



TUGAS AKHIR - ME184834

**ANALISA *ECONOMIC DISPATCH* SISTEM PEMBANGKIT LISTRIK
HYBRID DI DAERAH KEPULAUAN BERBASIS *LINEAR PROGRAMMING*
METHOD (CASE STUDY: SELATPANJANG, KABUPATEN KEPULAUAN
MERANTI, RIAU)**

Rusdianto
NRP. 04211540000018

Dosen Pembimbing
Dr. Eddy Setyo Koenhardono, S.T., M.Sc.
Juniarko Prananda, S.T., M.T.

DEPARTEMEN TEKNIK SISTEM PERKAPALAN
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya
2019

“Halaman Ini Sengaja Dikosongkan”



FINAL PROJECT - ME184834

**ECONOMIC DISPATCH ANALYSIS OF HYBRID POWER PLANT
SYSTEM IN ISLANDS AREA BASED ON LINEAR PROGRAMMING
METHOD (CASE STUDY: SELATPANJANG, KEPULAUAN MERANTI
DISTRICT, RIAU)**

Rusdianto
NRP. 04211540000018

Dosen Pembimbing
Dr. Eddy Setyo Koenhardono, S.T., M.Sc.
Juniarko Prananda, S.T., M.T.

DEPARTEMEN TEKNIK SISTEM PERKAPALAN
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya
2019

“Halaman Ini Sengaja Dikosongkan”

LEMBAR PENGESAHAN

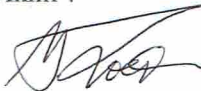
ANALISA *ECONOMIC DISPATCH* SISTEM PEMBANGKIT LISTRIK *HYBRID* DI DAERAH KEPULAUAN BERBASIS *LINEAR PROGRAMMING* *METHOD* (CASE STUDY: SELATPANJANG, KABUPATEN KEPULAUAN MERANTI, RIAU)

Diajukan untuk Memenuhi Salah Satu Syarat
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Pada
Bidang Studi Marine Electrical and Automation System (MEAS)
Program Studi S-1 Departemen Teknik Sistem Perkapalan
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

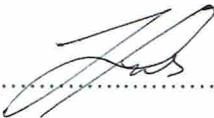
Oleh :
Rusdianto
NRP. 0421154000018

Disetujui oleh Pembimbing Tugas Akhir :

Dr. Eddy Setyo Koenhardono, S.T., M.Sc.
NIP. 196807011995121001


(.....)

Juniarko Prananda S.T. M.T.
NIP. 199006052015041001


(.....)

SURABAYA
Juli 2019

“Halaman Ini Sengaja Dikosongkan”

LEMBAR PENGESAHAN

ANALISA *ECONOMIC DISPATCH* SISTEM PEMBANGKIT LISTRIK *HYBRID* DI DAERAH KEPULAUAN BERBASIS *LINEAR PROGRAMMING* *METHOD* (CASE STUDY: SELATPANJANG, KABUPATEN KEPULAUAN MERANTI, RIAU)

SKRIPSI

Diajukan untuk Memenuhi Salah Satu Syarat
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Pada

Bidang Studi Marine Electrical and Automation System (MEAS)
Program Studi S-1 Departemen Teknik Sistem Perkapalan
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh :

Rusdianto

NRP. 0421154000018

Disetujui oleh :

Kepala Departemen Teknik Sistem Perkapalan



Dr. Eng. M. Badrus Zaman, S.T., M.T.

NIP. 197708022008011007

“Halaman Ini Sengaja Dikosongkan”

Analisa *Economic Dispatch* Sistem Pembangkit Listrik *Hybrid* di Daerah Kepulauan Berbasis *Linear Programming Method* (Case Study: Selatpanjang, Kabupaten Kepulauan Meranti, Riau)

Nama Mahasiswa : Rusdianto
NRP : 0421154000018
Dosen Pembimbing I : Dr. Eddy Setyo Koenhardono, S.T., M.Sc.
Dosen Pembimbing II : Juniarko Prananda S.T. M.T.

ABSTRAK

Peningkatan kebutuhan listrik di daerah Selatpanjang, Kabupaten Kepulauan Meranti, Riau terus terjadi. Namun, ketersediaan bahan bakar jenis diesel semakin langka dan mahal. Oleh karena itu, diperlukannya pembangkit alternatif, yaitu PLTU berbahan bakar batubara yang relatif murah dan ketersediaan batubara di wilayah sumatera sehingga kebutuhan listrik di Selatpanjang, Kabupaten Kepulauan Meranti, Riau tetap terpenuhi. Setiap jenis pembangkit memiliki biaya operasional yang berbeda ketika beban puncak maupun ketika beban minimal. Salah satu permasalahannya dalam pengoperasian ekonomis pembangkit tenaga listrik adalah *economics dispatch*, yaitu bagaimana mendapatkan biaya operasi yang minimum dengan tetap memenuhi batasan yang ada dan handal. Untuk itu perlu dilakukan analisa *economic dispatch* untuk pembangkit yang optimal untuk daerah Selatpanjang, Kepulauan Meranti, Riau dengan menggunakan *linear programming method*. Analisa *economic dispatch* ini menggunakan *operational cost* sebagai parameter dan dilakukan dengan menggunakan bantuan software berupa Matlab. Berdasarkan hasil pembebanan yang terjadi pada bulan ke-3 dari jam ke-1 hingga jam ke-24 pada tahun 2026, 2033, dan 2038 bahwa ketika besarnya beban yang disuplai lebih kecil dari total suplai daya listrik, maka pembangkitan daya berdasarkan perhitungan *economic dispatch* memiliki rata-rata *load factor* lebih kecil dibandingkan dengan pembangkitan daya berdasarkan *unit commitment improvement*. Namun, ketika besarnya beban yang disuplai mendekati besarnya total suplai daya listrik, maka rata-rata *load factor* perhitungan *economic dispatch* dan *unit commitment improvement* memiliki nilai yang sama. Dengan demikian, pembangkitan dengan *economic dispatch* akan memiliki rata-rata *specific fuel consumption* (g/KWH) lebih tinggi dibandingkan dengan *unit commitment improvement* berbanding terbalik dengan besarnya *load factor* sehingga *fuel consumption price* dikeluarkan akan lebih tinggi.

