

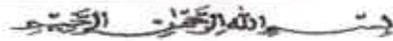
SKRIPSI

**ANALISIS BIAYA PEMBANGKIT LISTRIK TERHADAP
PENGUNAAN PENGULANGAN LAMBDA PADA
NILAI ERROR YANG MELEBIHI
NILAI TOLERANSI**



**PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO
FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS MUHAMMADIYAH MAKASSAR
2022**

15/06/2022
1 cc
Smb Alimmi
P1 0036/ELT/2022
ISM
a'



HALAMAN PENGESAHAN

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

Judul Skripsi : **ANALISIS BIAYA PEMBANGKIT LISTRI TERHADAP PENGGUNAAN PENGULANGAN LAMBDA PADA NILAI ERROR YANG MELEBIHI NILAI TOLERANSI**

Nama : 1. Ismail
2. Dany Hidayat

Stambuk : 1. 105 82 1523 15
2. 105 82 11065 16

Makassar, 7 Maret 2022

Telah Diperiksa dan Disetujui
Oleh Dosen Pembimbing:

Pembimbing I

Pembimbing II

Dr. Eng. Ir. H. Zulfajri Basri Hasanuddin, M.Eng

Rizal Ahdiyati Duyo, S.T., M.T

Mengetahui,

Ketua Prodi Teknik Elektro



Adriani, S.T., M.T.

NBM : 1044 202



بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

PENGESAHAN

Skripsi atas nama **Ismail** dengan nomor induk Mahasiswa 105 82 1523 15 dan **Dany Hidayat** dengan nomor induk Mahasiswa 105 82 11065 16, dinyatakan diterima dan disahkan oleh Panitia Ujian Tugas Akhir/Skripsi sesuai dengan Surat Keputusan Dekan Fakultas Teknik Universitas Muhammadiyah Makassar Nomor: 0004/SK-Y/20201/091004/2022, sebagai salah satu syarat guna memperoleh gelar Sarjana Teknik pada Program Studi Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Muhammadiyah Makassar pada hari Sabtu, 26 Februari 2022.

Panitia Ujian :

1. Pengawas Umum

Makassar, 14 Sya'ban 1443 H
17 Maret 2022 M

a. Rektor Universitas Muhammadiyah Makassar

Prof. Dr. H. Ambo Asse, M.Ag

b. Dekan Fakultas Teknik Universitas Hasanuddin

Prof. Dr. Ir. H. Muh. Arsyad Thaha, M.T

2. Penguji

a. Ketua : Dr. Ir. Zahir Zainuddin, M.Sc

b. Sekretaris : Adriani, S.T.,M.T

3. Anggota

1. Dr. Umar Katu, S.T.,M.T

2. Dr. Ir. Hj. Hafsa Nirwana, M.T

3. Anugrah, S.T.,M.M

Mengetahui:

Pembimbing I

Pembimbing II

Dr. Eng. Ir. H. Zulfajri Basri Hasanuddin, M.Eng

Rizal Ahdiyut Duyo, S.T.,M.T

Dekan



Dr. Ir. Hj. Nurnawaty, S.T., M.T.,IPM

NBM : 795 108

ABSTRAK

Abstrak :Ismail dan Dany Hidayat (2022) Analisis Biaya Pembangkit Listrik Terhadap Penggunaan Pengulangan Lambda Pada Nilai Error Yang Melebihi Nilai Toleransi dibimbing oleh DR. Ir Zahir zainuddin, M.Sc dan Rizal A Duyo, S.T., M.T. Adapun tujuan penulisan tugas akhir ini adalah Menghitung besarnya nilai error perhadap nilai toleransi dan Menghitung perbandingan antara biaya yang dikeluarkan PLTU Tello dengan biaya yang dikeluarkan dengan menggunakan metode optimisasi pada waktu yang sama. Metode yang dipergunakan pada penelitiann ini adalah mengadakan penelitian dan pengambilan data di Pembangkit Listrik Pada Unit Pembangkitan I Wilayah VII Tello Di Makassar. Hasil yang didapatkan pada penelitian ini adalah. Error di atas nilai toleransi adalah $\lambda_3= 271.8599$, $\lambda_4= 270.0353$, $E_3= 1329$, $E_4 = 569$, Biaya yang dikeluarkan PLN pada jam adalah $F_T=16.880.900$, Biaya total dari pengoperasian unit-unit pembangkit mulai dari jam 01 hingga 24 adalah sebagai berikut. Biaya pembangkitan total (F_T) = 613.863.800 rp/24jam, Total daya selama 24 jam adalah = 1237,2 MW, Biaya operasi rata-rata $dF/dP = 496,17$ Rp/kwh dan penjadwalan pembangkit selama 24 jam diperoleh pengurangan biaya sebesar Rp 43.193.100.

Kata kunci ; Pembangkit, Lambda, Error

KATA PENGANTAR

Syukur Alhamdulillah penulis panjatkan ke hadirat Allah SWT, karena Rahmat dan HidayahNya sehingga penulis dapat menyusun skripsi ini, dan dapat kami selesaikan dengan baik.

Tugas akhir ini disusun sebagai salah persyaratan akademik yang harus ditempuh dalam rangka penyelesaian program studi pada Jurusan Elektro Fakultas Teknik Universitas Muhammadiyah Makassar. Adapun judul tugas akhir adalah : "Analisis Biaya Pembangkit Listrik Terhadap Penggunaan Pengulangan Lambda Pada Nilai Error Yang Melebihi Nilai Toleransi"

Penulis menyadari sepenuhnya bahwa 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 teknis penulis 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 segalan ketulusan dan kerendahan hati, kami mengucapkan terima kasih dan penghargaan yang setinggi-tingginya kepada :

1. Ibu DR. Ir. Hj. Nurnawaty, S.T., M.T. sebagai Dekan Fakultas Teknik Universitas Muhammadiyah Makassar.

2. Ibu Adriani, ST, MT., sebagai Ketua Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Muhammadiyah Makassar.
3. Bapak. DR. Ir. H. Zulfajri Basri Hasanuddin, M.Eng, selaku Pembimbing I dan Bapak Rizal A Duyo, ST, MT, selaku Pembimbing II, yang telah banyak meluangkan waktunya dalam membimbing kami.
4. Bapak dan ibu dosen serta staf pegawai pada fakultas teknik atas segala waktunya telah mendidik dan melayani penulis selama mengikuti proses belajar mengajar di Universitas Muhammadiyah Makassar.
5. Ayahanda dan Ibunda yang tercinta, penulis mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya atas segala limpahan kasih sayang, doa dan pengorbanan terutam dalam bentuk materi dalam menyelesaikan kuliah.
6. Saudara-saudaraku serta rekan-rekan mahasiswa fakultas teknik terkhusus angkatan 2015 yang dengan keakraban dan persaudaraan banyak membantu dalam menyelesaikan tugas akhir ini.

