membangkitkan daya optimal.

E. Batasan Masalah

Mengingat banyaknya metode yang dapat digunakan dalam melakukan pengoptimasian, maka penulis membatasi penulisan ini hanya pada metode LaGrange.

F. Metode Penulisan

Dalam penulisan tugas akhir ini, Penulis menggunakan metode penulisan sebagai berikut:

1. Data Lapangan: yaitu penulis melakukan pengamatan secara langsung terhadap obyek penelitian dilapangan, untuk memperoleh data-data yang dibutuhkan;
2. Referensi: yaitu penulis mengumpulkan data dengan mempelajari berbagai literatur yang berkaitan dengan bahasan dalam penulisan tugas akhir ini.
3. Tanya-jawab: yaitu penulis melakukan tanya jawab dengan narasumber serta pihak-pihak yang banyak mengetahui tentang hal tersebut.

G. Sistematika Penulisan

Untuk menyelesaikan penulisan tugas akhir ini, sehingga menjadi suatu kesatuan yang utuh, maka perlu disusun secara sistematis sebagai berikut:

BAB I : Pendahuluan, yang menguraikan tentang latar belakang, alasan memilih judul, tujuan penulisan, batasan masalah, metode penulisan dan sistematika penulisan.

BAB II : Tinjauan pustaka, yang berisikan tentang metode yang digunakan untuk pembebanan ekonomis untuk unit-unit pembangkit teknis.

BAB III : Metodologi Penelitian, Langkah-Langkah Pelaksanaan Optimasi.

BAB IV : Analisis dan pembahasan berisikan tentang stasiun pembangkit wilayah makassar, Data-Data Yang Diperlukan Untuk Penjadwalan Ekonomis.

BAB V : Penutup, berisikan kesimpulan dan saran.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

A. Umum

Pada bab ini, kami akan membahas hal-hal apa saja yang perlu diperhatikan agar dapat mencapai pengoperasian ekonomis beberapa unit pembangkit, khususnya unit-unit pembangkit yang beroperasi menggunakan bahan bakar sebagai tenaga penggerak.

Namun sebelumnya, tingginya biaya bahan bakar dalam pengoperasian pembangkit termal menyebabkan kami lebih mengutamakan perhitungan biaya bahan bakar yang digunakan sebagai biaya operasi tidak tetap dan mengabaikan biaya operasi yang bersifat tetap. Disamping itu, perlu juga diketahui besarnya daya minimum dan daya maksimum pembangkit termal untuk mencari nilai sebagai batas kemampuan minimum dan maksimumnya. Berdasarkan kemampuan pembangkit tersebut, kemudian dipaparkan kurva ekonomis serta distribusi unit-unit termal secara ekonomis.

B. Biaya Produksi

Biaya yang dikeluarkan oleh perusahaan listrik dalam menghasilkan energi listrik pada suatu sistem tenaga, terdiri dari biaya investasi dan biaya operasi atau biaya produksi. Besarnya biaya investasi tidak tergantung pada besar daya yang dihasilkan oleh pembangkit, namun bergantung pada besarnya kapasitas daya terpasang pada pembangkit. Jadi unit pembangkit dengan kapasitas daya terpasang yang lebih besar memerlukan biaya investasi yang lebih besar pula.

Biaya investasi ini meliputi biaya pembangunan pusat pembangkit, instalasi jaringan transmisi, pembelian mesin-mesin serta peralatan sistem lainnya, bunga pinjaman modal, pajak asuransi dan lain-lain. Sedangkan biaya operasi atau biaya produksi adalah semua biaya yang dikeluarkan dalam mengoperasikan pembangkit untuk menghasilkan tenaga listrik. Biaya-biaya tersebut terdiri dari:

- biaya tetap, dan
- biaya tidak tetap.

1. Biaya Tetap (*Fixed Cost*)

Biaya tetap merupakan biaya produksi yang tidak bergantung dari besarnya daya yang dihasilkan oleh suatu pembangkit dan besarnya selalu konstan berapapun besar daya yang dihasilkan. Akan tetapi bila pembangkit terlalu sering dibebani pada batas pembebanan maksimumnya, hal tersebut akan mempercepat terjadinya kerusakan pada komponen-komponen pembangkit, yang secara otomatis akan mengakibatkan penambahan *Fixed cost*.

Biaya tetap ini meliputi upah karyawan, biaya pemeliharaan termasuk upah pekerja, suku cadang, biaya suplai air, pelumas, biaya administrasi dan lain-lain.

Pada dasarnya biaya suplai air, pelumas serta pemeliharaan, tergantung pada besarnya daya yang dibangkitkan, akan tetapi karena belum adanya metode yang menggambarkan hubungan tersebut dan pengaruhnya cukup kecil, maka biaya ini dianggap sebagai biaya tetap.

2. Biaya Tidak Tetap

Biaya tidak tetap adalah semua biaya produksi yang bergantung pada besarnya daya yang dibangkitkan, atau biaya yang diakibatkan oleh pembebanan. Biaya-biaya ini pada umumnya berupa biaya bahan bakar pada pembangkit termal.

Pada pembangkit listrik tenaga termal, biaya bahan bakar pada umumnya adalah biaya yang terbesar. Persentase biaya bahan bakar hampir mencapai 60% dari biaya operasi secara keseluruhan. Besarnya biaya bahan bakar tergantung dari:

- Jenis bahan bakar;
- Efisiensi termal dari pembangkit;
- Harga bahan bakar.

Oleh karena itu, dalam penjadwalan pembangkitan, yang harus diperhatikan adalah biaya bahan bakar, mengingat biaya bahan bakar merupakan biaya terbesar dalam proses pembangkitan energi listrik.

C. Beban Unit-Unit Pembangkit

1. Pembangkit Listrik Tenaga Uap

a. Beban Maksimum

Dalam keadaan normal, beban maksimum dari unit PLTU adalah sesuai dengan yang tercantum dalam buku spesifikasi teknis unit pembangkit. Dalam spesifikasi teknis tersebut biasanya disebutkan beberapa beban maksimum untuk pembebanan yang kontinyu dan beberapa beban

maksimum untuk waktu tertentu, misalnya suatu unit PLTU boleh berbeban 110% selama dua jam.

Apabila ada bagian dari unit pembangkit yang tidak normal, misalnya pemanas udaranya rusak sehingga udara yang masuk kedalam ruang pembakar terlalu rendah suhunya, maka beban maksimum terpaksa diturunkan, misalnya menjadi 90%, tergantung dari hasil pengukuran berbagai parameter.

b. Beban Minimum

Beban minimum dari unit pembangkit PLTU berkisar 25% dari beban maksimum. Beban minimum ini biasanya berhubungan dengan masalah pengontrolan, karena pada beban rendah banyak hubungan yang tidak linier sehingga menyulitkan bagi alat-alat kontrol untuk bekerja. Misalnya, hubungan antara suhu gas pembakaran dengan bahan bakar pada saat beban rendah dan pada saat beban tinggi, tidak akan sama. Disamping itu pula, pada beban rendah, nyala api cenderung tidak stabil dan mudah padam.

Selain alasan-alasan teknis tersebut diatas, alasan ekonomis yang menyangkut efisiensi unit PLTU yang rendah jika bekerja pada beban rendah juga sangat berpengaruh.

2. Pembangkit Listrik Tenaga Gas

a. Beban Maksimum

Dalam spesifikasi teknis, pada umumnya disebutkan dim macam rating kemampuan dari PLTG, yaitu:

- 1) *Base load rating*, yang menggambarkan kemampuan unit untuk melayani beban secara terus menerus (*continyu*);
- 2) *Peak load rating*, yang menggambarkan kemampuan unit untuk melayani beban selama dua jam. *Peak load rating* besarnya kurang lebih 10% di atas *base load rating*.

Untuk membangkitkan suatu energi listrik, sebuah unit PLTG harus beroperasi pada suhu tinggi. Hal ini bisa menyebabkan timbulnya korosi suhu tinggi, terlebih lagi bila bahan bakar yang dipakai terlalu banyak mengandung *Vanadium*, *Potassium* atau *Sodium*. Dalam praktek spesifikasi teknis untuk bahan bakar, hal tersebut dinyatakan dalam batas *metallic content* yang tidak boleh dilampaui, yang berkisar pada nilai satu part per million berat (satu p.p.m.). Suhu gas hasil pembakaran dan *metallic content* inilah merupakan faktor utama yang membatasi beban maksimum dari sebuah unit PLTG. Pada umumnya, Unit PLTG dilengkapi dengan *Speed Tronic Card* yang secara otomatis melalui governor akan mengurangi beban pada unit apabila ia mendeteksi suhu gas hasil pembakaran melampaui batas yang diperbolehkan. Untuk beban yang sama, suhu gas hasil pembakaran ini bisa naik karena proses pembakaran yang tidak sempurna, misalnya karena pengabut bahan bakar yang kurang sempurna kerjanya.

b. Beban Minimum

Batas beban minimum untuk unit PLTG tidak disebabkan karena alasan teknis melainkan lebih disebabkan oleh alasan ekonomis, yaitu efisiensi

yang rendah pada beban rendah. Pada umumnya, beban minimum dari PLTD kurang lebih 50% dari beban maksimum.

3. Pembangkit Listrik Tenaga Diesel

a. Beban Maksimum

Beban maksimum dari unit PLTD kadang kala tidak bisa mencapai nilai yang tertulis dalam spesifikasi teknis dari pabrik karena ada bagian-bagian dari mesin Diesel yang tidak bekerja secara sempurna. Misalnya, pada beban 90% suhu gas buang sudah mencapai nilai maksimum yang diperbolehkan sehingga beban tidak boleh dinaikkan lagi. Suhu gas buang yang tinggi ini bisa disebabkan oleh sistem pengabut yang tidak normal, turbo charger sudah kotor sehingga tekanan udara yang masuk kedalam silinder kurang tinggi, pendingin udara yang rusak sehingga udara yang masuk kedalam silinder terlalu tinggi, atau sistem air pendingin yang macet. Hal-hal tersebut dapat mengakibatkan PLTD tidak mampu untuk bekerja secara maksimal.

b. Beban Minimum

Tidak ada hal yang membatasi beban minimum pada unit PLTD, hanya saja apabila unit PLTD sering dibebani rendah misalnya kurang dari 30%, maka mesin diesel akan menjadi cepat kotor akibat pembakaran yang kurang sempurna. Pembakaran yang tidak sempurna ini menyebabkan katup-katup menjadi cepat kotor, sehingga pembersihan lebih sering dilakukan dari pada yang dianjurkan oleh buku instruksi. Selain hal tersebut, PLTD tidak baik

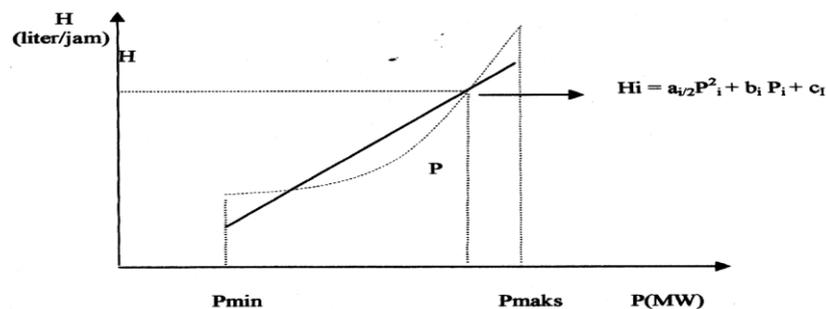
jika dibebani terlalu rendah, mengingat efisiensinya yang rendah jika dibebani terlalu rendah. Beban minimum dari PLTD kurang lebih 30% dari beban maksimum.