Keyword: economic dispatch, linear programming method, Load factor, unit commitment improvement .

“Halaman Ini Sengaja Dikosongkan”

ECONOMIC DISPATCH ANALYSYS OF HYBRID POWER PLANT SYSTEM IN ISLANDS AREA BASED ON LINEAR PROGRAMMING METHOD (CASE STUDY: SELATPANJANG, MERANTI ISLAND REGENCY, RIAU)

Student Name : Rusdianto
NRP : 0421154000018
Supervisor I : Dr. Eddy Setyo Koenhardono, S.T., M.Sc.
Supervisor II : Juniarko Prananda S.T. M.T.

ABSTRACT

The increase in electricity demand in the Selatpanjang area, Meranti Island Regency, Riau continues to occur. However, the availability of diesel fuel is increasingly scarce and expensive. Therefore, an alternative generator is needed, namely a relatively cheap coal-fired power plant and the availability of coal in the Sumatran region so that the electricity needs in Selatpanjang, Kepulauan Meranti Regency, Riau remain fulfilled. Each type of generator has different operational costs when peak loads and when the load is minimal. One of the problems in the economical operation of a power plant is economics dispatch, which is how to obtain minimum operating costs while meeting existing and reliable limits. For this reason, an economic dispatch analysis for optimal plants is needed for the Selatpanjang, Meranti Islands, Riau region by using the linear programming method. This economic dispatch analysis uses operational cost as a parameter and is done by using software assistance in the form of Matlab. Based on the results of the loading that occurred on the 3rd month from the 1st to the 24th hours in 2026 (scenario 1), 2033, and 2038 that when the amount of the load supplied is smaller than the total electric power supply, then power generation based on economic dispatch calculations has an average load factor smaller than power generation based on unit commitment improvement. However, when the amount of load supplied approaches the amount of total electric power supply, the average load factor for economic dispatch calculations and commitment improvement units has the same value. Thus, generation with economic dispatch will have a higher specific fuel consumption (g / KWH) compared to unit commitment improvement which is inversely proportional to the load factor so that the fuel consumption price will be higher.

Keyword: economic dispatch, linear programming method, Load factor, unit commitment improvement .

Halaman Ini Sengaja Dikosongkan”

KATA PENGANTAR

Puji syukur atas kehadiran Allah Subhanahu Wa Ta'ala, yang telah memberikan rahmat dan anugrah-Nya, sehingga penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir dengan judul “**Analisa Economic Dispatch Sistem Pembangkit Listrik Hybrid Di Daerah Kepulauan Berbasis Linear Programming Method (Case Study: Selatpanjang, Kabupaten Kepulauan Meranti, Riau)**” dengan baik dan tepat waktu. Tugas Akhir ini diajukan sebagai salah satu persyaratan kelulusan program studi sarjana di Departemen Teknik Sistem Perkapalan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya.

Dalam proses penyelesaian Tugas Akhir dan keberhasilan menempuh program studi sarjana, tidak lepas dari bantuan dan dukungan dari berbagai pihak. Oleh karena itu, penulis menyampaikan rasa terima kasih kepada pihak-pihak yang terkait di bawah ini, yaitu:

1. Bapak Ruslan dan Ibu Supatmi sebagai orang tua yang selalu memberikan dukungan Doa, motivasi, dan materi hingga Tugas Akhir ini selesai.
2. Kakak Nopi Rahmi, Abang Ismail Ashadi, dan Adek Maysabilla Sakinah sebagai saudara kandung yang turut membantu baik secara moral maupun materil serta segenap keluarga besar yang selalu memberikan dukungan Doa, motivasi, dan materil.
3. Bapak Dr. Eddy Setyo Koenhardono, S.T., M.Sc. dan Bapak Juniarko Prananda S.T. M.T. sebagai dosen pembimbing penulis yang telah membimbing penulis dalam menyelesaikan Tugas Akhir ini.
4. Bapak Dr. Eng. Dhimas Widhi Handani, S.T., M.Sc. sebagai dosen wali yang selalu memberikan arahan dan motivasi selama penulis menempuh pendidikan di departemen ini.
5. Bapak Dr. Eng Muhammad Badrus Zaman, ST., MT. selaku kepala Departemen Teknik Sistem Perkapalan, FTK, ITS.
6. Bapak Ir. Dwi Priyanta, MSE, Bapak Fuad Ahmad Pribadi, S.T., Bapak Wildan Irfansyah, S.T., Bapak Nurhadi Siswantoro, S.T., M.T., dan rekan-rekan office EPC yang telah menjadi keluarga dan senantiasa memberikan pengalaman baru bagi penulis hingga meningkatkan kualitas penulis dari waktu ke waktu.
7. Keluarga besar IMPKK-Surabaya, KPMKR-Surabaya, Salvage 15, dan *Laboratorium Marine Electrical and Automation System* sebagai keluarga dan tempat penulis mengembangkan diri selama berkuliah di ITS.
8. Kepada pihak yang tidak bias disebutkan satu per satu yang telah membantu dalam menyelesaikan Tugas Akhir ini.

Penulis menyadari bahwa penelitian yang dilakukan dalam Tugas Akhir ini masih jauh dari kesempurnaan sehingga kritik dan saran yang bersifat membangun sangat diharapkan. Akhir kata semoga laporan ini dapat bermanfaat bagi banyak pihak.