Semoga semua pihak tersebut di atas mendapat pahala yang berlipat ganda di sisi Allah SWT dan skripsi yang sederhana ini dapat bernabfaat bagi penulis, rekan-rekan, masyarakat serta bangsa dan Negara. Amin.

Makassar, April 2020

DAFTAR ISI

	Halaman
LEMBAR JUDUL	i
LEMBAR PENGESAHAN	ii
ABSTRAK	iii
KATAPENGANTAR	iv
DAFTAR ISI	vi
DAFTAR TABEL	ix
DAFTAR GAMBAR	x
BAB I PENDAHULUAN	
A. Latar Belakang	1
B. Rumusan Masalah	2
C. Tujuan Penelitian	3
D. Batasan Masalah	3
E. Manfaat Penelitian	3
F. Metode Penulisan	4
G. Sistematika Penulisan	4
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	
A. Gambara Umum Operasi Pembangkit	6
B. Biaya Produksi	6
1. Biaya tetap	7
2. Biaya tidak tetap	8
C. Beban Unit-Unit Pembangkit	8

1. Pembangkit Listrik Tenaga Uap	8
2. Pembangkit Listrik Tenaga Gas	9
3. Pembangkit Listrik Tenaga Diesel.....	11
D. Karakteristik Ekonomis Pembangkit Termal.....	12
1. Kurva input-output pembangkit termal.....	12
2. Kurval HR dan IFC.....	13
E. Distribusi Ekonomis Unit-Unit Pembangkit	16
F. Metode Pengulangan Lambda.....	23
BAB III METODOLOGI PENELITIAN.....	27
A. Waktu Dan Tempat	27
1. Waktu.....	27
2. Tempat.....	27
B. Metode Penelitian	27
BAB IV HASIL PENELITIAN DAN PEMBAHASAN	
A. Spesifikasi Sistem Tenaga Listrik Unit Pembangkitan I Tello.....	31
B. Data-Data Yang Diperlukan Untuk Penjadwalan Ekonomis	35
1. Input-Output.....	35
2. Kapasitas Maksimum-Minimum Pembangkit	41
3. Karakteristik Unit-Unit Pembangkit	42
4. Beban Sistem Pembangkit PLTU Tello.....	44
C. Penjadwalan Ekonomis Pembangkit Termal Unit	
Pembangkitan I Tello	48
1. Penjadwalan Ekonomis Beban 32,3 MW	48