D. Karakteristik Ekonomis Pembangkit Termal

Suatu stasiun pembangkit listrik mengetahui karakteristik dari unit-unit pembangkit yang beroperasi di stasiun tersebut. Karakteristik tersebut diperoleh dari perusahaan yang menjual generator, yang mana telah melakukan uji coba sebelum memasarkannya. Namun jika perusahaan tersebut tidak memberikan karakteristik dari sebuah unit pembangkit yang telah dibeli dan siap untuk dioperasikan, maka operator dari stasiun pembangkit tersebut dapat melakukan serangkaian uji coba atau mencatat perbandingan antara input dan output dari unit pembangkit bersangkutan.

1. Kurva *Input-Output* Pembangkit Termal

Kurva *input-output* adalah kurva yang menggambarkan hubungan antara input bahan bakar dalam satuan liter/jam dan output yang dihasilkan oleh pembangkit dalam satuan MW, seperti yang ditunjukkan oleh Gambar 2.1 berikut ini.



Gambar 2.1. Karakteristik *input-output* pembangkit termal

Kurva *input-output* pembangkit dapat diperoleh dengan beberapa cara, yaitu :

- a. Berdasarkan data dari pabrik,
- b. Pengetesan karakteristik,
- c. Berdasarkan data operasi.

Persamaan untuk karakteristik pembangkit termal didekati dengan fungsi polinomial orde dua di mana akan berpengaruh ketika nilai berjumlah besar, sehingga garis lengkung akan bersifat eksponensial, yaitu:

$$H_i = a_{i/2} p_i^2 + b_i P_i + c_i \dots\dots\dots(2.1)$$

Keterangan:

H_i = Bahan bakar yang terpakai, liter/jam

P_i = Daya yang dihasilkan, MW

a_i, b_i, c_i = Konstanta-konstanta input-output pembangkit termal ke-i.

Penentuan parameter a_i , b_i dan c_i membutuhkan data yang berhubungan dengan input bahan bakar, F_i , serta output dari pembangkit, P_i . Kemudian data tersebut diolah dengan menggunakan Metode Kuadrat Terkecil

2. Kurva *Incremental Heat Rate (IHR)* dan *Incremental Fuel Cost (IFC)*

Incremental Heat Rate dari sebuah unit pembangkit termal didefinisikan sebagai perbandingan *input* terhadap *output* pada kondisi-kondisi pembebanan, serta perubahan tiap saat antara *input* dan *output* yang sesuai dengan perubahan *input* tersebut. Jika suatu garis lurus ditarik melalui titik asal ke setiap titik pada kurva *input-output*, kebalikan kemiringan dapat dinyatakan besarnya energi yang

dihasilkan dalam MW selama satu jam dengan menggunakan bahan bakar sebanyak H liter. Daya guna maksimum terjadi pada suatu titik di mana kemiringan garis lurus dari titik asal ke suatu titik pada garis kurva itu minimum, yaitu pada titik di mana garis lurus tadi menyinggung kurva. Atau dengan persamaan matematisnya sebagai berikut:

$$I.H.R = \frac{\text{input (liter /jam)}}{\text{output (MW)}} = \frac{\Delta H}{\Delta P} \left(\frac{\text{liter}}{\text{MW jam}} \right) \dots\dots\dots(2.2)$$

Keterangan:

I.H.R.=Besarnya bahan bakar yang dibutuhkan untuk menghasilkan 1 MWselama 1 jam, liter/MWjam

P = Daya yang dihasilkan, MW.

H = Besarnya Bahan bakar yang digunakan, Liter/jam

Sudah tentu kebutuhan bahan bakar untuk suatu keluaran tertentu dapat dengan mudah diubah menjadi rupiah per jam.

Atau

$$I.F.C = LH.R \times \text{Fuel Cost} \frac{R_p}{\text{MWjam}} \dots\dots\dots(2.3)$$

Keterangan:

I.F.C = Besarnya harga yang dikeluarkan untuk menghasilkan 1 MW selama 1 jam, R/MWjam

Fuel Cost= Harga bahan bakar dalam 1 liter, R_p/liter

Jika

$$I.F.C = \frac{dF}{dP}$$

Maka persamaan (2.1) akan menjadi :

$$\frac{dF_i}{dP_i} = a_i P_i + b_i \left(\frac{R_p}{MWJam} \right) \dots \dots \dots (2.4)$$

Keterangan :

$\frac{dF_i}{dP_i}$ = Biaya bahan bakar tambahan unit ke-i

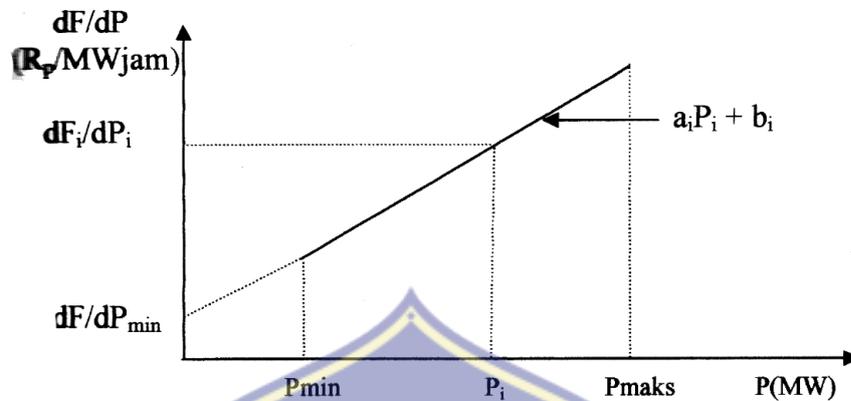
F_i = masukan bahan Bakar unit ke-i

P_i = keluaran Unit ke-i

a_i, b_i = Konstanta-Konstanta ke-i

Seperti yang akan kita lihat, patokan untuk pengoperasian yang ekonomis suatu unit-unit pembangkit didasarkan pada kenyataan apakah menaikkan beban pada salah satu unit pada saat beban pada unit yang lain diturunkan dengan jumlah yang sama, akan mengakibatkan suatu kenaikan atau penurunan pada biaya total. Jadi kita berkepentingan dengan biaya tambahan (*incremental cost*), yang ditentukan oleh kemiringan kurva masukan keluaran dari kedua unit itu.

Biaya bahan bakar tambahan suatu unit untuk setiap keluaran daya yang ditetapkan adalah limit perbandingan kenaikan biaya masukan bahan bakar dalam rupiah per jam terhadap kenaikan keluaran daya yang bersesuaian dalam megawatt pada saat kenaikan keluaran daya mendekati nol. Biaya bahan bakar tambahan yang mendekati kebenaran dapat diperoleh dengan menentukan biaya bahan bakar yang meningkat untuk suatu selang waktu tertentu di mana keluaran daya ditingkatkan sedikit. Misalnya, biaya tambahan pendekatan untuk setiap keluaran tertentu adalah biaya tambahan dalam rupiah per jam untuk menaikkan keluaran sebesar 1 MW, seperti yang ditunjukkan dalam gambar 2.2 dibawah.



Gambar 2.2 Karakteristik *fuel cost* pembangkit termal

E. Distribusi Ekonomis Unit-Unit Termal

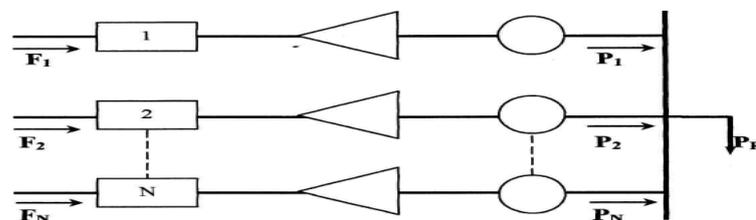
Suatu metoda lama dalam usaha menekan biaya daya (biaya bahan bakar) yakni dengan jalan mencatu daya hanya dari unit yang paling berdayaguna pada beban-beban yang ringan. Dengan meningkatkan beban, daya akan dicatu oleh unit yang paling berdayaguna hingga titik daya guna maksimum unit itu tercapai. Kemudian untuk peningkatan beban selanjutnya, unit berikutnya yang paling berdayaguna akan mulai memberikan daya pada sistem, dan unit ketiga tidak akan dioperasikan sebelum titik dayaguna maksimum unit kedua telah dicapai. Tetapi bahkan dengan mengabaikan rugi-rugi (kehilangan daya transmisi) metode ini gagal untuk menekan biaya (Stevenson 1996:214).

Pada bagian ini, pertama-tama kita akan pelajari distribusi yang paling ekonomis dari keluaran suatu unit di antara unit-unit di dalam sebuah stasiun. Karena pembangkitan sistem kebanyakan diperluas dengan hanya menambahkan unit-unit dalam stasiun itu. Berbagai-macam unit dalam suatu stasiun biasanya mempunyai suatu karakteristik yang berbeda-beda sehingga pada bagian ini juga

akan dijelaskan metoda yang digunakan dalam mendistribusikan unit-unit, khususnya termal - dalam hal ini - serta pendistribusian secara ekonomis unit-unit dengan mengabaikan rugi-rugi dalam jaringan transmisi, karena nilainya yang sangat kecil.

Seperti diketahui bahwa beban sistem selalu berubah menurut waktu, yang perubahan ini harus diikuti oleh sub sistem termis, sehingga perlu untuk memikirkan bagaimana membagi (mendistribusikan) beban secara ekonomis diantara unit-unit pembangkit termis yang beroperasi. Keluaran total suatu stasiun yang dicatu oleh dua buah pembangkit dan pembagian beban antara kedua unit tersebut adalah sedemikian sehingga biaya bahan bakar tambahan untuk salah satu unit pembangkit lebih tinggi dari pada yang lainnya. Dan sekarang, misalkan pula bahwa sebagian dari beban itu dipindahkan dari unit dengan biaya tambahan lebih tinggi akan menghasilkan suatu pengurangan biaya yang lebih besar dari pada peningkatan biaya untuk menambahkan sejumlah beban yang sama pada unit dengan biaya tambahan yang lebih rendah.

Gambar 2.3 memperlihatkan konfigurasi sebuah sistem yang terdiri dari N unit pembangkit termal yang dihubungkan dengan sebuah busbar tunggal yang bertindak sebagai muatan elektrik yang diterima.