Surabaya, 30 Juli 2019

Rusdianto

“Halaman Ini Sengaja Dikosongkan”

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN.....	v
LEMBAR PENGESAHAN.....	vii
ABSTRAK.....	ix
ABSTRACT.....	xi
KATA PENGANTAR.....	xiii
DAFTAR ISI.....	xv
DAFTAR GAMBAR.....	xvii
DAFTAR TABEL.....	xix
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Perumusan Masalah.....	2
1.3 Tujuan.....	3
1.4 Manfaat Penelitian.....	3
1.5 Batasan Masalah.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	5
2.1 Sistem Pembangkit Listrik.....	5
2.2 <i>Economics Dispatch</i>	5
2.3 <i>Linear Programming</i>	6
2.4 <i>Engine Load Factor</i>	10
2.5 Estimasi dalam Perkiraan Kebutuhan Tenaga Listrik.....	12
2.6 Jenis-jenis Pembangkit Listrik.....	13
2.7 Faktor-faktor dalam Pembangkitan Listrik.....	14
BAB III METODOLOGI PENELITIAN.....	15
3.1. Metode Penelitian.....	15
3.2. Prosedur Penelitian.....	16
3.2.1. Studi Literatur.....	16
3.2.2 Pengumpulan Data.....	16
3.2.3 Data Input.....	16
3.2.4 Proyeksi Kebutuhan Daya.....	16
3.2.5 Pembuatan Model Fungsi Matriks.....	17
3.2.6 Proses <i>Running</i>	17
3.2.7 Validasi Hasil.....	18
3.2.8 Cetak Jadwal.....	18
3.2.9 Analisa Hasil.....	18
3.2.10 Kesimpulan dan Saran.....	18
BAB IV ANALISA DATA DAN PEMBAHSAN.....	19
4.1 Gambaran Umum.....	19
4.2 Data Penelitian.....	19
4.2.1 Data Beban.....	19
4.2.2 Data Pembangkit.....	20
4.3 Proyeksi Kebutuhan Pembangkit Listrik.....	24
4.4 Analisa Pembangunan PLTU.....	25
4.5 Menentukan Koefisien Fungsi Kurva Biaya Bahan Bakar Setiap Unit i.....	26

4.6 Pembentukan Model Matriks	29
4.6.1 Sistem Pembangkit Eksisting	29
4.6.2 Sistem Pembangkit <i>Hybrid</i>	37
4.7 Proses <i>Running</i>	38
4.8 Proses Validasi.....	38
4.9 Cetak Jadwal	39
4.10 Analisa Perhitungan <i>Economic Dispatch</i> terhadap <i>Load Factor</i> dan <i>Specific Fuel Consumption</i>	46
4.11 Analisa Biaya Perhitungan <i>Economic Dispatch</i>	54
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	55
5.1 Kesimpulan.....	55
5.2 Saran.....	56
DAFTAR PUSTAKA.....	57
LAMPIRAN	59
LAMPIRAN 1: Program Matlab Perhitungan <i>Economic Dispatch</i>	61
LAMPIRAN 2: Program Octave Perhitungan <i>Economic Dispatch</i>	89
LAMPIRAN 3: Program Matlab Perhitungan <i>Unit Commitment Improvement</i>	117
LAMPIRAN 4: Jadwal Pembangkitan Daya <i>Economic Dispatch</i>	165
LAMPIRAN 5: Jadwal Pembangkitan Daya <i>Unit Commitment Improvement</i>	179
LAMPIRAN 6: Grafik Perbandingan SFC <i>Economic Dispatch</i> dan <i>Unit Commitment Improvement</i> Setiap Unit i Sistem Pembangkit Eksisting	201
LAMPIRAN 7: Grafik Perbandingan <i>Load Factor Economic Dispatch</i> Dan <i>Unit Commitment Improvement</i> Setiap Unit i Sistem Pembangkit Eksisting	219
BIOGRAFI PENULIS	225

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1. 1 Grafik Kebutuhan daya listrik dari tahun 2011-2018 di Selatpanjang, kabupaten Kepulauan Meranti, Riau [2]	1
Gambar 1. 2 Kebijakan energi nasional 2015-2050 [3].....	2
Gambar 2. 1 sistem konfigurasi pada N unit penghasil daya [6].....	6
Gambar 2. 2 sistem konfigurasi pada N unit penghasil daya	7
Gambar 2. 3 bidang X1, X2 menunjukkan batasan (<i>constrain</i>) dan <i>feasible region</i> [6]	9
Gambar 2. 4 <i>Linear programming</i> (LP) secara matematis [6]	9
Gambar 2. 5 fungsi biaya pada gambar bidang X1, X2 [6].....	10
Gambar 2. 6 Tipikal dari <i>Emergency Standby Power</i> (ESP) Rating [11]	11
Gambar 2. 7 Tipikal dari <i>Prime-rated Power</i> (PRP) [11].....	11
Gambar 2. 8 <i>Continuous Power Rating</i> (COP) [11]	12
Gambar 3. 1 <i>Flow chart</i> Metode Penelitian	15
Gambar 3. 2 <i>Flow chart economic dispatch</i> dengan menggunakan metode <i>linear programming</i>	17
Gambar 4. 1 Single Line PLTD Selatpanjang, Kepulauan Meranti, Riau	23
Gambar 4. 2 histogram proyeksi peningkatan kebutuhan listrik	24
Gambar 4. 3 histogram proyeksi peningkatan kebutuhan listrik 2019	24
Gambar 4. 4 PLTU Mamuju, Sulawesi Barat [19].....	26
Gambar 4. 5 Contoh perhitungan koefisien a,b,d Unit 1 di aplikasi matlab.....	27
Gambar 4. 6 Grafik kurva biaya bahan bakar setiap Unit i	30
Gambar 4. 7 Pembagian segmen pada kurva bahan bakar Unit 10	32
Gambar 4. 8 Contoh perhitungan nilai Cik (slope) Unit 10 di aplikasi matlab	32
Gambar 4. 9 Tampilan GUI (front end) saat jam ke-T	38
Gambar 4. 10 Histogram perbandingan biaya operasional antara Matlab dan Octave ..	39
Gamabr 4. 11 Grafik Perbandingan SFC <i>economic dispatch</i> dan <i>unit commitment improvement</i> Unit 1	46
Gamabr 4. 12 Grafik Perbandingan SFC <i>economic dispatch</i> dan <i>unit commitment improvement</i> Unit 2 dan Unit 3	47
Gamabr 4. 13 Grafik Perbandingan SFC <i>economic dispatch</i> dan <i>unit commitment improvement</i> Unit 4	47
Gamabr 4. 14 Grafik Perbandingan SFC <i>economic dispatch</i> dan <i>unit commitment improvement</i> Unit 5	48
Gamabr 4. 15 Grafik Perbandingan SFC <i>economic dispatch</i> dan <i>unit commitment improvement</i> Unit 6	48
Gamabr 4. 16 Grafik Perbandingan SFC <i>economic dispatch</i> dan <i>unit commitment improvement</i> Unit 7, Unit 8, dan Unit 9	49
Gamabr 4. 17 Grafik Perbandingan SFC <i>economic dispatch</i> dan <i>unit commitment improvement</i> Unit 10, Unit 11, Unit 12, Unit 13, Unit 14, Unit 15, Unit 16, dan Unit 17	49
Gamabr 4. 18 Grafik Perbandingan <i>load factor economic dispatch</i> dan <i>unit commitment improvement</i> tiap Unit i sistem pembangkit eksisting pada bulan ke-3 tahun 2026	50