2. Hasil Optimisasi Selama 24 Jam	55
---	----

BAB V PENUTUP

A. Kesimpulan	57
B. Saran-Saran	58

LAMPIRAN

DAFTAR PUSTAKA

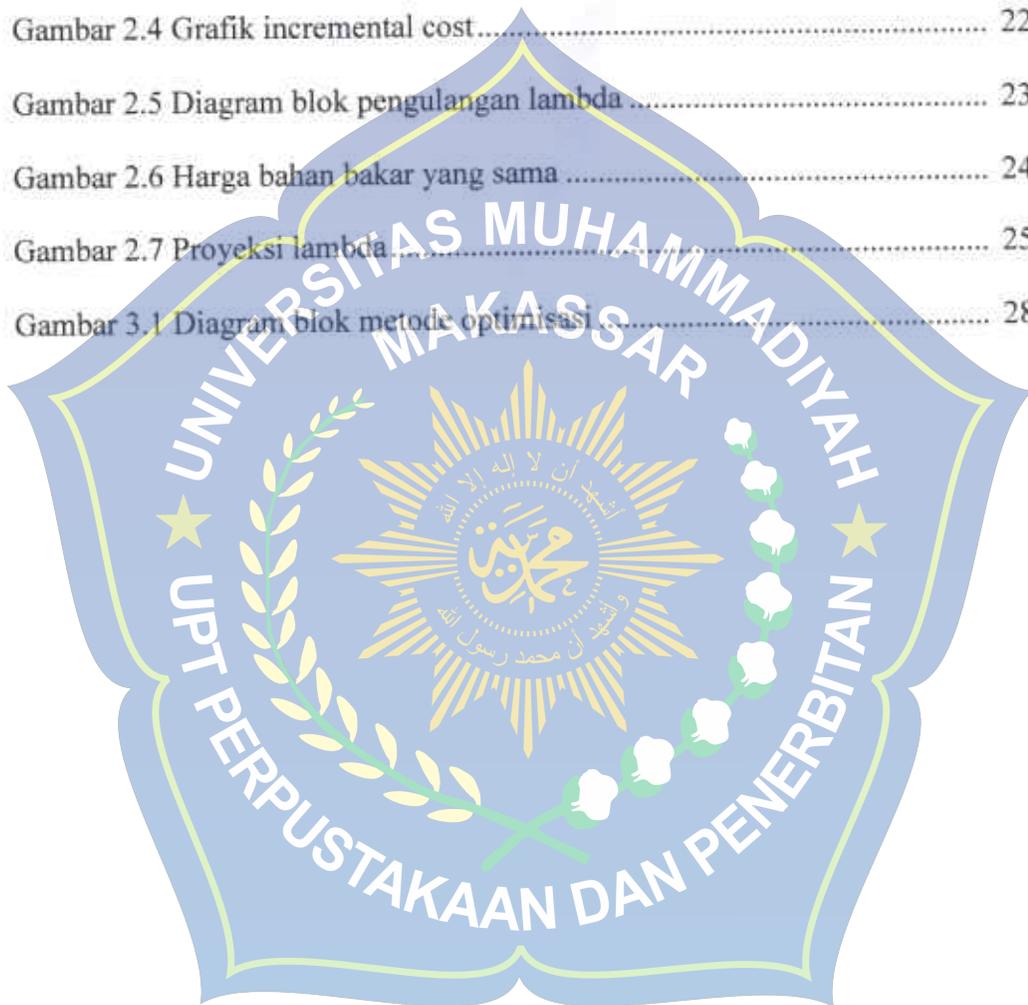


DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel 3.1 Data input-output PLTU-1 (Rade Koncar)	37
Tabel 3.2 Data input-output PLTU-2 (Rade Koncar)	37
Tabel 3.3 Data input-output PLTG-Alsthom 1	38
Tabel 3.4 Data input-output PLTG-GE1	38
Tabel 3.5 Data input-output PLTG-GE2	39
Tabel 3.6 Data input-output PLTD-Mitsubishil.....	39
Tabel 3.7 Data input-output PLTD-SWD1.....	40
Tabel 3.8 Kapasitas Unit-Unit Pembangkit Tello.....	41
Tabel 3.9 Karakteristik Unit-Unit Pembangkit Tello.....	42
Tabel 3.10 Persamaan Biaya Bahan Bakar	43
Tabel 3.11 Data Beban Listrik.....	45
Tabel 3.12 Penjadwalan Pembangkit Sistem Tello	46
Tabel 3.13 Biaya Bahan Bakar Pengoperasian Sistem Tello Sebelum Optimisasi.....	47
Tabel 3.14 Data Daya Setelah Optimisasi	52
Tabel 3.15 Data Harga Setelah Optimisasi.....	54

DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 2.1 Karakteristik input-output pembangkit termal.....	12
Gambar 2.2 Karakteristik fuel cost pembangkit termal.....	16
Gambar 2.3 Representasi biaya pembangkitan.....	17
Gambar 2.4 Grafik incremental cost.....	22
Gambar 2.5 Diagram blok pengurangan lambda.....	23
Gambar 2.6 Harga bahan bakar yang sama.....	24
Gambar 2.7 Proyeksi lambda.....	25
Gambar 3.1 Diagram blok metode optimisasi.....	28



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 sasarannya dapat dinikmati oleh seluruh rakyat dalam jumlah yang cukup, biaya murah serta dengan mutu yang baik.

Berdasarkan hal tersebut diatas maka pemerintah membangun pusat-pusat pembangkit listrik seperti PLTA, PLTU, PLTG, PLTD atau PLIN, 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 VIII 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 diatas 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 diatas, maka kami tertarik untuk mengadakan suatu penelitian mengenai: "ANALISIS BIAYA PEMBANGKIT LISTRIK TERHADAP PENGGUNAAN PENGULANGAN LAMBDA PADA NILAI ERROR YANG MELEBIHI NILAI TOLERANSI" 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. Mengingat 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.
2. Manajemen operasi sistem tenaga listrik haruslah memikirkan bagaimana menyediakan tenaga listrik yang seekonomis mungkin dengan tetap memperhatikan mutu dan keandalan.

C. Tujuan Penelitian

Tujuan penelitian ini adalah :

1. Menghitung besarnya nilai error terhadap nilai toleransi
2. Menghitung perbandingan antara biaya yang dikeluarkan PLTU Tello dengan biaya yang dikeluarkan dengan menggunakan metode optimisasi pada waktu yang sama

D. Batasan Masalah

adapun batasan masalah pada tugas akhir ini adalah

1. Pada perhitungan terhadap biaya yang diperlukan pada tugas akhir ini adalah menggunakan metode optimisasi LaGrange
2. Menekan besarnya biaya bahan bakar dengan melihat perbandingan antara biaya yang dikeluarkan PLTU Tello dengan biaya yang dikeluarkan dengan menggunakan metode optimisasi pada waktu yang sama

E. 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 optimisasi agar penggunaan bahan bakar dapat ditekan seminimum mungkin namun dapat membangkitkan daya optimal.

F. Metode Penulisan

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

1. Data Lapangan: yaitu penulis melakukan pengamatan secara langsung terhadap obyek penelitian di lapangan, 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 tennis.
- BAB III : Metodologi penelitian membahas tentang waktu, tempat dan metode penelitian
- BAB IV : Hasil penelitian dan pembahasan membahas tentang optimisasi pembangkit dengan biaya minimum pada unit pembangkitan , berisikan tentang pembebanan ekonomis unit-unit termis pada unit pembangkitan
- BAB 4 : Penutup, berisikan kesimpulan dan saran.



BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

A. Gambaran Umum Operasi Pembangkit

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 penggeraknya.

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% diatas 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, Potasium 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 PLTG 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

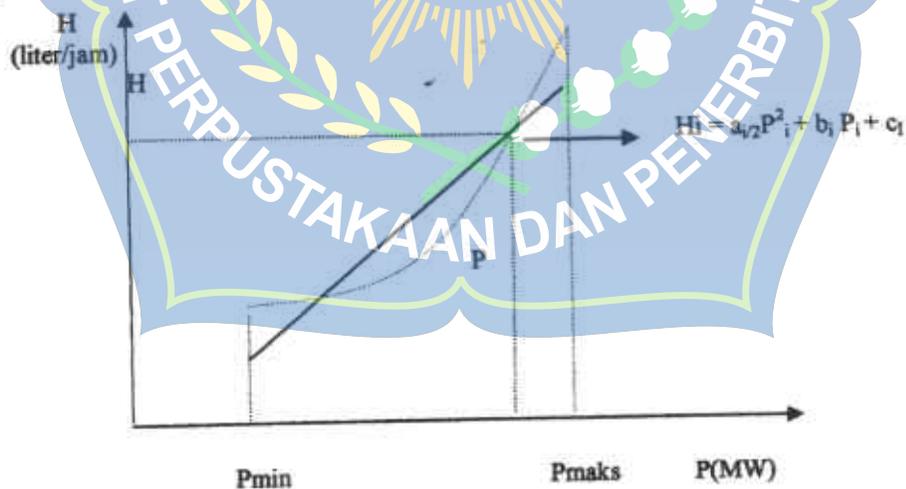
Tidak ada hal yang membatasi beban minimum pada unit PLTD, hanya saja apabila unit PLTD sering dibebani rendah misalnya kurang dari 30%, maka mesin diesel akan menjadi cepat kotor akibat pembakaran yang kurang sempurna. Pembakaran yang tidak sempurna ini menyebabkan katup-katup menjadi cepat kotor, sehingga 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:

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

Keterangan:

I.H.R. = Besarnya bahan bakar yang dibutuhkan untuk menghasilkan 1 MW selama 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

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

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

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

Maka persamaan (2.1) akan menjadi :

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

Keterangan :