Sumber: PLN Tello

Gambar 2.3 Representasi biaya pembangkitan, *output* dan beban unit termal

Seperti yang telah dijelaskan sebelumnya, masukan pada masing-masing unit ditunjukkan sebagai F_i , menunjukkan tingkat biaya dari unit bersangkutan, keluaran dari tiap-tiap unit, P_i , adalah daya listrik yang dihasilkan dari unit-unit bersangkutan. Total tingkat biaya dari sistem ini tentu saja, merupakan jumlah dari biaya-biaya setiap unit individual. Batasan yang paling penting (esensial) terhadap pengoperasian sistem ini adalah jumlah dari daya output unit-unit harus sama dengan beban permintaan (P_R). Secara matematis, permasalahan ini bisa dinyatakan secara sangat padat. Jelasnya sebuah fungsi objektif, F_T , sama dengan biaya total untuk mensuplai beban yang ditunjukkan. Namun seperti yang telah dipaparkan sebelumnya, masalahnya adalah bagaimana meminimalkan F_T dengan memenuhi permintaan beban yang tiap saat berubah. Di sini, rugi-rugi jaringan transmisi diabaikan dan setiap pembatas tidak dinyatakan secara *eksklusif* ketika merumuskan masalah ini. Jelasnya:

$$F_T = F_1 + F_2 + F_3 + \dots + F_N$$

$$= \sum_{i=1}^N F_i \dots \dots \dots (2.5)$$

$$P_T = P_1 + P_2 + P_3 + \dots + P_N$$

$$= \sum_{i=1}^N P_i \dots \dots \dots (2.6)$$

$$\phi = 0 = P_R - \sum_{i=1}^N P_i$$

Keterangan:

F_T =Biaya bahan bakar total, Rp/jam

P_R =Daya total yang diterima oleh rel stasiun, MW

ϕ =Nilai pembatas

Ini merupakan suatu masalah optimasi terhalang yang bisa diselesaikan secara formal dengan menggunakan metoda-metoda kalkulus lanjutan dengan menggunakan fungsi *LaGrange*.

Penetapan kondisi-kondisi yang diperlukan untuk suatu nilai yang besar dari fungsi objektif, tambahkan fungsi pembatas ke fungsi objektif setelah fungsi pembatas dikalikan dengan suatu pengali yang tidak ditentukan, dan dikenal sebagai fungsi *LaGrange* dan ditunjukkan pada persamaan 2.8.

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

Kondisi yang diperlukan untuk suatu nilai ekstrim dari fungsi objektif dihasilkan ketika kita mengambil turunan pertama dari fungsi *LaGrange* berkenaan dengan setiap variabel bebas dan menetapkan turunan-turunan sama dengan nol. Dalam kasus ini terdapat $N+1$ variabel, dan nilai-nilai N dari *output* daya, P_i , plus pengali *LaGrange* yang tidak ditentukan, λ . Turunan dari fungsi *LaGrange* berkenaan dengan pengali yang tidak ditentukan yang hanya mengembalikan persamaan pembatas. Di pihak lain, N persamaan yang dihasilkan ketika kita mengambil turunan parsial dari fungsi *LaGrange* berkenaan dengan nilai-nilai *output* sekali pada suatu ketika memberikan seperangkat persamaan yang ditunjukkan sebagai persamaan 3.0.

$$L = \sum_{i=1}^N F_i(P_i) + \lambda (P_R - \sum_{i=1}^N P_i) \dots\dots\dots(2.9)$$

$$\frac{\partial L}{\partial P} = \frac{dF_1(P_1)}{dP_1} - \lambda = 0 \dots\dots\dots(2.10)$$

$$\frac{\partial L}{\partial P} = \frac{dF_2(P_2)}{dP_2} - \lambda = 0 \dots\dots\dots(2.11)$$

Dan

$$\frac{\delta L}{\delta P} = \frac{dF_N(P_N)}{dP_N} \lambda = 0 \dots\dots\dots(2.12)$$

Atau

$$\frac{\delta L}{\delta P} = \frac{dF_i(P_i)}{dP_i} \lambda = 0 \dots\dots\dots(2.13)$$

Sehingga menjadi

$$\frac{dF_i(P_i)}{dP_i} = \lambda \dots\dots\dots(2.14)$$

Dan persamaan-persamaan (2.14), didapat bahwa pembagian beban yang optimum di antara unit-unit pembangkit terjadi apabila tercapai kondisi:

$$\frac{dF_1(P_1)}{dP_1} = \frac{dF_2(P_2)}{dP_2} = \frac{dF_3(P_3)}{dP_3} = \dots\dots\dots = \frac{dF_N(P_N)}{dP_N} = \lambda \dots\dots\dots(2.15)$$

Lebih jelasnya, kondisi yang diperlukan untuk menghasilkan suatu kondisi pengoperasian yang minimum untuk sistem daya termal adalah bahwa tingkat incremental cost (biaya tambahan) dari semua unit harus sama dengan suatu nilai yang tidak ditentukan, X, (seperti yang telah ditunjukkan pada persamaan di atas (2.15).

Namun selain kondisi yang dibutuhkan ini, kita juga harus menambahkan persamaan pembatas sehingga jumlah dari output dayanya harus sama dengan daya permintaan. Sebagai tambahan, terdapat dua pertidaksamaan yang harus dipenuhi, untuk masing-masing dari unit-unit bersangkutan, yaitu *output* daya setiap unit harus lebih besar atau sama dengan daya minimum yang dihubungkan, dan harus juga kurang dari atau sama dengan daya maksimum yang diijinkan pada unit tertentu tersebut.

Kondisi pertidaksamaan ini bisa dirangkum sebagaimana ditunjukkan pada persamaan-persamaan di bawah ini:

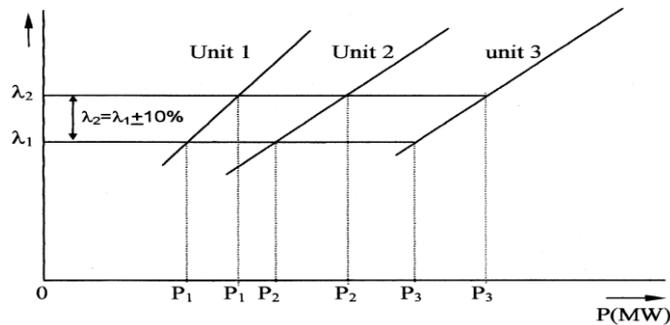
$$P_{\min} \leq P_i \leq P_{\max} \quad 2N \text{ pertidaksamaan} \dots\dots\dots(2.16)$$

$$\sum_{i=1}^N P_i = P_R \quad 1 \text{ Persamaan Pembatas} \dots\dots\dots(2.17)$$

Untuk dapat mencapai kondisi demikian dalam operasi *real time*, *incremental cost* atau $\left(\frac{dF_i(P_i)}{dP_i}\right)$ dari setiap unit pembangkit perlu diperhatikan dan untuk ini dapat dipergunakan persamaan (2.4). Persamaan ini didapat persamaan (2.1) dengan menyatakan kurva *input-output* unit pembangkit termis secara matematis. Pendekatan kurva ini dengan persamaan kuadrat dalam praktek memberikan hasil yang cukup teliti.

Jika persamaan *input-output* unit pembangkit termis dinyatakan secara pendekatan menggunakan persamaan kuadrat, maka nilai *increment cost* $\left(\frac{dF_i(P_i)}{dP_i}\right)$ menjadi fungsi linier (garis lurus) sebagai mana ditunjukkan pada gambar 2.4

$$\left[\left(\frac{dF_i(P_i)}{dP_i} \right) = \lambda \left(\frac{R_p}{\text{MWjam}} \right) \right]$$



Gambar 2.4. Grafik $incremental\ cost\left(\frac{dF_i(P_i)}{dP_i}\right)$

Untuk melayani besar beban tertentu pada saat t yaitu P_R , dicoba dulu suatu nilai λ misalnya λ_1 . Untuk nilai $\lambda = \lambda_1$ dihitung nilai P_1, P_2, P_3 dan seterusnya dihitung dengan menggunakan persamaan (2. 15) atau secara grafis seperti pada Gambar 2.4, lalu kemudian dihitung $\sum_{i=1}^N P_i$ apakah sama dengan nilai P_R yang kita kehendaki seperti tersebut diatas. Jika nilai $\sum_{i=1}^N P_i$ belum sama dengan nilai P_R , maka dicoba nilai $\lambda_2 = \lambda_1 + 10\%$ yang memberikan nilai P'_1, P'_2, P'_N dan kemudian menghitung kembali $\sum_{i=1}^N P_i$ apakah sudah sama dengan nilai P_R , jika masih juga belum, maka teruskan dengan nilai λ_3 dan seterusnya hingga tercapai daya $\sum_{i=1}^N P_i$ yang sama dengan daya permintaan (daya beban), P_R , (untuk lebih jelasnya, lihat metode pengulangan lambda dan langkah-langkah optimasi).

F. Metode Pengulangan-Lambda

Pada bagian ini, kami akan memaparkan metoda yang digunakan dalam mendapatkan nilai lambda (λ) pada pengoperasian ekonomis unit-unit pembangkit dengan menggunakan sistem komputasi (pemrograman).

Gambar 2.5 adalah diagram blok tentang metode solusi pengulangan-lambda untuk semua fungsi-fungsi termal dengan mengabaikan masalah transmisi

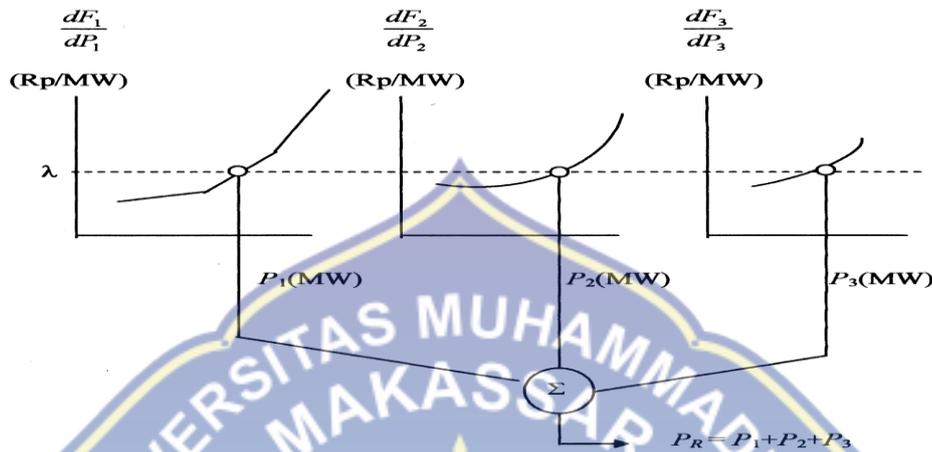
jaringan Kita bisa mendekati masalah ini dengan mempertimbangkan teknik grafis untuk memecahkan masalah dan kemudian memperluasnya ke dalam algoritma komputer.