Gamabr 4. 19 Grafik Perbandingan <i>load factor economic dispatch</i> dan <i>unit commitment improvement</i> tiap Unit i sistem pembangkit eksisting pada bulan ke-3 tahun 2033	51
Gamabr 4. 20 Grafik Perbandingan <i>load factor economic dispatch</i> dan <i>unit commitment improvement</i> tiap Unit i sistem pembangkit eksisting pada bulan ke-3 tahun 2038.....	51
Gamabr 4. 21 Grafik Perbandingan <i>load factor economic dispatch</i> dan <i>unit commitment improvement</i> tiap Unit i sistem pembangkit eksisting pada jam ke-8 bulan ke-3 tahun 2026	52
Gamabr 4. 22 Grafik Perbandingan <i>load factor economic dispatch</i> dan <i>unit commitment improvement</i> tiap Unit i sistem pembangkit eksisting pada jam ke-19 bulan ke-3 tahun 2026	53
Gamabr 4. 23 Grafik perbandingan <i>Fuel Consumption Price</i>	54

DAFTAR TABEL

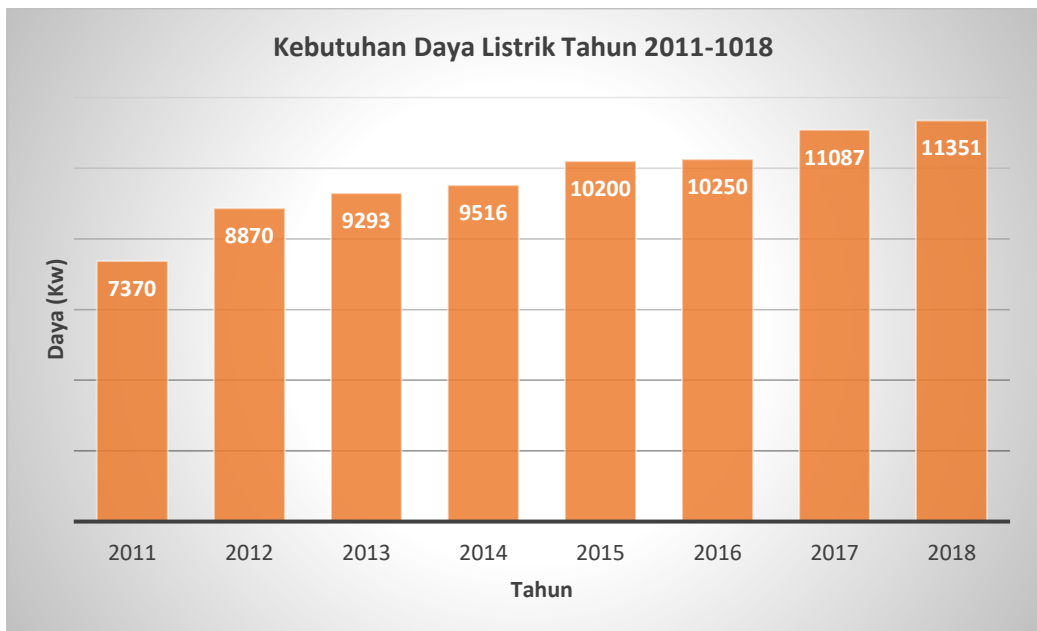
Tabel 4. 1 Data beban puncak 8 tahun terakhir	19
Tabel 4. 2 Data unit pembangkit 1	20
Tabel 4. 3 Data unit pembangkit 2	20
Tabel 4. 4 Data unit pembangkit 3 dan 4.....	21
Tabel 4. 5 Data unit pembangkit 5, 6, 7, 8, dan 9.....	21
Tabel 4. 6 Data unit pembangkit 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, dan 17.....	22
Tabel 4. 7 Data koefisien biaya operasi sistem setiap Unit i	28
Tabel 4. 8 Fungsi kurva bahan bakar dan <i>inequality constraints</i> dari setiap unit i	29
Tabel 4. 9 <i>Break points</i> pendektan garis linear pada kurva biaya bahan bakar.....	31
Tabel 4. 10 Nilai C_{i1} , C_{i2} , C_{i3} setiap Unit i	33
Tabel 4. 11 Fungsi objektif kurva linear biaya bahan bakar tiap Unit i	33
Tabel 4. 12 Jadwal daya yang dibangkitkan setiap Unit i Tahun 2026	40
Tabel 4. 13 Jadwal daya yang dibangkitkan setiap Unit i Tahun 2033.....	41
Tabel 4. 14 Jadwal daya yang dibangkitkan setiap Unit i Tahun 2038	42
Tabel 4. 15 Penjadwalan daya yang dibangkitkan tiap Unit i tahun 2026	43
Tabel 4. 16 Penjadwalan daya yang dibangkitkan tiap Unit i tahun 2033	44
Tabel 4. 17 Penjadwalan daya yang dibangkitkan tiap Unit i tahun 2038	45