$\frac{dF_t}{dP_t}$ = Biaya bahan bakar tambahan unit ke-i

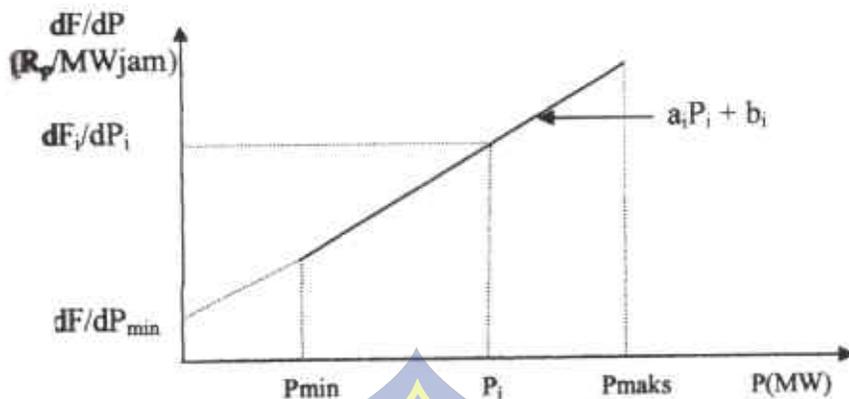
F_i = masukan bahan Bakar unit ke-i

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

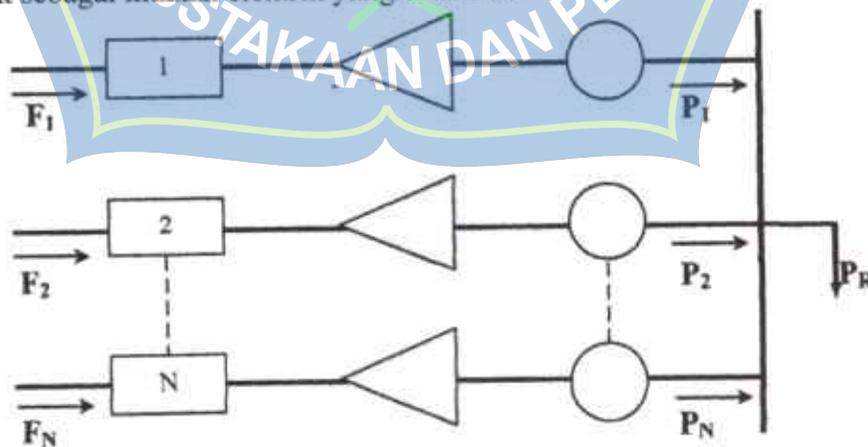
Suatu metoda lama dalam usaha menekan biaya daya (biaya bahan bakar) yakni dengan jalan mencatu daya hanya dari unit yang paling berdayaguna pada beban-beban yang ringan. Dengan meningkatkan beban, daya akan dicatu oleh unit yang paling berdayaguna hingga titik daya guna maksimum unit itu tercapai. Kemudian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



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 optimisasi 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

$$\frac{\delta L}{\delta P} = \frac{dF_l(P_l)}{dP_l} \lambda = 0 \dots\dots\dots(2.13)$$

Sehingga menjadi

$$\frac{dF_l(P_l)}{dP_l} = \lambda \dots\dots\dots(2.14)$$

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:

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

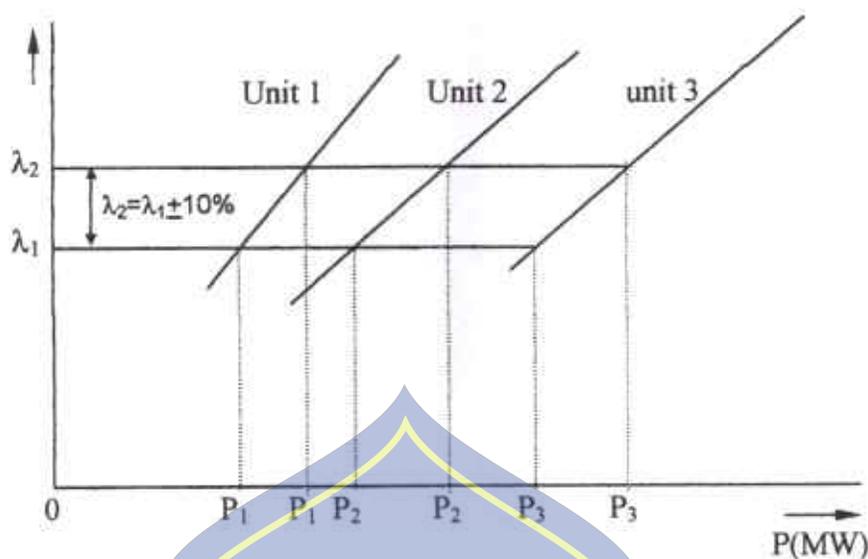
$$\sum_{i=1}^N P_i = P_R \quad 1 \text{ Persamaan Pembatas} \dots\dots\dots(2.17)$$

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 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