Gambar 2.5 Diagram blok pengurangan lambda

Dibawah ini adalah sebuah sistem dengan tiga unit mesin yang akan dicari titik operasional ekonomis optimum. Salah satu pendekatan karakteristik-

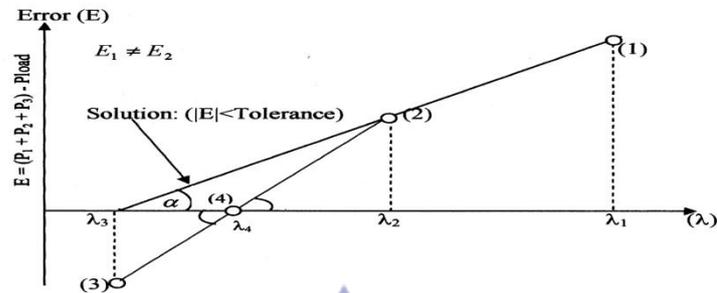
karakteristik biaya tambahan dari masing-masing unit tersebut untuk grafik yang sama, disketsakan pada Gambar2.6.



Gambar 2.6 Harga bahan bakar yang sama (lambda)

Untuk menetapkan titik operasional masing-masing dari ketiga unit tersebut, seperti ketika kita mempunyai biaya minimum dan pada saat yang sama memenuhi kebutuhan tertentu, kita bisa menggambarkan sketsa ini dengan sebuah mistar untuk menemukan solusinya. Jelasnya, kita bisa mengasumsikan sebuah tingkat biaya tambahan (A), dan menemukan output daya dari masing-masing unit untuk nilai biaya tambahan ini.

Tentu saja, perkiraan pertama kita akan tidak benar. Kalau kita telah mengasumsikan nilai biaya tambahan seperti diatas, dan output daya total masih terlalu rendah, maka kita harus menaikkan nilai (A,) dan mengusahakan solusi lain. Dengan kedua solusi, kita bisa mengekstrapolasi (atau menginterpolasi) kedua solusi untuk lebih dekat ketotal nilai daya yang diinginkan (lihat Gambar 2.7)



Sumber: PLN Tello

Gambar 2.7 Proyeksi lambda

Dengan mempertimbangkan permintaan total versus biaya tambahan, kita bisa dengan cepat menemukan titik operasional yang dikehendaki.

Prosedur yang sama ini bisa diambil untuk sebuah implementasi komputer seperti yang diperlihatkan pada Gambar 2.5. Jelasnya, kita akan menyusun seperangkat aturan-aturan logika yang akan memungkinkan kita untuk mencapai sasaran yang sama seperti yang baru kita lakukan dengan mistar dan kertas grafik. Detail-detail aktual tentang bagaimana *output* daya ditetapkan, suatu fungsi tingkat biaya tambahan hanya mempunyai arti yang sangat kecil. Sebagai contoh, kita bisa menyimpan tabel-tabel data dan menginterpolasikannya diantara titik daya yang tersimpan, sehingga kita bisa mendapatkan *output* daya yang pasti untuk suatu nilai tingkat biaya tertentu. Sebuah pendekatan lain yaitu dengan mengembangkan suatu fungsi dua titik untuk *output* daya sebuah suatu fungsi dari tingkat biaya tambahan, menyimpan fungsi (koefisien-koefisiennya) didalam komputer, dan menggunakan ini untuk menentukan output dari masing-masing unit individualnya.

Prosedur ini merupakan tipe komputasi berulang sehingga kita harus menetapkan aturan-aturan penghentiannya. Dua bentuk umum dari aturan-aturan penghentian tampaknya tepat untuk aplikasi ini. Bentuk yang pertama ditunjukkan pada gambar 2.4, dan ini pada dasarnya adalah sebuah aturan yang didasarkan pada pencarian titik operasional yang tepat dalam suatu toleransi yang ditentukan. Bentuk yang lainnya tidak ditunjukkan pada Gambar 2.5 adalah penghitungan berapa kali pada putaran dan penghentian berulang ketika suatu jumlah maksimal dilampaui.

Prosedur pengulangan K (bertemu) sangat cepat untuk tipe masalah optimasi ini. Prosedur komputasional aktual agak lebih kompleks ketimbang yang ditunjukkan pada Gambar 2.5, karena itu perlulah mengamati batas operasional dari masing-masing unit bersangkutan selama rangkaian komputasi.



BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

A. Waktu dan Tempat

1. Waktu

Penelitian ini akan dilaksanakan selama 6 bulan, mulai dari bulan Oktober 2014 sampai dengan Maret 2015.

2. Tempat

Penelitian dilaksanakan di Pembangkit Listrik Pada Unit Pembangkitan I Wilayah VII Tello Di Makassar.

B. Metode Penelitian

Metode penelitian ini berisikan langkah-langkah yang ditempuh penulis dalam menyusun tugas akhir ini. Metode penelitian ini disusun untuk memberikan arah dan cara yang jelas bagi penulis sehingga penyusunan tugas akhir ini dapat berjalan dengan lancar.

Adapun langkah-langkah yang ditempuh oleh penulis dalam penyusunan tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

Metode Pustaka

Yaitu mengambil bahan-bahan penulisan tugas akhir ini dari referensi-referensi serta literatur-literatur yang berhubungan dengan masalah yang dibahas.

Metode Penelitian

Mengadakan penelitian dan pengambilan data pada Pembangkit Listrik Pada Unit Pembangkitan I Wilayah VII Tello Di Makassar. Kemudian mengadakan

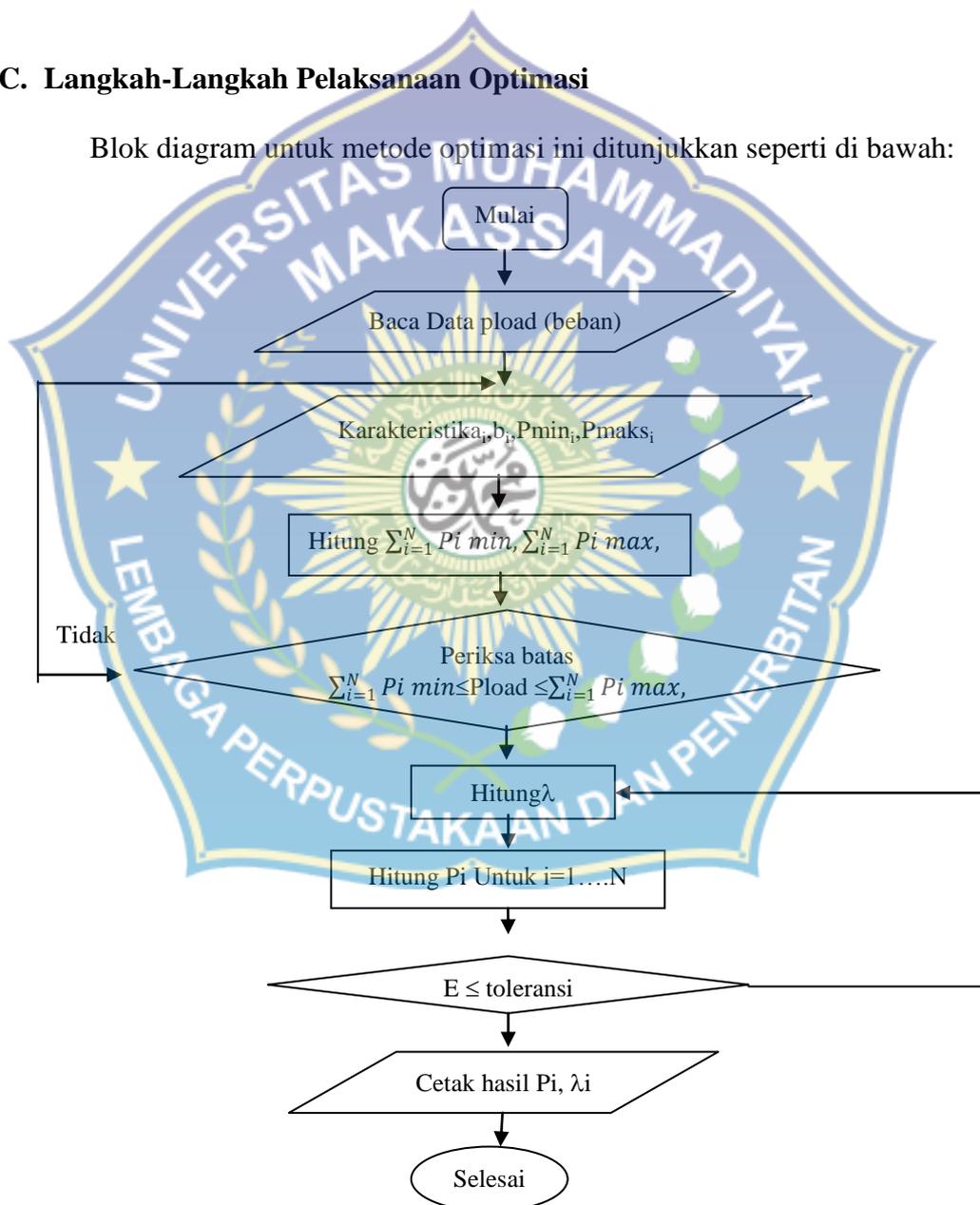
pembahasan/analisa hasil pengamatan dan menyimpulkan hasil analisa tersebut.

Metode Diskusi/Wawancara

Yaitu mengadakan diskusi/wawancara dengan dosen yang lebih mengetahui bahan yang akan kami bahas atau dengan pihak praktisi pada Pembangkit Listrik Pada Unit Pembangkitan I Wilayah VII Tello Di Makassar .

C. Langkah-Langkah Pelaksanaan Optimasi

Blok diagram untuk metode optimasi ini ditunjukkan seperti di bawah:



Gambar 3.1: Flowchak penelitian

Adapun langkah-langkah untuk pelaksanaan optimasi adalah sebagai berikut:

1. Buat perkiraan beban untuk setiap jam sebanyak 24 jam yang akan datang, sehingga unit-unit pembangkit yang dijadwalkan untuk dijalankan dapat ditentukan
2. Memasukkan karakteristik untuk setiap unit pembangkit, di mana daya maksimum untuk keseluruhan unit yang akan dioperasikan berkisar di atas 30% dari daya permintaan.
3. Menentukan harga lambda awal (λ_i) kemudian menghitung jumlah daya keseluruhan (P_{total})
4. Jika selisih antara daya total dengan daya permintaan cukup besar atau daya total tidak sama dengan daya permintaan, maka nilai untuk error pertama (E_1) dapat ditentukan
5. Dengan menggunakan metode +10% atau +15% maka pengulangan pertama untuk lambda kedua (λ_2) dapat dicari lalu dilanjutkan kembali untuk menghitung besar daya dari masing-masing unit. Jika daya total masih tidak sama (lebih besar atau lebih kecil) dari daya permintaan, maka selisih dari P_{tot} dan P_{load} dapat ditentukan (E_2).
6. Dari variabel yang telah didapatkan di atas ($\lambda_1, \lambda_2, E_1, E_2$), maka untuk pengulangan kedua (A_3) dan seterusnya akan digunakan metode *interpolasi* atau *ekstrapolasi* hingga dicapai daya total yang sama dengan daya permintaan atau selisih di antara keduanya dapat ditoleransi yaitu lebih kecil atau sama dengan 0,02 ($|E| \leq 0,02$).