“Halaman Ini Sengaja Dikosongkan”

BAB I PENDAHULUAN

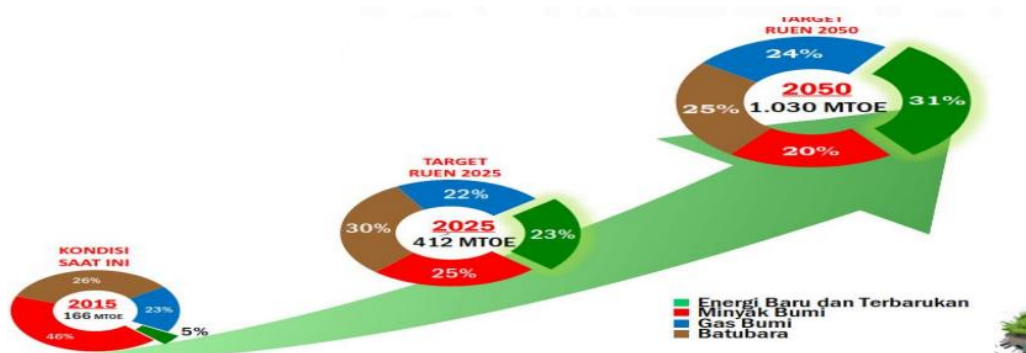
1.1 Latar Belakang

Kebutuhan listrik di wilayah Selatpanjang, Kabupaten Kepulauan Meranti, Riau hingga saat ini hanya dipasok oleh Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) baik itu dimiliki oleh pihak PLN maupun pihak swasta. Gambar 1.1 menunjukkan peningkatan kebutuhan listrik di wilayah Selatpanjang rata-rata sebesar 6,54% pertahunnya sehingga mendorong PT. PLN (Persero) sebagai penanggung jawab untuk melakukan penambahan kapasitas pembangkit listrik [1]. Pada saat yang sama, ketersediaan bahan bakar jenis diesel semakin langka dan harganya semakin meningkat.



Gambar 1. 1 Grafik Kebutuhan daya listrik dari tahun 2011-2018 di Selatpanjang, kabupaten Kepulauan Meranti, Riau [2]

Berdasarkan gambar 1.2 dimana kebijakan energi nasional menetapkan penggunaan energi minyak bumi pada periode 2015-2050 ditekan dari 46% menjadi 20% dari total energi yang dibutuhkan. Meskipun, terjadi kenaikan penggunaan energi bahan bakar diesel dari 76,36 MTOE (*Million Tonnes of Oil Equivalent*) menjadi 206 MTOE, tetapi secara keseluruhan terjadi penurunan prosentase yang cukup signifikan. Namun, pada periode yang sama, kenaikan penggunaan energi batubara cukup signifikan dari 43,16 MTOE menjadi 257.5 MTOE dengan prosentase yang stabil. Sama halnya dengan penggunaan energi batubara, dimana penggunaan energi gas bumi dari waktu ke waktu dengan prosentase rata-rata 23%. [3].



Gambar 1. 2 Kebijakan energi nasional 2015-2050 [3]

Penggunaan pembangkit listrik alternatif diperlukan agar kebutuhan listrik di wilayah Selatpanjang, Kabupaten Kepulauan Meranti, Riau dapat dipenuhi. Adapun pembangkit alternatif yang dianggap relevan jika diterapkan di wilayah Selatpanjang, yaitu Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) berbahan bakar batubara. Pada tahun 2017, ketersediaan sumber daya batubara di wilayah Sumatera, yaitu 36,72% atau 45.969,24 juta ton dari total sumber daya batubara nasional, sedangkan cadangan batubara sekitar 40,88% atau 9.909,1 juta ton [3]. Selain itu, harga bahan bakar batubara lebih rendah dibandingkan dengan gas bumi untuk kepentingan kelistrikan, yaitu USD 70/metrik ton dengan tingkat kalori 6.322 kcal/kg GAR atau setara dengan USD 3,08/MMBtu [4], sedangkan harga gas bumi wilayah 2 (Sumatera bagian tenggara dan selatan), yaitu USD 6,05/MMBtu [5].

Pada saat ini, suplai pembangkit listrik di Selatpanjang, Kabupaten Kepulauan Meranti, Riau berkapasitas 19 MW, sedangkan kebutuhan daya listrik hanya 11,3 MW sehingga dilakukan analisa *economic dispatch* untuk mendapatkan biaya operasional yang minimum dengan tetap memenuhi batasan yang ada dan handal [6]. Selanjutnya, untuk memenuhi kebutuhan peningkatan kapasitas pembangkit listrik pada 20 tahun mendatang akan dipergunakan PLTU. Sebagaimana periode sebelumnya, maka diperlukan juga analisa *economic dispatch* untuk sistem pembangkit *hybrid* antara PLTD dan PLTU berbahan bakar batubara guna tercapainya *minimum cost*.

Dalam melakukan analisa *economic dispatch* sistem pembangkit listrik ini digunakan sebuah metode, yaitu *linear programming method*. Penelitian ini bertujuan untuk memberikan analisa dan solusi agar kebutuhan listrik di wilayah Selatpanjang, Kabupaten Kepulauan Meranti, Riau dapat terpenuhi dengan biaya seminimal mungkin.