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



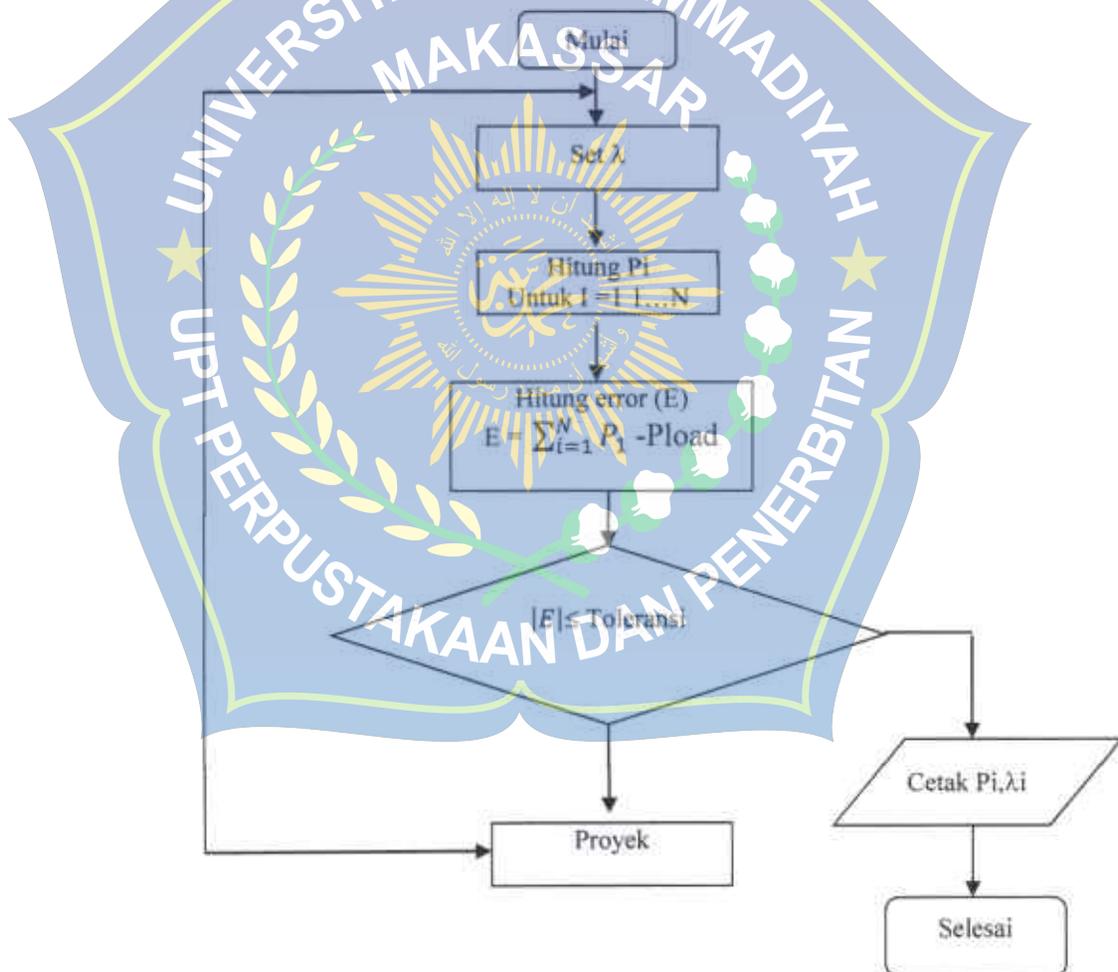
Gambar 2.4. Grafik incremental cost $\left(\frac{dF_i(P_i)}{dP_i}\right)$

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'_3 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 optimisasi).

F. Metode Pengulangan-Lambda

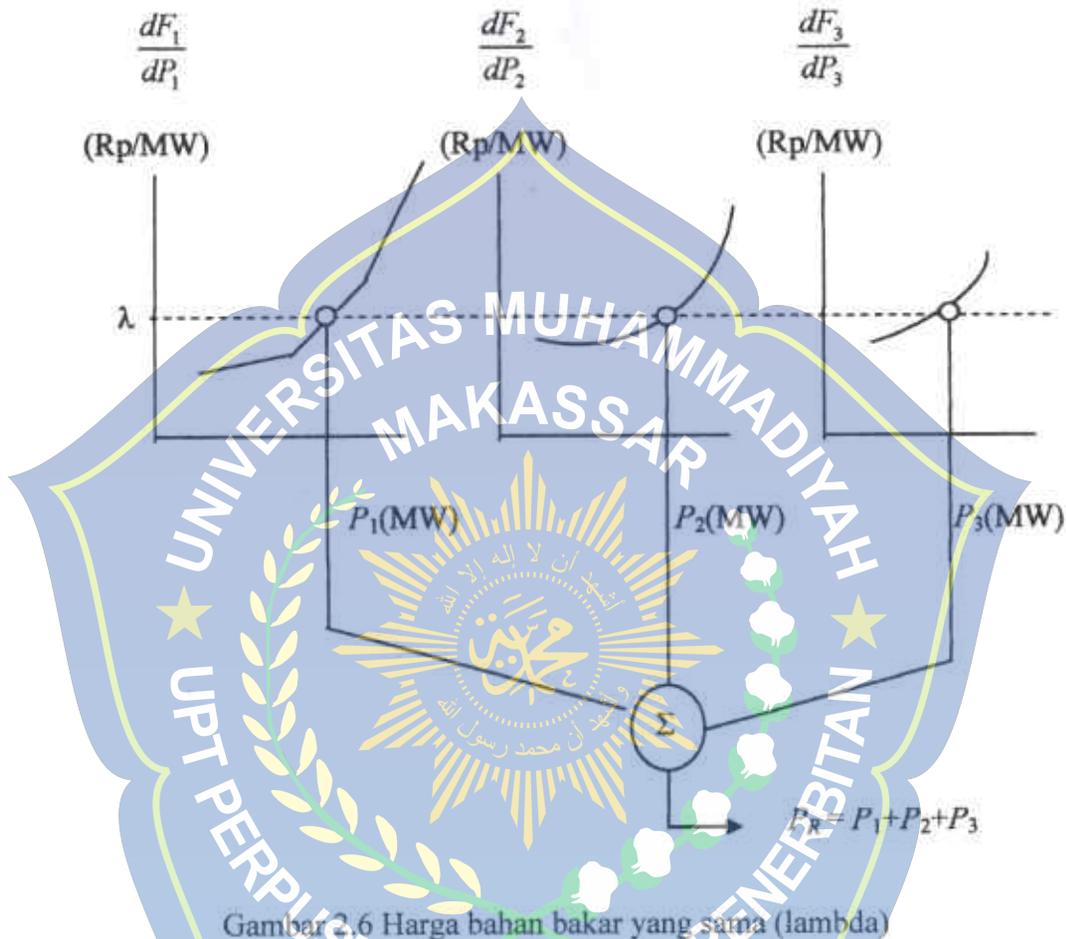
Pada bagian ini, kami akan memaparkan metoda yang digunakan dalam mendapatkan nilai lambda (λ) pada pengoperasian ekonomis unit-unit pembangkit dengan menggunakan sistem komputasi (pemrograman).

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 grafts untuk memecahkan masalah dan kemudian memperluasnya ke dalam algoritma komputer.