BAB IV

ANALISA HASIL DAN PERHITUNGAN

A. Stasiun Pembangkit Wilayah Makassar

Suatu sistem tenaga listrik tenaga listrik, umumnya terdiri atas tiga bagian utama, yaitu pusat-pusat pembangkit tenaga listrik, saluran transmisi, dan sistem distribusi. Dalam pengoperasiannya untuk menyalurkan energi listrik akan terdapat beberapa masalah yang harus diselesaikan, diantaranya adalah bagaimana mengoperasikan sistem tenaga listrik tersebut secara ekonomis, andal serta aman. Oleh karena itu, perlu dilakukan perencanaan yang tepat agar keandalan, keamanan serta keekonomisannya dapat tercapai.

Pada dasarnya, beban sistem Sul-Sel khususnya Makassar dilayani oleh empat buah stasiun pembangkit, yaitu PLTA Bakaru, PLTGU Sengkang, PLTD Suppa dan PLTU Tello. Keseluruhan stasiun pembangkit ini bekerja secara paralel dalam suatu interkoneksi lewat kawat udara tegangan tinggi 150 kV. Sebagian besar beban dilayani oleh PLTA Bakaru, PLTGU Sengkang dan PLTD Suppa, dengan pertimbangan bahwa PLTA Bakaru adalah stasiun pembangkit yang paling murah, sedangkan PLTGU Sengkang dan PLTD Suppa adalah stasiun pembangkit swasta yang dibeli oleh PLN, sehingga harus dioperasikan secara maksimal. Adapun PLTU Tello hanya dioperasikan untuk beban selebihnya (beban puncak), dan untuk melayani beberapa pusat beban, jika unit pembangkit lainnya mengalami gangguan, baik gangguan pada pembangkit, maupun gangguan pada jaringan transmisi.

B. Spesifikasi Sistem Tenaga Listrik Unit Pembangkitan I Tello

Unit Pembangkitan I Tello, terdiri atas beberapa unit pembangkit tenaga termal, yaitu PLTG, PLTU dan PLTD. Jadwal pengoperasian dari unit-unit pembangkit ini diatur oleh Unit Pembangkit dan Penyaluran Beban (UP2B). Pada keadaan normal (PLTA Bakaru atau PLTG Sengkang tidak mengalami gangguan), unit-unit ini dijalankan pada saat permintaan beban memuncak. Akan tetapi jika PLTA atau PLTG mengalami gangguan, maka unit-unit tersebut harus dijalankan untuk memenuhi kebutuhan daya konsumen.

Dalam pengoperasiannya, unit yang paling sering dijalankan, adalah unit PLTU. Hal ini dilakukan, karena mengingat perubahan daya pada PLTU memerlukan waktu yang cukup lama, dan proses startnya memakan waktu cukup lama.

Unit-unit pembangkit listrik pada Unit Pembangkitan I Tello, merupakan unit-unit pembangkit termal. Spesifikasi dari unit-unit pembangkit termal adalah sebagai berikut:

1. Pembangkit Listrik Tenaga Uap

Merk	: RadeKoncar
Tipe	: S1445-2
No. Seri	: 12728
Jumlah unit	: 2 Buah
Daya terpasang	: 12,5 MW
Daya maksimum	: 10 MW
Daya minimum	: 1,25 MW

Tegangan : 6,3 KV

Faktor daya : 0,8

Frekuensi : 50 Hz

2. Pembangkit Listrik Tenaga Gas

a. Westcan

Merk : Westcan

Tipe : W 191 G

No. Seri : 1-66 S 6031

Jumlah unit : 1 buah

Daya Terpasang : 14,5 MW

Daya Mampu : 12 MW

Daya Minimum : 5 MW

Tegangan : 11 KV

Faktor Daya : 0,8

Frekuensi : 50 Hz

b. Alsthom

Merk : Alsthom ATL

Tipe : T 174-160

: 1150 -240

No. Seri : 411721

: 410340

Jumlah unit : 2 buah

Daya Terpasang : 21,35MW

Daya maksimum : 16,5 MW

Daya Minimum : 5 MW

Tegangan : 11 KV

FaktorDaya : 0,8

Frekuensi : 50 Hz

c. General Elektrik

Merk : General Elektrik

Tipe : 6 A 3

: 6 A 3

No. Seri : 446 x 20

: 446 x 021

Jumlah unit : 2 buah

Daya Terpasang : 33,44MW

Daya maksimum : 33 MW

Daya Minimum : 5 MW

Tegangan : 11 KV

FaktorDaya : 0,8

Frekuensi : 50 Hz

3. Pembangkit Listrik Tenaga Diesel

a. Mitsubishi

Merk : Meiden

Tipe : E-AF

: E-AF

No. Seri : 1 H 9792R1

: 1 H 9792R2

Jumlah unit : 2 buah

Daya Terpasang : 12,6MW

Daya maksimum : 10 MW

Daya Minimum : 3 MW

Tegangan : 6,3 KV

FaktorDaya : 0,8

Frekuensi : 50 Hz

b. S.W.Diesel

Merk : Cademesa

Tipe : W A.272/87/14

: W A.272/87/14

No. Seri : 111008-019.01

: 111008-019.02

Jumlah unit : 2 buah

Daya Terpasang : 12,4MW

Daya maksimum : 10 MW

Daya Minimum : 3 MW

Tegangan : 6,3 KV

FaktorDaya : 0,8

Frekuensi : 50 Hz



C. Data-Data Yang Diperlukan Untuk Penjadwalan Ekonomis

Unit-unit pembangkit yang ada di PLTU Tello, seluruhnya terdiri atas 11 unit dengan 6 jenis (tipe). Menurut pihak (karyawan) PLTU Tello, dari ke 11 unit tersebut hanya beberapa saja yang masih beroperasi. Hal ini disebabkan seringnya terjadi kerusakan pada unit-unit tertentu serta ada beberapa sistem unit pembangkit yang peralatannya banyak yang aus.

Pada bagian ini, untuk mendapatkan pendistribusian secara ekonomis maka hal yang terpenting yang harus disediakan adalah data-data yang harus dipenuhi berdasarkan kriteria-kriteria pengoptimasian. Adapun data yang diperlukan adalah data yang berasal dari unit-unit pembangkit yang sedang beroperasi (tidak dalam keadaan rusak).

Pada bab sebelumnya disebutkan bahwa data penting yang harus tersedia adalah data *input-output* untuk menentukan karakteristik dari masing-masing pembangkit yang akan digunakan serta kapasitas maksimum dan minimum unit-unit yang akan dioptimalkan. Selain data-data tersebut, data yang juga dibutuhkan adalah data beban, untuk mengetahui besarnya daya permintaan tiap jam selama 24 jam (lama beroperasi selama satu hari).

1. Data *Input-Output*

Dari persyaratan tersebut diatas, maka pembangkit termal yang memiliki data *input-output* di PLTU Tello adalah 6 unit pembangkit. Adapun data *input-output* dari masing-masing unit, diperlihatkan pada Tabel-Tabel berikut.

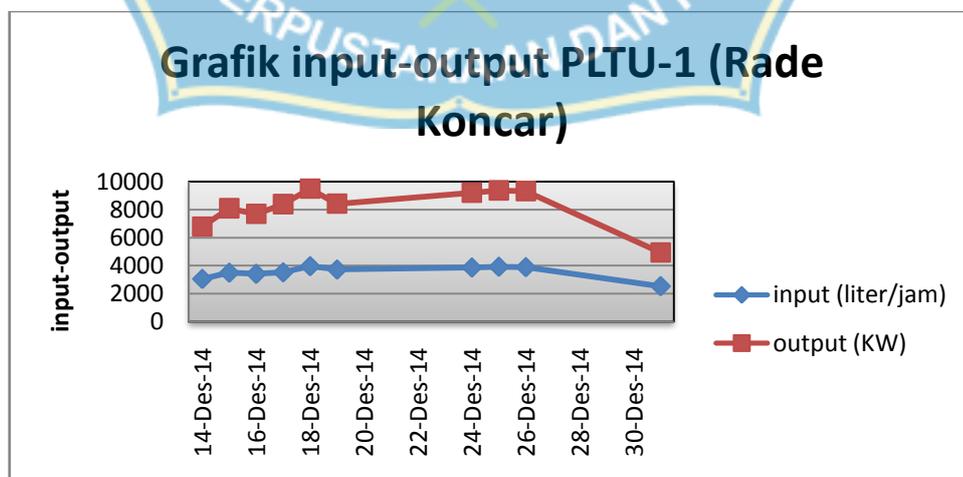
1. Data *input-output* PLTU-1 (Rade Koncar)

No.	Tanggal	Input (liter/jam)	Output (KW)
01	14 Desember 2014	3049,12	6779,2
02	15 Desember 2014	3494,1	8083,3
03	16 Desember 2014	3409,88	7682,35
04	17 Desember 2014	3516,08	8383,33
05	18 Desember 2014	3956,42	9479,16
06	19 Desember 2014	3720,05	8416,66
07	24 Desember 2014	3861,71	9200
08	25 Desember 2014	3915,8	9358,33
09	26 Desember 2014	3885,79	9312,5
10	31 Desember 2014	2531,25	4937,5

Sumber. PLN Tello

Tabel 4.1: Data *input-output* PLTU-1 (Rade Koncar)

Adapun Grafik berdasarkan Tabel 4.1 sebagai berikut:



Gambar 4.1 : grafik *input-output* terhadap waktu yang ditentukan

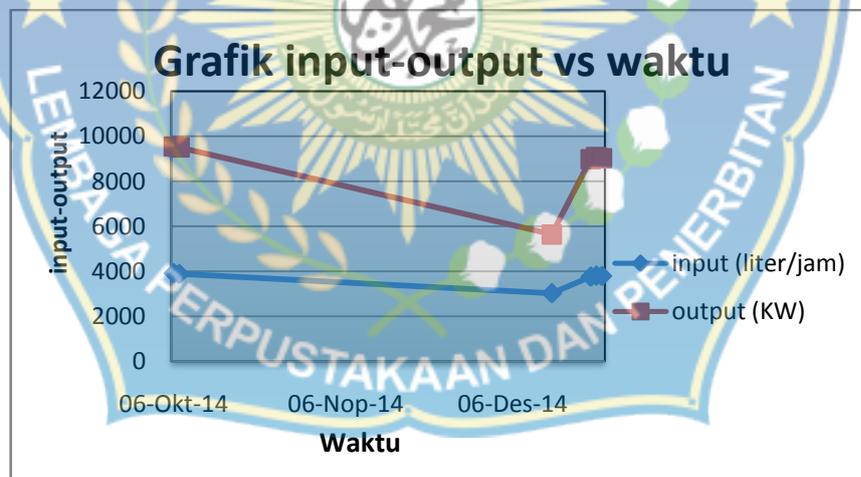
2. Data input-output PLTU-2 (Rade Koncar)