1.2 Perumusan Masalah

Perumusan masalah yang akan dibahas pada penelitian tugas akhir ini, yaitu:

1. Pada tahun berapa kebutuhan daya listrik di Selatpanjang, Kabupaten Kepulauan Meranti, Riau tidak mampu disuplai oleh pembangkit eksisting?
2. Berapa daya PLTU yang akan dibangun untuk memenuhi peningkatan kebutuhan listrik 20 tahun yang akan datang?

3. Bagaimana karakteristik pengaturan pembangkitan daya listrik terhadap sistem pembangkit eksisting antara analisa *economic dispatch* dan *unit commitment improvement* ?
4. Bagaimana karakteristik pengaturan pembangkitan daya listrik terhadap sistem pembangkit *hybrid* antara analisa *economic dispatch* dan *unit commitment improvement* ?
5. Bagaimana kolerasi antara besarnya *load factor* terhadap biaya operasional ?

1.3 Tujuan

Adapun tujuan dari pengerjaan skripsi ini adalah sebagai berikut:

1. Untuk mengetahui kapan kebutuhan daya listrik tidak mampu lagi disuplai oleh pembangkit eksisting.
2. Untuk mengetahui daya PLTU yang akan dibangun untuk memenuhi peningkatan kebutuhan listrik 20 tahun yang akan datang.
3. Untuk mengetahui karakteristik pengaturan pembangkitan daya listrik terhadap sistem pembangkit eksisting antara analisa *economic dispatch* dan *unit commitment improvement*.
4. Untuk mengetahui karakteristik pengaturan pembangkitan daya listrik terhadap sistem pembangkit *hybrid* antara analisa *economic dispatch* dan *unit commitment improvement*.
5. Untuk mengetahui korelasi antara besarnya *load factor* terhadap biaya operasional.

1.4 Manfaat Penelitian

Adapun manfaat penelitian tugas akhir ini, yaitu:

1. Diharapkan memberikan referensi bagi PLN dalam membuat kebijakan rencana dan usaha penyediaan tenaga listrik di daerah kepulauan.
2. Diharapkan pemerintah Indonesia dapat memberikan gambaran tentang pembangkit listrik lain yang relevan dan optimal untuk daerah kepulauan.
3. Diharapkan sebagai bahan pembelajaran bagi kalangan akademisi dalam optimisasi pembangkit listrik.

1.5 Batasan Masalah

Adapun batasan masalah pada pengerjaan penelitian tugas akhir ini, yaitu:

1. Studi kasus hanya berfokus pada jenis PLTD dan PLTU berbahan bakar batubara.
2. *Load Factor* Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) berbahan bakar batubara ditetapkan sebesar 85%.
3. Studi kasus berfokus pembuktian penggunaan metode pada sistem *economic dispatch*.
4. Analisa *economic dispatch* untuk pembangkit listrik dengan *linear programming method* akan dibantu dengan software Matlab.

“Halaman Ini Sengaja Dikosongkan”

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Dalam melakukan penelitian perlu adanya suatu landasan berupa dasar teori yang digunakan sebagai acuannya. Dasar teori ini digunakan sebagai pedoman dalam melatarbelakangi permasalahan penelitian. Adapun dasar teori yang digunakan dalam penyusunan penelitian, yaitu sistem tenaga listrik, kondisi ketanagalistrikan di Selatpanjang, Kepulauan Meranti, Riau, teori *linear programming method*, dan parameter-parameter sebagai penyusun *linear programming method*.

2.1 Sistem Pembangkit Listrik

Setiap unit pada sistem pembangkit listrik memiliki *specific fuel consumption* sehingga biaya operasional yang dikeluarkan berbeda-beda. Dimana memiliki fungsi biaya bahan bakar yang terdiri dari koefisien a, b, d, dan daya yang dibangkit Unit i. Berikut ini adalah fungsi objektif dari kurva biaya bahan bakar setiap Unit i [6].

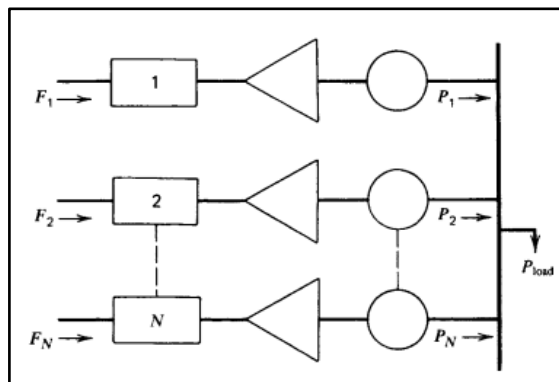
$$F_i = \sum_{i=1}^N (a_i + b_i P_i + d_i P_i^2) \quad (1)$$

Keterangan: F = fungsi biaya input-output
N = jumlah total unit pembangkit
i = indeks pembangkit
 P_i = daya yang dihasilkan pembangkit i
 a_i, b_i, d_i = koefisien fungsi biaya bahan bakar kuadrat

2.2 Economics Dispatch

Economic Dispatch adalah proses penentuan daya output yang dihasilkan oleh unit atau sistem unit untuk memasok beban yang ditentukan dengan cara meminimalkan total biaya bahan bakar [6] [7] [8] [9] [10] [11]. Setiap unit pembangkit memiliki biaya operasional yang unik yang ditentukan oleh koefisien biaya bahan bakarnya (a, b, d dari $aP^2 + bP + d$). *Economic Dispatch* juga didefinisikan sebagai koordinasi biaya operasional semua unit yang berpartisipasi dalam memasok beban total. Tujuan *Economic Dispatch* adalah untuk menentukan sistem pembangkit listrik yang memiliki biaya operasional yang minimal dari unit yang berpartisipasi dalam memasok beban. Jumlah dari total daya yang dihasilkan sistem pembangkit listrik harus sama dengan permintaan beban. Dalam kasus yang disederhanakan, kerugian transmisi diabaikan. Ini membuat tugas prosedur solusi lebih mudah. Sebenarnya prakteknya, kerugian transmisi harus dipertimbangkan.