Gambar 2.5 Diagram blok pengulangan lambda

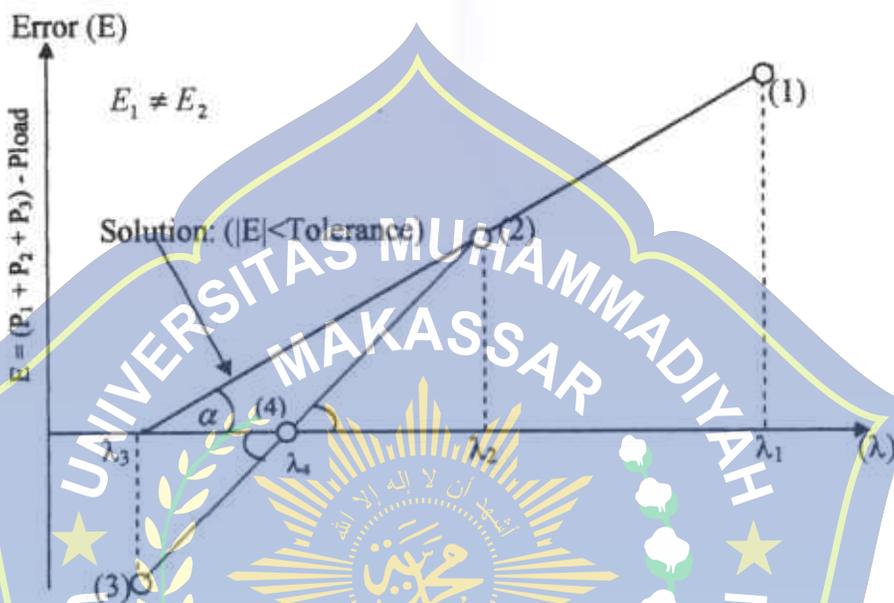
Dibawah ini adalah sebuah sistem dengan tiga unit mesin yang akan dicari titik operasional ekonomis optimum. Salah satu pendekatan karakteristik-karakteristik biaya tambahan dari masing-masing unit tersebut untuk grafik yang sama, disketsakan pada Gambar2.6.



Gambar 2.6 Harga bahan bakar yang sama (λ)

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_1) dan mengusahakan solusi lain. Dengan kedua solusi, kita bisa mengekstrapolasi (atau menginterpolasi) kedua solusi untuk lebih dekat ke total nilai daya yang diinginkan (lihat Gambar 2.7)



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 optimisasi 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 September 2021 sampai dengan April 2022 sesuai dengan perencanaan waktu yang terdapat pada jadwal penelitian.

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

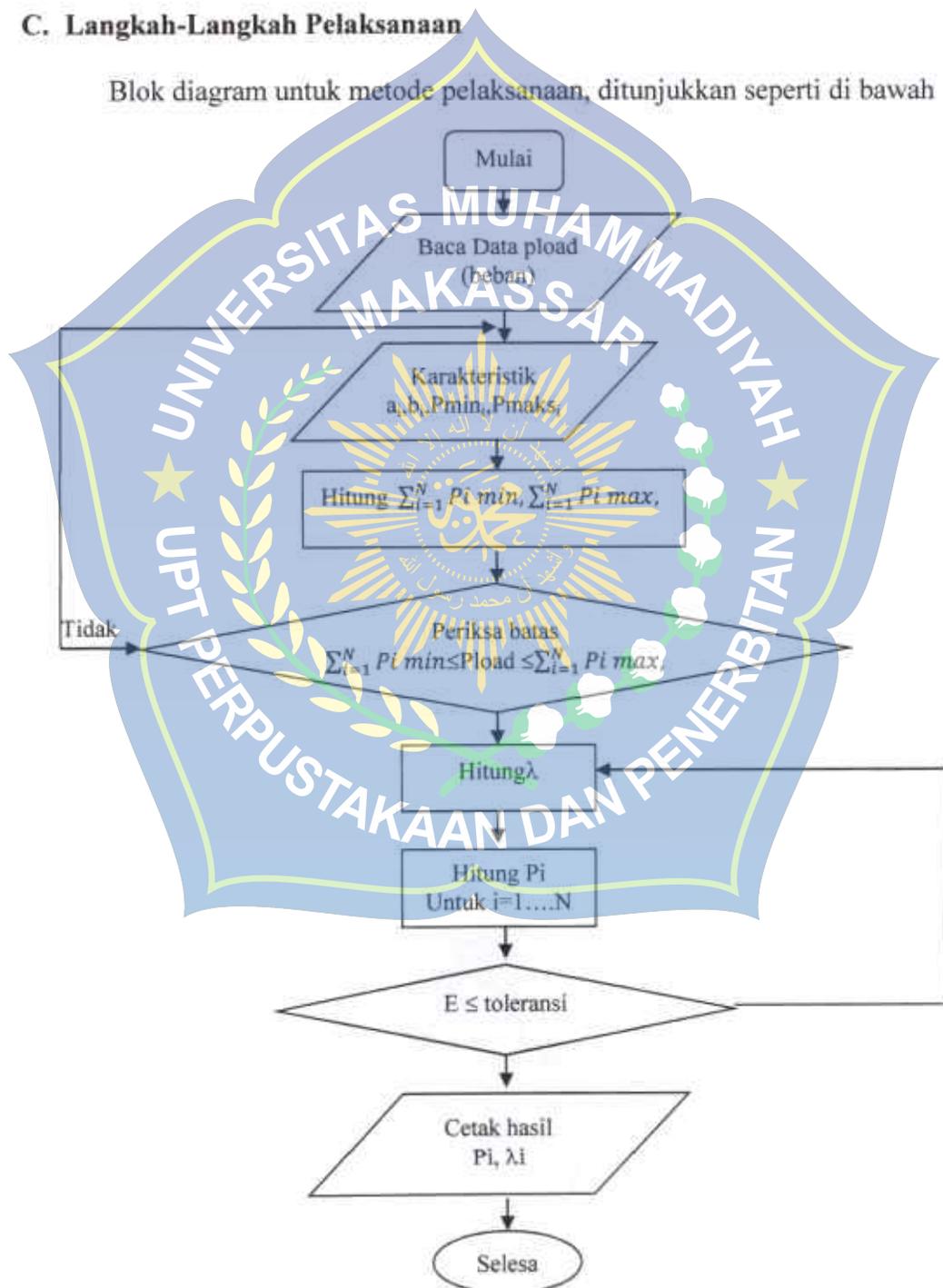
pembahasan/analisa hasil pengamatan dan menyimpulkan hasil analisa tersebut.