No.	Tanggal	Input (Liter/jam)	Output (KW)
01	06 oktober 2014	3917,63	9541.67
02	07 oktober 2014	3883,78	9505,8
03	13 desember 2014	3024,8	5637,5
04	20 desember 2014	3762,6	8975
05	21 desember 2014	3808,5	9070,8
06	22 desember 2014	3794,5	9020,8

Sumber. PLN Tello

Tabel 4.2 : Data input-output PLTU-2 (Rade Koncar)

Adapun grafik berdasarkan tabel 4.2 sebagai berikut :



Gambar 4.2: Grafik *Input-Output* terhadap waktu yang ditentukan

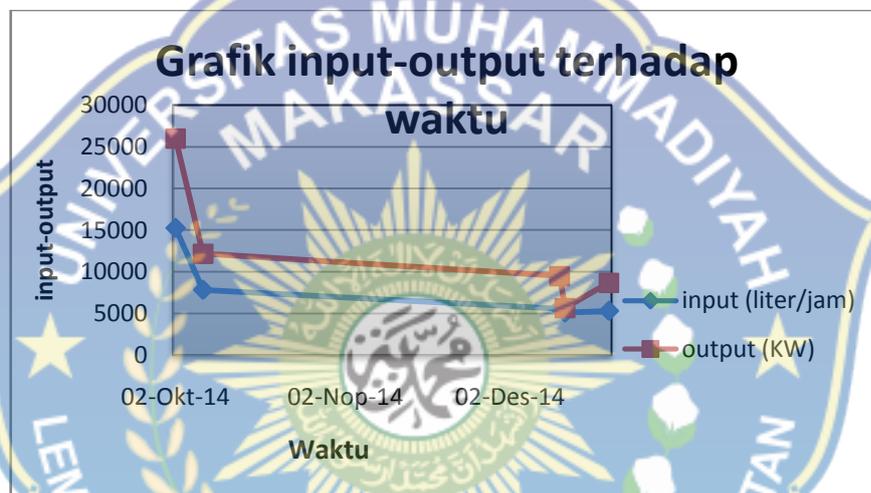
3. Data Input-Output PLTG-Aisthom I

No.	Tanggal	Input (Liter/jam)	Output (KW)
01	02 Oktober 2014	15260	26000

02	07 Oktober 2014	7826	12171,43
03	11 Desember 2014	5575	9500
04	12 Desember 2014	5096	5666,67
05	20 Desember 2014	5300	8700

Tabel 4.3: Data *Input-Output* PLTG-Aisthom I

Adapun grafik berdasarkan tabel 4.3 sebagai berikut :



Gambar 4.3: Grafik *input-output* terhadap waktu yang ada

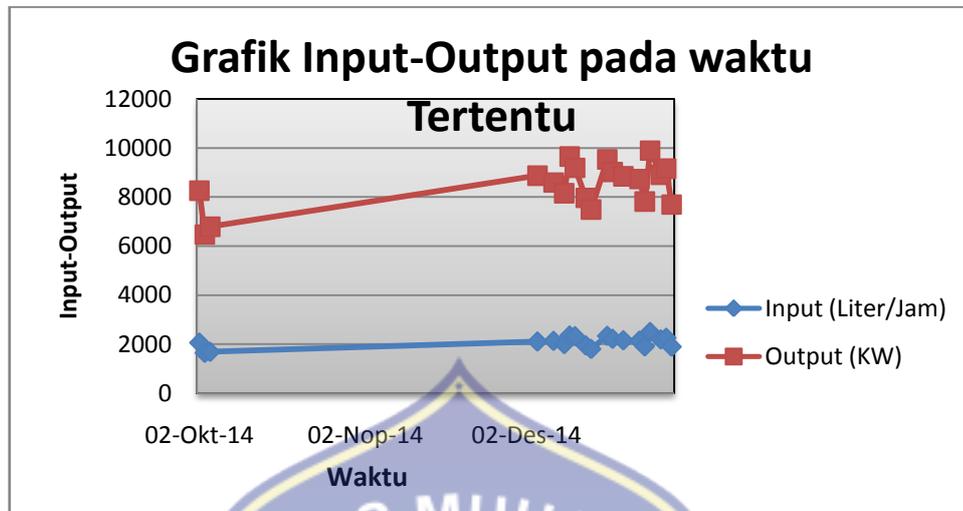
4. Data *Input-Output* PLTD-Mitsubishi I

No.	Hari/Tanggal	Input (Liter/Jam)	Output (KW)
01	02 Oktober 2014	2066,1	8268,77
02	03 Oktober 2014	1651,85	6481,48
03	04 Oktober 2014	1692,77	6799,28
04	04 Desember 2014	2112,7	8878,57
05	07 Desember 2014	2138,5	8600

06	09 Desember 2014	2007,66	8166,66
07	10 Desember 2014	2354,4	9660
08	11 Desember 2014	2326,4	9200
09	13 Desember 2014	1956	7972,72
10	14 Desember 2014	1810,5	7500
11	17 Desember 2014	2340,9	9545,45
12	18 Desember 2014	2221,14	9028,5
13	20 Desember 2014	2162	8853
14	23 Desember 2014	2146	8740
15	24 Desember 2014	1916	7825
16	25 Desember 2014	2499	9900
17	27 Desember 2014	2196	8920
18	28 Desember 2014	2261	9166
19	29 Desember 2014	1904	7700

Sumber: PT. PLN (Persero) Unit Pembangkitan Wilayah VIII Tello Makassar

Tabel 4.4 : Data *Input-Output* PLTD-Mitsubishi I



Gambar 4.4 : Grafik *Input-Output* pada Waktu Tertentu

2. Data Kapasitas Maksimum-Minimum Unit-Unit Pembangkit

Besarnya kapasitas maksimum dan minimum dari unit-unit pembangkit listrik yang sedang beroperasi dari tanggal 1-7 Oktober 2014 ditunjukkan oleh tabel terlampir: (Tabel Kapasitas Unit-Unit Pembangkit Tello)

Dari data tersebut dapat diketahui kapasitas daya maksimum dari keseluruhan pembangkit termal yang ada di PLTU Tello sebesar 78 MW dan daya minimumnya sebesar 32,5 MW.

3. Data Karakteristik Unit-Unit Pembangkit

Pada Bab 2 telah disebutkan bahwa untuk penjadwalan ekonomis suatu sistem unit-unit pembangkit terlebih dahulu kita harus mengetahui karakteristik dari unit pembangkit itu sendiri. Karakteristik dari masing-masing unit pembangkit dapat diperoleh dari perbandingan antara *input-output* unit pembangkit.

Berdasarkan data *input-output* yang ada pada tabel terlampir, dengan menggunakan sebuah program sederhana (dengan *least-square method*) maka rumus diatas dapat diturunkan menjadi:

$$\frac{dF_1}{dP_1} = 2a_i P_i + b_i \left(\frac{Rp}{KWjam} \right)$$

Tabel Persamaan Biaya Bahan Bakar (Rp/KWH), terlampir memperlihatkan masing-masing dari karakteristik unit pembangkit yang beroperasi di Stasiun Pembangkitan Tello berdasarkan data operasi *input-output* (1-7 Oktober serta data operasi 1-31 Desember 2014)

Karakteristik yang diperlihatkan pada tabel di atas tidaklah bersifat tetap, hal ini dikarenakan adanya perubahan nilai konstanta karakteristik ketika data untuk masing-masing pembangkit lebih banyak atau bahkan iebih sedikit dibanding data yang digunakan penulis saat ini.

Untuk memperoleh karakterisasi dari suatu unit pembangkit dengan ketelitian yang akurat dapat dilakukan dengan jalan mengadakan pengukuran langsung besarnya bahan bakar dipakai untuk menghasilkan daya sebesar P (MW) selama satu jam, dengan tidak mengabaikan hal yang paling kecil sehingga standar untuk karakteristik sebuah unit pembangkit dapat diperoleh.

4. Data Beban Sistem Pembangkit PLTU Tello.

Posisi PLTU-Tello yang saat ini bukan sebagai pembangkit listrik utama namun hanya sebagai pembangkit cadangan setelah PLTA Bakaru dan PLTG Sengkang menyebabkan beban sistem unit pembangkit yang ada di PLTU Tello selalu berubah, ditambah lagi dengan adanya permintaan tambahan daya yang

tiba-tiba dari PT. Tonasa, Bosowa atau yang lainnya serta kerusakan pada unit pembangkit yang mendadak. Posisi ini menyebabkan sulitnya diadakan optimasi sebagai metoda yang digunakan dalam menanggulangi besarnya harga rata-rata per KWH-nya, karena syarat utama optimasi dapat direalisasikan hanya ketika unit pembangkit yang beroperasi lebih dari satu unit. Walau demikian, data-data yang didapatkan dari PLTU Tello juga dapat digunakan sebagai nilai pembanding. Biaya yang harus dikeluarkan PLTU Tello pada data beban pada tanggal 7 Oktober per jamnya diperbandingkan dengan biaya yang dikeluarkan berdasarkan penjadwalan ekonomis yang didapatkan

Dalam permasalahan koordinasi pembangkitan termal, beban listrik merupakan batasan (*constrain*) dalam usaha untuk mendapatkan penjadwalan yang ekonomis dari besar daya yang harus dibangkitkan oleh masing-masing unit pembangkit. Berikut ini diperlihatkan data beban listrik PLTU Tello.

Tabel 4.5. Data Beban Listrik Tanggal 07 Oktober 2014

Jam	Beban (MW)
01.00	32,3
02.00	27,3
03.00	27,3
04.00	27,3
05.00	29,5
06.00	25,4
07.00	15,4
08.00	29,4
09.00	25,5
10.00	52,4

11.00	59,4
12.00	56,2
13.00	56,4
14.00	56,4
15.00	47,4
16.00	48,4
17.00	50,2
18.00	70
19.00	88
20.00	86
21.00	75
22.00	84
23.00	84
24.00	84

Tabel diatas menunjukkan beban-beban yang selalu berubah dan harus dipenuhi oleh PLTU Tello. Tidak beroperasinya PLTA-1 Bakaru pada jam-jam awal (musim kemarau) menyebabkan PLTU Tello harus memenuhi kebutuhan beban besar. Di mana biasanya pada jam-jam ini beban berkisar di 15 MW hingga 20 MW. Kenaikan daya permintaan pada PLTU Tello yang sering terjadi hanya pada waktu beban puncak yakni pada jam 18.00 hingga 22.00.