Gambar 2.1 menunjukkan konfigurasi pada sistem ini yang terdiri dari N unit penghasil daya yang terhubung ke busbar tunggal yang mensuplai beban listrik Pload. Input untuk setiap unit, ditampilkan sebagai F_i , mewakili laju biaya dari unit i. Output dari setiap unit, P_i , adalah daya listrik yang dihasilkan oleh unit i itu sendiri. Tingkat biaya total sistem ini ialah jumlah dari biaya masing-masing tiap unit. *Constraint* terpenting pada pengoperasian sistem ini adalah bahwa jumlah daya output yang dibangkitkan harus sama dengan permintaan beban.



Gambar 2. 1 sistem konfigurasi pada N unit penghasil daya [6].

Secara matematis, masalah ini dapat dinyatakan dengan sangat singkat, yaitu sebuah fungsi obyektif, F_i , sama dengan total biaya untuk memasok beban yang ditunjukkan. Masalahnya adalah untuk meminimalkan subjek F_i dengan batasan bahwa jumlah daya yang dihasilkan harus sama dengan beban yang diterima. Perhatikan bahwa setiap kehilangan transmisi diabaikan dan batasan operasi tidak secara eksplisit dinyatakan saat merumuskan masalah ini. Berikut ini adalah rumus keseimbangan daya [6].

$$P_D = \sum_{i=1}^N (P_i) \quad (2)$$

Keterangan: P_D = jumlah dari semua permintaan pada beban di dalam sistem

Setiap unit memiliki batas pembangkit maksimal dan minimal yang berfungsi sebagai bentuk *constraint* [6].

$$P_{i \min} \leq P_i \leq P_{i \max} \quad (3)$$

Keterangan: $P_{i \min}$ = batas daya minimum dari unit i

$P_{i \max}$ = batas daya maksimal dari unit i

2.3 Linear Programming

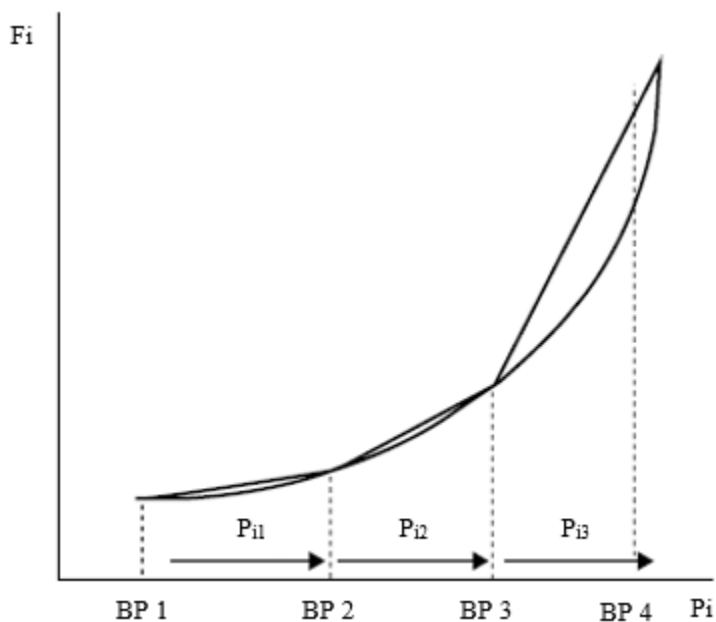
Linear programming (LP), juga disebut optimasi linear adalah metode untuk mencapai hasil terbaik (seperti laba maksimum atau biaya terendah) dalam model matematika yang persyaratannya diwakili oleh hubungan linear. Pemrograman linier adalah kasus khusus pemrograman matematika (juga dikenal sebagai optimasi matematika). Selain itu, pemrograman linier adalah teknik untuk optimalisasi fungsi objektif linier, mengikuti pada batasan-batasan (*constraints*) persamaan linear dan pertidaksamaan linear. Terdapat *Feasible region* atau disebut ruang solusi yang merupakan kumpulan dari semua poin yang mungkin (kumpulan nilai dari variabel pilihan) dari masalah optimasi yang memenuhi *constraint* (*batasan*) masalah, termasuk pertidaksamaan, persamaan, dan *constraint* bilangan bulat. Fungsi objektifnya adalah fungsi linear bernilai nyata yang didefinisikan pada *polyhedron* ini. Algoritma pemrograman linier menemukan titik dalam *polyhedron* di mana fungsi ini memiliki nilai

terkecil (atau terbesar) jika ada titik tersebut [12]. Berikut ini fungsi yang digunakan untuk membuat pemodelan *linear programming*.

1. Linear Model

Fungsi objektif dari linear programming yang akan digunakan merupakan jumlah dari pendekatan kurva biaya bahan bakar. Namun, dalam meminimalkan fungsi objektif ini, istilah pertama, yaitu $F(P_{(i,min)})$ tidak akan diikutkan ke dalam formulasi linear programming. Hal ini dikarenakan $F(P_{(i,min)})$ merupakan nilai konstan sehingga tidak memiliki pengaruh pada nilai-nilai variabel keputusan dalam linear programming. Namun, jika untuk menghitung nilai atau mengekspresikan fungsi objektif biaya total bahan bakar yang digunakan, maka nilai $F(P_{(i,min)})$ harus dimasukkan kembali ke dalam fungsi objektif biaya bahan bakar.

Fungsi kuadrat dapat dilakukan pendekatan fungsi linear melalui sebagai serangkaian segmen garis lurus yang ditunjukkan dalam Gambar 2.2 Tiga segmen untuk pembangkit i akan direpresentasikan sebagai $i1$, $i2$, dan $i3$. Variabel P_i diganti dengan tiga variabel-variabel baru P_{i1} , P_{i2} , dan P_{i3} . Setiap segmen akan memiliki sebuah kemiringan yang didesain sebagai C_{i1} , C_{i2} , dan C_{i3} .