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

Blok diagram untuk metode pelaksanaan, ditunjukkan seperti di bawah



Gambar Diagram Blok Metode

Adapun langkah-langkah untuk pelaksanaan optimisasi 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_1) 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

HASIL PENELITIAN DAN PERHITUNGAN

A. Spesifikasi Sistem Tenaga Listrik Unit Pembangkitan I Tello

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 : 21,35 MW

Daya maksimum : 16,5 MW

Daya Minimum : 5 MW

Tegangan : 11 KV

Faktor Daya : 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 : 33,44 MW
 Daya maksimum : 33 MW
 Daya Minimum : 5 MW
 Tegangan : 11 KV
 Faktor Daya : 0,8
 Frekuensi : 50 Hz

3. Pembangkit Listrik Tenaga Diesel

a. Mitsubishi

Merk : Meiden
 Tipe : E-AF
 Tipe : E-AF
 No. Seri : 1 H 9792R1
 No. Seri : 1 H 9792R2
 Jumlah unit : 2 buah
 Daya Terpasang : 12,6 MW
 Daya maksimum : 10 MW
 Daya Minimum : 3 MW
 Tegangan : 6,3 KV
 Faktor Daya : 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 : 12,4 MW

Daya maksimum : 10 MW

Daya Minimum : 3 MW

Tegangan : 63 KV

Faktor Daya : 0,8

Frekuensi : 50 Hz

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) Bakar 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 terlihat pada data diatas.

B. 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 pengoptimisasian. 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 dioptimisasikan. 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:



Tabel 3-1. Data Input-output PLTU-1 (Rade Koncar)

No.	Tanggal	Input (Liter/Jam)	Output (KW)
01	14 Desember 2020	3049,12	6779,2
02	15 Desember 2020	3494,1	8083,3
03	16 Desember 2020	3409,88	7682,35
04	17 Desember 2020	3516,08	8383,33
05	18 Desember 2020	3956,42	9479,16
06	19 Desember 2020	3720,05	8416,66
07	24 Desember 2020	3861,71	9200
08	25 Desember 2020	3915,8	9358,33
09	26 Desember 2020	3885,79	9312,5
10	31 Desember 2020	2531,25	4937,5

Tabel 3-2. Data Input-output PLTU-2 (Rade Koncar)

No.	Tanggal	Input (Liter/Jam)	Output (KW)
01	06 Oktober 2020	3917,63	9541,67
02	07 Oktober 2020	3883,78	9505,8
03	13 Desember 2020	3024,8	5637,5
04	20 Desember 2020	3762,6	8975
05	21 Desember 2020	3808,5	9070,8
06	22 Desember 2020	3794,5	9020,8

Tabel 3-3. Data Input-output PLTG –Alsthom 1

No.	Tanggal	Input (Liter/Jam)	Output (KW)
01	02Oktober2020	15260	26000
02	07 Oktober 2020	7826	12171,43
03	11 Desember2020	5575	9500
04	12Desember2020	5096	5666,67
05	20 Desember 2020	5300	8700

Tabel 3-4. Data Input-output PLTG-GE1

No.	Tanggal	Input (Liter/Jam)	Output (KW)
01	02 Oktober 2020	7357,24	18850,57
02	01 Desember 2020	7007,82	17434,38
03	02 Desember 2020	7537,25	19000
04	04 Desember 2020	8160,6	19800
05	06 Desember 2020	5188,33	10055,55
06	07 Desember 2020	5890,4	14200
07	10 Desember 2020	8401,8	22500
08	11 Desember 2020	5220,6	11600
09	12 Desember 2020	7283,5	18800
10	14 Desember 2020	6512,2	15600
11	16 Desember 2020	6885,8	17000
12	17 Desember 2020	7153,33	18666,67
13	18 Desember 2020	8634	23400
14	20 Desember 2020	8789,75	23500

Tabel 3-5. Data Input-output PLTG-GE 2

No.	Tanggal	Input (Liter/Jam)	Output (KW)
01	02 Oktober 2020	5146,43	7642,86
02	04 Oktober 2020	6136,36	14545,45
03	05 Oktober 2020	7051,21	18333,33
04	06 Oktober 2020	7050,56	18309,86
05	07 Oktober 2020	7068,33	18541,67
06	04 Desember 2020	6657,5	16000
07	20 Desember 2020	7916	19750
08	23 Desember 2020	7416,66	19333,33
09	24 Desember 2020	5939,07	10000
10	28 Desember 2020	6186,2	15000
11	30 Desember 2020	8320,5	25500

Tabel 3-6. Data Input-Output PLTD-Mitsubishi 1

No.	Hari/ Tanggal	Input (Liter/Jam)	Output (KW)
01	02 Oktober 2020	2066,1	8268,77
02	03 Oktober 2020	1651,85	6481,48
03	04 Oktober 2020	1692,77	6799,28
04	04 Desember 2020	2112,7	8878,57
05	07 Desember 2020	2138,5	8600
06	09 Desember 2020	2007,66	8166,66
07	10 Desember 2020	2354,4	9660

08	11 Desember 2020	2326,4	9200
09	13 Desember 2020	1956	7972,72
10	14 Desember 2020	1810,5	7500
11	17 Desember 2020	2340,9	9545,45
12	18 Desember 2020	2221,14	9028,5
13	20 Desember 2020	2162	8853
14	23 Desember 2020	2146	8740
15	24 Desember 2020	1916	7825
16	25 Desember 2020	2499	9900
17	27 Desember 2020	2196	8920
18	28 Desember 2020	2261	9166
19	29 Desember 2020	1904	7700

Tabel 3-7. Data Input-Output PLTD-SWDI

No.	Tanggal	Input (Liter/Jam)	Output (KW)
01	07 Oktober 2020	2041,41	8221,48
02	06 Desember 2020	1966,2	8000
03	09 Desember 2020	2072,8	8400
04	12 Desember 2020	2357,4	9560
05	13 Desember 2020	2415	9600
06	17 Desember 2020	2464	9725
07	18 Desember 2020	2027,61	8115,38
08	20 Desember 2020	2248,97	8742,85

09	21 Desember 2020	2335	9425
10	22 Desember 2020	2164	8700
11	23 Desember 2020	1892.3	7554
12	27 Desember 2020	2014	8030

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

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 2020 ditunjukkan oleh label 3-8 berikut:

Tabel 3-8. Kapasitas Unit-Unit Pembangkit Tello

No.	Pusat Pembangkit	Tipe/Merk	Daya Terpasang	Daya Mampu	Daya Minimum
1	PLTU	Rade Koncar	12,5 MW	10 MW	3MW
2	PLTG	Alsthom ATL	21,35 MW	16,5 MW	5MW
3		General Electric	33,44 MW	33 MW	5MW
4	PLTD	Mitsubishi (Meiden)	12,6 MW	10MW	3MW
5		SWD (Cademesa)	12,4MW	10 MW	3MW

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.