Di bawah ini unit-unit pembangkit yang bekerja berdasarkan penjadwalan yang dilakukan oleh PLTU Tello dengan beban perjam pada tanggal 07 Oktober 2014.

Tabel 4.6. Penjadwalan Pembangkit Sistem Tello Makassar Per 07 Oktober 2014

JAM	BEBAN (MW)	P1 (MW)	P2 (MW)	P3 (MW)	P4 (MW)	P5 (MW)	P6 (MW)
01.00	32,3	9,3	-	-	13	-	10

02.00	27,3	9,3	-	-	8	-	10
03.00	27,3	9,3	-	-	8	-	10
04.00	27,3	9,3	-	-	8	-	10
05.00	29,5	9,5	-	-	10	-	10
06.00	25,4	9,4	-	-	6	-	10
07.00	15,4	9,4	-	-	6	-	-
08.00	29,4	9,4	-	-	20	-	-
09.00	25,5	9,5	-	16	-	-	-
10.00	52,4	9,4	-	23	20	-	-
11.00	59,4	9,4	-	25	25	-	-
12.00	56,2	9,2	-	22	25	-	-
13.00	56,4	9,4	-	22	25	-	-
14.00	56,4	9,4	-	24	23	-	-
15.00	47,4	9,4	-	15	23	-	-
16.00	48,4	9,4	-	16	23	-	-
17.00	50,2	9,2	-	16	18	-	7
18.00	70	-	10	25	25	-	10
19.00	88	-	13	28	28	9	10
20.00	86	-	13	27	27	9	10
21.00	75	-	13	22	21	9	10
22.00	84	-	15	25	25	9	10
23.00	84	-	15	25	25	9	10
24.00	84	-	8	29	28	9	10



Tabel 4.7. Biaya Bahan Bakar Pengoperasian Sistem Tello Makassar sebelum Optimasi Per 07 Oktober 2014

JAM	BEBAN (MW)	PLTU-2 (RP/JAM)	ALSTOM (RP/JAM)	Ge-1 (RP/JAM)	Ge-2 (RP/JAM)	MITS-1 (RP/JAM)	SWD-1 (RP/JAM)	F _T (Rp/JAM)
01.00	32,3	4.428.700	-	-	8.840.000	-	3.612.200	16.880.900
02.00	27,3	4.428.700	-	-	7.601.000	-	3.612.200	15.641.900
03.00	27,3	4.428.700	-	-	7.601.000	-	3.612.200	15.641.900
04.00	27,3	4.428.700	-	-	7.601.000	-	3.612.200	15.641.900
05.00	29,5	4.481.300	-	-	8.089.000	-	3.612.200	16.182.500
06.00	25,4	4.455.000	-	-	7.122.000	-	3.612.200	15.189.200
07.00	15,4	4.455.000	-	-	7.122.000	-	-	11.577.000
08.00	29,4	4.455.000	-	-	10.676.000	-	-	15.131.000
09.00	25,5	4.481.300	-	9.452.000	-	-	-	13.933.300
10.00	52,4	4.455.000	-	12.401.000	10.676.000	-	-	27.532.000
11.00	59,4	4.455.000	-	13.300.000	12.060.000	-	-	29.815.000
12.00	56,2	4.402.400	-	11.961.000	12.060.000	-	-	28.423.400
13.00	56,4	4.455.000	-	11.961.000	12.060.000	-	-	28.476.000
14.00	56,4	4.455.000	-	12.847.000	11.499.000	-	-	28.801.000
15.00	47,4	4.455.000	-	9.056.000	11.499.000	-	-	25.010.000
16.00	48,4	4.455.000	-	9.452.000	11.499.000	-	-	25.406.000
17.00	50,2	4.402.400	-	9.452.000	10.139.000	-	3.466.900	27.460.300
18.00	70	-	9.038.000	13.300.000	12.060.000	-	3.612.200	38.010.200
19.00	88	-	10.910.000	14.694.000	12.919.000	3.195.700	3.612.200	45.330.900
20.00	86	-	10.910.000	14.223.000	12.630.000	3.195.700	3.612.200	44.570.900
21.00	75	-	10.910.000	11.961.000	10.948.000	3.195.700	3.612.200	40.626.900
22.00	84	-	12.303.000	13.300.000	12.060.000	3.195.700	3.612.200	44.470.900
23.00	84	-	12.303.000	13.300.000	12.060.000	3.195.700	3.612.200	44.470.900
24.00	84	-	7.934.000	15.172.000	12.919.000	3.195.700	3.612.200	42.832.900
TOTAL								657.056.900

D. Penjadwalan Ekonomis Pembangkit Termal Unit Pembangkitan I PLTU

Tello

1. Penjadwalan ekonomis untuk besar beban 32,3 MW(pukul 01.00)

Berikut ini adalah perhitungan penjadwalan pembangkit termal Unit Pembangkitan Tello dengan menggunakan metode persamaan lambda berdasarkan langkah-langkah yang telah dijelaskan pada bab sebelumnya.

$$P_{\text{load}}=32300 \text{ KW}$$

$$\frac{dF_2}{dP_2} = 0,00194P_2 + 244,93 \quad 3.000 \leq P_2 \leq 10.000 \text{KW}$$

$$\frac{dF_5}{dP_5} = 0,0024P_5 + 222,35 \quad 6.000 \leq P_5 \leq 33.000 \text{KW}$$

$$\frac{dF_7}{dP_7} = 0,0058P_7 + 318,39 \quad 3.000 \leq P_7 \leq 10.000 \text{KW}$$

$$P_{\text{load}}= P_2 + P_5 + P_7$$

$$32300 = \frac{\lambda - 244,93}{0,00194} + \frac{\lambda - 222,35}{0,0024} + \frac{\lambda - 318,39}{0,0058}$$

$$\lambda = \frac{32300 + \frac{244,93}{0,00194} + \frac{222,35}{0,0024} + \frac{318,39}{0,0058}}{\frac{1}{0,00194} + \frac{1}{0,0024} + \frac{1}{0,0058}}$$

$$\lambda = \frac{32300 + 126252,57 + 92645 + 54898,82}{515,46 + 416,67 + 172,41}$$

$$\lambda = 277,1217 \frac{Rp}{KWH}$$

$$P_2 = \frac{\lambda - 244,93}{0,00194} = \frac{277,1217 - 244,93}{0,00194} = 16594 \text{ KW}$$

$$P_5 = \frac{\lambda - 222,35}{0,0024} = \frac{277,1217 - 222,35}{0,0024} = 22822 \text{ KW}$$

$$P_7 = \frac{\lambda - 318,39}{0,0058} = \frac{277,1217 - 318,39}{0,0058} = -7115 \text{KW}$$

Karena adanya pembangkit yang bekerja di atas maksimum dan di bawah minimum, maka pembangkit-pembangkit tersebut harus dijalankan pada batas minimum dan maksimumnya.

$$P_2 = 10000 \text{ KW}$$

$$P_5 = 22822 \text{ KW}$$

$$P_7 = 3000 \text{ KW}$$

$$P_{\text{total}} = 35822 \text{ KW}$$

$$\text{Error} = P_{\text{tot}} - P_{\text{load}} = 35822 - 32300 = 3522 \text{ KW}$$

Nilai error yang ditoleransi adalah sebesar +0,02

Karena nilai error yang didapatkan melebihi dari nilai toleransi, maka metode pengulangan lambda yang pertama akan digunakan:

$$\lambda_2 = \lambda \pm 10\%$$

$$\lambda_2 = 277,1217 \pm 10\%$$

karena nilai error, E, lebih besar dari 0, maka

$$\lambda_2 = 277,1217 \times 0,9 = 249,41$$

$$P_2 = \frac{\lambda - 244,93}{0,00194} = \frac{249,41 - 244,93}{0,00194} = 2309 \text{ KW}$$

$$P_5 = \frac{\lambda - 222,35}{0,0024} = \frac{249,41 - 222,35}{0,0024} = 11274,8 \text{ KW}$$

$$P_7 = \frac{\lambda - 318,39}{0,0058} = \frac{249,41 - 318,39}{0,0058} = -11825,94 \text{ KW}$$

Karena adanya batasan untuk masing-masing unit pembangkit, maka:

$$P_2 = 3000 \text{ KW}$$

$$P_5 = 11274,8 \text{ KW}$$

$$P_7 = 3000\text{KW}$$

$$P_{\text{total}} = 17274,8\text{KW}$$

$$E_2 = 17274,8 - 32300 = -15025,19$$

Karena nilai error masih juga di atas nilai toleransi, maka untuk pengulangan lambda yang ke-3, kita akan menggunakan metode *ekstrapolasi/interpolasi*. Persyaratan utama untuk metode ini adalah jika $E_1 \neq E_2$.

$$\lambda = 277,1217$$

$$\lambda_2 = 249,41$$

$$E_1 = 3522$$

$$E_2 = -15025$$

$$\lambda_3 = \frac{(E_1 \times \lambda_2) - (E_2 \times \lambda_1)}{E_1 - E_2}$$

$$\lambda_3 = \frac{(3522 \times 249,41) - (-15025 \times 277,1217)}{3522 - (-15025)} = 271,86$$

$$P_2 = \frac{\lambda - 244,93}{0,00194} = \frac{271,86 - 244,93}{0,00194} = 13881,44 \text{ KW}$$

$$P_5 = \frac{\lambda - 222,35}{0,0024} = \frac{271,86 - 222,35}{0,0024} = 2069,2 \text{ KW}$$

$$P_7 = \frac{\lambda - 318,39}{0,0058} = \frac{271,86 - 318,39}{0,0058} = -8022,4 \text{ KW}$$

Karena adanya batasaan untuk masing-masing unit pembangkit, maka:

$$P_2 = 10000\text{KW}$$

$$P_5 = 20629,2\text{KW}$$

$$P_7 = 3000\text{KW}$$

$$P_{\text{total}} = 33629\text{KW}$$

$$E_3 = 33629 - 32300 - 1329$$

Nilai error pada kondisi ini masih di atas nilai toleransi, maka *interpolasi/ekstrapolasi* masih akan digunakan.

$$\lambda_2 = 249,41$$

$$\lambda_3 = 271,86$$

$$E_2 = -15025$$

$$E_3 = 1329$$

$$\lambda_4 = \frac{(E_2 \times \lambda_3) - (E_3 \times \lambda_2)}{E_2 - E_3}$$

$$\lambda_4 = \frac{(-15025 \times 271,86) - (-1329 \times 249,41)}{(-15025) - 1329} = 270,035$$

$$P_2 = \frac{\lambda - 244,93}{0,00194} = \frac{270,035 - 244,93}{0,00194} = 12940,72 \text{ KW}$$

$$P_5 = \frac{\lambda - 222,35}{0,0024} = \frac{270,035 - 222,35}{0,0024} = 19868,75 \text{ KW}$$

$$P_7 = \frac{\lambda - 318,39}{0,0058} = \frac{270,035 - 318,39}{0,0058} = -8337,06 \text{ KW}$$

Karena adanya batasaan untuk masing-masing unit pembangkit, maka:

$$P_2 = 10000 \text{ KW}$$

$$P_5 = 19868 \text{ KW}$$

$$P_7 = 3000 \text{ KW}$$

$$P_{\text{total}} = 32868 \text{ KW}$$

$$E_4 = 32869 - 32300 = 569 \text{ KW}$$

Error masih di atas nilai toleransi,

$$\lambda_3 = 271.8599$$

$$\lambda_4 = 270.0353$$

$$E_3 = 1329$$

$$E_4 = 569$$

$$\lambda_5 = \frac{(E_3 \times \lambda_4) - (E_4 \times \lambda_3)}{E_3 - E_4}$$

$$\lambda_5 = \frac{(1329 \times 270,03) - (569 \times 271,86)}{1329 - 569} = 268,67$$

$$P_2 = \frac{\lambda - 244,93}{0,00194} = \frac{268,67 - 244,93}{0,00194} = 12237,11 \text{ KW}$$

$$P_5 = \frac{\lambda - 222,35}{0,0024} = \frac{268,67 - 222,35}{0,0024} = 19300 \text{ KW}$$

$$P_7 = \frac{\lambda - 318,39}{0,0058} = \frac{268,67 - 318,39}{0,0058} = -8572,4 \text{ KW}$$

Karena adanya batasan untuk masing-masing unit pembangkit, maka:

$$P_2 = 10000 \text{ KW}$$

$$P_5 = 19300 \text{ KW}$$

$$P_7 = 3000 \text{ KW}$$

$$E_5 = P_{\text{total}} - P_{\text{Load}}$$

$$E_5 = 32000 - 32300 = 0$$

Pada situasi ini, program komputasi akan berhenti bekerja, karena nilai error sudah masuk batas nilai toleransi, P_{total} bernilai sama dengan P_{load}

Table berikut memperlihatkan hasil optimasi selama 24 jam:

Tabel 4.8. Data Daya Setelah Optimasi Per 07 Oktober 2014

JAM	BEBAN (MW)	PLTU-2 (KW)	ALST (KW)	GE-1 (KW)	GE-2 (KW)	MIT-1 (KW)	SWD-1 (KW)
01.00	32,3	10.000	-	-	19.300	-	3.000
02.00	27,3	10.000	-	-	14.300	-	3.000
03.00	27,3	10.000	-	-	14.300	-	3.000
04.00	27,3	10.000	-	-	14.300	-	3.000
05.00	29,5	10.000	-	-	16.500	-	3.000
06.00	25,4	10.000	-	-	12.400	-	3.000
07.00	15,4	10.000	-	-	5.400	-	-
08.00	29,4	10.000	-	-	19.400	-	-

09.00	25,5	10.000	-	15.500	-	-	-
10.00	52,4	10.000	-	9.400	33.000	-	-
11.00	59,4	10.000	-	16.400	33.000	-	-
12.00	56,2	10.000	-	13.200	33.000	-	-
13.00	56,4	10.000	-	13.400	33.000	-	-
14.00	56,4	10.000	-	13.400	33.000	-	-
15.00	47,4	10.000	-	5.000	32.400	-	-
16.00	48,4	10.000	-	5.400	33.000	-	-
17.00	50,2	10.000	-	5.923	33.000	-	3.078
18.00	70	-	5000	22.000	33.000	-	10.000
19.00	88	-	6.407	28.593	33.000	10.000	10.000
20.00	86	-	6.053	26.947	33.000	10.000	10.000
21.00	75	-	5.000	17.348	33.000	9.652	10.000
22.00	84	-	5.699	25.301	33.000	10.000	10.000
23.00	84	-	5.699	25.301	33.000	10.000	10.000
24.00	84	-	5.699	25.301	33.000	10.000	10.000



Tabel 4.9 Data harga setelah Optimasi Per 07 Oktober 2014

JAM	BEBAN (MW)	PLTU-2 (RP/JAM)	ALSTOM (RP/JAM)	Ge-1 (RP/JAM)	Ge-2 (RP/JAM)	MIT-1 (RP/JAM)	SWD-1 (RP/JAM)	FT (RP/JAM)
01.00	32,3	4.613.200	-	-	10.487.000	-	1.120.500	16.220.700
02.00	27,3	4.613.200	-	-	9.1720.00	-	1.120.500	14.905.700
03.00	27,3	4.613.200	-	-	9.172.000	-	1.120.500	14.905.700
04.00	27,3	4.613.200	-	-	9.172.000	-	1.120.500	14.905.700
05.00	29,5	4.613.200	-	-	9.743.000	-	1.120.500	15.476.700
06.00	25,4	4.613.200	-	-	8.688.000	-	1.120.500	14.421.700
07.00	15,4	4.613.200	-	-	6.980.000	-	-	11.593.200
08.00	29,4	4.613.200	-	-	10.514.000	-	-	15.127.200
09.00	25,5	4.613.200	-	9.253.000	-	-	-	13.866.200
10.00	52,4	4.613.200	-	6.952.000	14.400.000	-	-	25.965.200
11.00	59,4	4.613.200	-	9.612.000	14.400.000	-	-	28.625.200
12.00	56,2	4.613.200	-	8.358.000	14.400.000	-	-	27.371.200
13.00	56,4	4.613.200	-	8.435.000	14.400.000	-	-	27.448.200
14.00	56,4	4.613.200	-	8.435.000	14.400.000	-	-	27.448.200
15.00	47,4	4.613.200	-	5.436.000	14.219.000	-	-	24.268.200
16.00	48,4	4.613.200	-	5.569.000	14.400.000	-	-	24.582.200
17.00	50,2	4.613.200	-	5.744.000	14.400.000	-	1.121.900	25.879.100
18.00	70	-	6.494.200	11.961.000	14.400.000	-	1.379.900	34.235.100
19.00	88	-	7.137.100	14.977.000	14.400.000	3.596.700	1.379.900	41.490.700
20.00	86	-	6.969.900	14.198.000	14.400.000	3.596.700	1.379.900	40.544.500
21.00	75	-	6.494.200	9.996.000	14.400.000	3.452.800	1.379.900	35.722.900
22.00	84	-	6.806.500	13.437.000	14.400.000	3.596.700	1.379.900	39.620.100
23.00	84	-	6.806.500	13.437.000	14.400.000	3.596.700	1.379.90	39.620.100
24.00	84	-	6.806.500	13.437.000	14.400.000	3.596.700	1.379.900	39.620.100
TOTAL								613.863800



2. Hasil Optimasi selama 24 jam

Besar biaya yang dikeluarkan masing-masing unit pada jam 01.00 adalah:

$$F_1 = aP^2 + bP + c$$

$$F_2 = 0,00097(10000)^2 + 244,93(10000) + 2066800$$

$$F_2 = 4.613.200 \text{ Rp/jam}$$

$$F_5 = 0,0012(19300)^2 + 222,35(19300) + 5744400$$

$$F_5 = 10.487.000 \text{ Rp/jam}$$

$$F_7 = 0,0029(3000)^2 + 318,39(3000) + 1381600$$

$$F_7 = 1.120.500 \text{ Rp/jam}$$

Biaya keseluruhan pada jam ini adalah:

$$F_T = F_2 + F_5 + F_7$$

$$F_T = 16.220.700$$

sementara biaya yang dikeluarkan PLN pada jam ini adalah:

$$F_T = 16.880.900$$

Pada Tabel 4.8 di atas diperlihatkan hasil optimasi untuk tanggal 07 oktober 2014 selama 24 jam. Biaya total dari pengoperasian unit-unit pembangkit mulai dari jam 01 hingga 24 adalah sebagai berikut:

- Biaya pembangkitan total (F_T) = $613.863.800 \text{ Rp} / 24 \text{ jam}$
- Total daya selama 24 jam adalah = 1237,2 MW
- Biaya operasi rata-rata $\left(\frac{dF}{dP}\right)$ = $496,17 \text{ Rp} / \text{kwh}$

Sementara pola operasi Unit pembangkit Tello tanggal 07 Oktober dengan menggunakan penjadwalan sesuai dengan arahan Unit Pembangkitan dan Penyaluran Beban (UP2B) pada 07 Oktober 2014 adalah sebagai berikut:

- Biaya pembangkitan total (FT) $= 657.056.900^{Rp} / 24 \text{ jam}$
- Total daya selama 24 jam adalah $= 1237,2 \text{ MW}$
- Biaya operasi rata-rata $\left(\frac{dF}{dP}\right) = 531,08^{Rp} / \text{kwh}$

Dari hasil perhitungan penjadwalan pembangkit selama 24 jam diperoleh pengurangan biaya sebesar:

$$F = F_{\text{PLN}} \cdot F_{\text{Optimisasi}}$$

$$F = \text{RP}43.193.100$$



BAB V

PENUTUP

A. Kesimpulan.

1. Besarnya biaya bahan bakar pengoperasian sistem tello yang dicapai selama 24 jam adalah Rp 657.056.900.
2. Total biaya yang dikeluarkan dengan menggunakan penjadwalan ekonomis secara optimasi dengan metode *LaGrange* selama 24 jam lebih rendah, Rp 613.863.800, dibanding total biaya dengan cara yang dipakai pada Unit Sistem Pembangkitan Tello, Rp 657.056.900. dan besarnya penekanan harga (selisih) dengan metode optimasi adalah RP 43.193.100.

B. Saran.

1. Untuk pencarian karakteristik, sebaiknya dilakukan pengukuran harga pemakaian bahan bakar selama satu jam, atau melihatnya pada buku spesifikasi teknis keluaran pabrik, agar diperoleh karakteristik yang standar.
2. Metode pengoptimalan ini (optimasi), sebaiknya dilakukan di stasiun-stasiun pembangkitan, di mana unit-unit pembangkitnya selalu bekerja secara bersamaan.

DAFTAR PUSTAKA

- Hadir, Abd: Energi II, Universitas Indonesia Press, Jakarta, 2013.
- Kadaruddin, Abd. 2012. Pembangkit Tenaga Listrik, Universitas Indonesia Press, Jakarta.
- Mahridin, Jasman. 2012. Operasi Sistem Tenaga Listrik, Balai Penerbitan & Humas Institut Sains Dan Teknologi Nasional, Jakarta.
- Stevenson. Jr, Wiliam.D. 2012. Analisis Sistem Tenaga Listrik IV, Erlangga, Jakarta.
- Taufan, M. & Gani, Dewa Lani: Krisis Listrik Diambang 2020, 22 Jakarta. 2012.
- Wood, Alien. J & Wollenberg, Bruce.F. 2012. Power Generation, Operation, and Control, John Wiley & Sons, New York.
- M, Suyitno. 2011. Pembangkit Energi Listrik. Jakarta: Rineka Cipta.