Penentuan karakteristik dan salah satu unit pembangkit berdasarkan input-outputnya adalah sebagai berikut:

Berdasarkan data input-output yang ada pada tabel di atas, dengan menggunakan sebuah program sederhana (dengan least-square method) maka karakteristik bahan bakar terhadap daya adalah sebagai berikut:

Tabel 3-9. Karakteristik Unit-Unit Pembangkit Feilo

No.	Unit pembangkit	Merk/tipe	Karakteristik (Rp/KWjam)
1	PLTU	RadeKoncar(PLTU-1)	$F_1 = 0,027P^2 + 59,01P + 2.110.100$
2		Rade Koncar (PLTU-2)	$F_2 = 0,00097P^2 + 244,93P + 2.066.800$
3	PLTG	Alsthom ALF	$F_3 = 0,0144P^2 + 292,26P + 4.672.200$
4		GE-1	$F_4 = 0,0031P^2 + 299,52P + 3.860.600$
5		GE-2	$F_5 = 0,012P^2 + 222,35P + 5.744.400$
6	PLTD	Mitsubishi-1	$F_6 = 0,0WP^2 + 40,32P + 1.295.200$
7		SWD-1	$F_7 = 0,029P^2 + 318,39P + 1.381.600$

maka rumus diatas dapat diturunkan menjadi:

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

Tabel di bawah ini 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 2020)

Tabel 3-10. Persamaan Biaya Bahan Bakar (Rp/KWH)

No.	Unit pembangkit	Merk/tipe	Karakteristik (Rp/KWjam)
1	PLTU	Rade Koncar (PLTU-1)	$\frac{dF_1}{dP_1} = 0,054P_1 + 59,01$
2		RadeKoncar(PLTU-2)	$\frac{dF_2}{dP_2} = 0,00194P_2 + 244,93$
3	PLTG	Alstom ALT	$\frac{dF_3}{dP_3} = 0,0288P_3 + 292,26$
4		GE-1	$\frac{dF_4}{dP_4} = 0,0062P_4 + 299,52$
5		GE-2	$\frac{dF_5}{dP_5} = 0,0024P_5 + 222,35$
6	PLTD	Mitsubishi- 1	$\frac{dF_6}{dP_6} = 0,038P_6 + 40,32$
7		SWD-1	$\frac{dF_7}{dP_7} = 0,0058P_7 + 318,39$

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 lebih 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 optimisasi sebagai metoda yang digunakan dalam menanggulangi besarnya harga rata-rata per KWH-nya, karena syarat utama optimisasi 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 pembandingan. 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 3-11. Data Beban Listrik Tanggal 07 Oktober 2020

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 2020.

Tabel 3-12. Penjadwalan Pembangkit Sistem Tello Makassar Per 07 Oktober 2020

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	25	-	-
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

C. 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 $\pm 0,02$

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 batasan 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 batasan 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 optimisasi selama 24 jam:

Tabel 3-14. Data Daya Setelah Optimisasi Per 07 Oktober 2020

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



2. Hasil Optimisasi 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 3-14 di atas diperlihatkan hasil optimisasi untuk tanggal 07 oktober 2020 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 $\frac{Rp}{24 \text{ jam}}$
- Total daya selama 24 jam adalah = 1237,2 MW
- Biaya operasi rata-rata $\left(\frac{dF}{dP}\right)$ = 496,17 $\frac{Rp}{kwh}$

Sementara pola operasi Unit pembangkit Tello tanggal 07 Oktober dengan menggunakan penjadwalan sesuai dengan arahan Unit Pembangkitan dan Penyaluran Beban (UP2B) pada 07 Oktober 2020 adalah sebagai berikut:

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

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

$$F = F_{\text{PLN}} - F_{\text{optimisasi}}$$

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



BAB V

PENUTUP

A. Kesimpulan.

Adapun kesimpulan pada tugas akhir ini adalah :

1. Error di atas nilai toleransi adalah :,

- $\lambda_3 = 271.8599$

- $\lambda_4 = 270.0353$

- $E_3 = 1329$

- $E_4 = 569$

2. Biaya yang dikeluarkan PLN pada jam adalah $F_T = 16.880.900$

3. 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 = $1237,2 \text{ MW}$

- Biaya operasi rata-rata $\left(\frac{dF}{dP}\right) = 496,17 \text{ Rp} / \text{kwh}$

4. Dari hasil perhitungan penjadwalan pembangkit selama 24 jam diperoleh pengurangan biaya sebesar 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 (optimisasi), sebaiknya dilakukan di stasiun-stasiun pembangkitan, di mana unit-unit pembangkitnya selalu bekerja secara bersamaan.



DAFTAR PUSTAKA

- A. Rida Ismu W. dan Soepratman, 2020. instalasi Cahaya dan Tenaga I. Departemen P & K Direktorat Pendidikan Menengah dan Kejuruan.
- Charles I.H. 2nd Edition. Preventive Maintenance of Electrical Equipment USA : Me Graw Hill Book, Inc.
- Eugene C. Lister, 2020. Mesin dan Rangkaian Listrik. Jakarta : Airlangga.
- Kadaruddin, Abd: Pembangkit Tenaga Listrik, Universitas Indonesia Press, Jakarta, 2020.
- Mason, C. Russel, 2019, The Art and Science Of Protective Relaying, John Wiley And Sons, inc., New York
- Mahridin, Jasman: Operasi Sistem Tenaga Listrik, Balai Penerbitan & Humas Institut Sains Dan Teknologi Nasional, Jakarta, 2020.
- Warrington, A.R.C. Van, 1978, Vol. 2 and 3, Protective Relays, Chapman and Hall, London.
- Zuhal, 1988. Dasar Teknik Tenaga Listrik dan Elektronika Daya. Jakarta : PT. Gramedia.
- Ts. Mhd. Soeleman, 2020. Kumpulan Kuliah Mesin Serempak dan Tak Serempak. Elektronik ITB Bandung.
- Robert W.S , 1987. Swithcgear and Control Hand Book. USA : Me Graw Hill Book, Inc.