Gambar 2. 2 sistem konfigurasi pada N unit penghasil daya [6]

Dengan demikian, fungsi objektif dari linear programming ditunjukkan sebagai nilai 'Z' sebagai berikut [6]:

$$Z = \sum_{i=1}^N \sum_{k=1}^j C_{ik} x P_{ik} \quad (4)$$

$$C_{ik} = \frac{F(P_{ik\ max}) - F(P_{ik\ min})}{P_{ik\ max} - P_{ik\ min}} \quad (5)$$

$$C_{i1} \leq C_{i2} \leq C_{i3} \quad (6)$$

keterangan:

Z = total incremental cost

C = slope

k = segment

j = total segment

Sehingga fungsi total bahan bakar menjadi sebagai berikut.

$$\sum_{i=1}^N F(P_i) = \sum_{i=1}^N [F_i(P_{i \min}) + \sum_{k=1}^j C_{ik} x P_{ik}] \quad (7)$$

2. Upper and Lower Bound

Penetapan batas bawah harus memperhatikan bahwa semua variabel pada 3 tingkat pembangkitan tidak boleh memiliki nilai negatif. Dimana pada kenyataannya tidak mungkin memiliki nilai peningkatan pembangkitan yang negatif. Namun, peningkatan ppembangkitan dapat diperoleh antara nol dan batas atas. Sedangkan batas atas merupakan batas kenaikan maksimum oleh tiap tingkat pembangkitan Unit i . Nilai batas ini diperoleh dari hasil pengurangan BP 2 ($P_{ik \max}$) oleh BP 1 ($P_{ik \min}$) yang digunakan sebagai batas atas tingkat pertama kenaikan pembangkitan Unit i [6].

$$BB_{ik} \geq 0 \quad (8)$$

$$BA_{ik} = P_{ik \max} - P_{ik \min} \quad (9)$$

Sehingga,

$$0 \leq P_{ik} \leq ub_{ik} \quad (10)$$

Keterangan: F_{ik} = biaya bahan bakar pada unit i segmen ke- k

BB_{ik} = batas bawah pada unit i segmen ke- k

BA_{ik} = batas atas pada unit i segmen ke- k

3. The Modified Power Balance

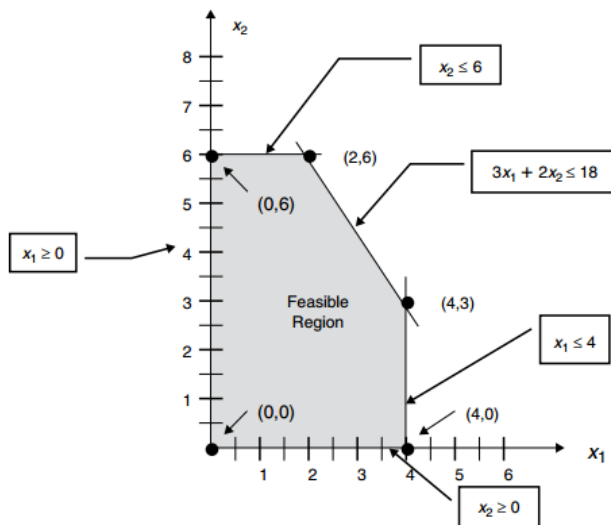
Keseimbangan daya merupakan batasan persamaan dimana jumlah total daya yang dibangkitkan semua Unit i harus sama dengan jumlah beban yang disuplai seperti yang tertera pada persamaan rumus nomor (2). Mungkin tampak bahwa jumlah 3*PN yang merupakan variabel baru juga harus sama dengan total beban yang disuplai. Namun, pernyataan ini tidak cukup benar, dikarenakan bahwa jumlah 3*PN yang merupakan variabel baru ini adalah incremental power, dimana Pimin setiap Unit i tidak dimasukkan dalam perhitungan. Oleh karena itu, harus dilakukan pengurangan beban yang disuplai oleh total Pimin dari setiap Unit i . Dengan demikian, equality constraints terhadap 3*PN yang merupakan variabel baru adalah sebagai berikut.:

$$P_{11} + P_{12} + P_{13} + \dots + \dots + P_{i1} + P_{i2} + P_{i3} = (Load - (P_{1 \min} + \dots + P_{i \min})) \quad (11)$$

Sehingga total daya output tiap unit I menjadi sebagai berikut:

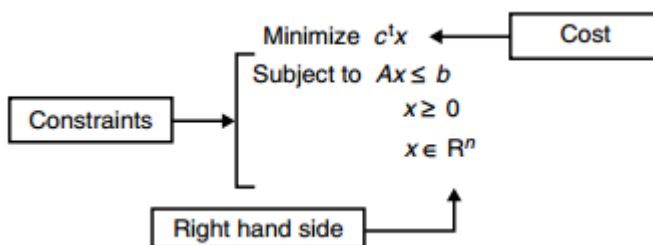
$$P_i = P_{i \min} + P_{i1} + P_{i2} + P_{i3} \quad (12)$$

Gambar 2.3 di bawah ini menunjukkan bahwa mengoptimalkan area yang dibatasi oleh batasan (*constrain*) linier. Wilayah yang diarsir dikatakan *feasible region* karena setiap titik di wilayah itu memenuhi semua kondisi batasan (*constrain*).



Gambar 2. 3 bidang X_1, X_2 menunjukkan batasan (*constrain*) dan *feasible region* [6]

Linear programming (LP) dapat diringkas secara matematis sebagai berikut.



Gambar 2. 4 *Linear programming* (LP) secara matematis [6]

Keterangan:

X adalah vektor $n \times 1$ yang tidak diketahui

c adalah vektor $n \times 1$ dari *cost coefficients*

A adalah vektor $m \times n$ dari *constraint coefficients*

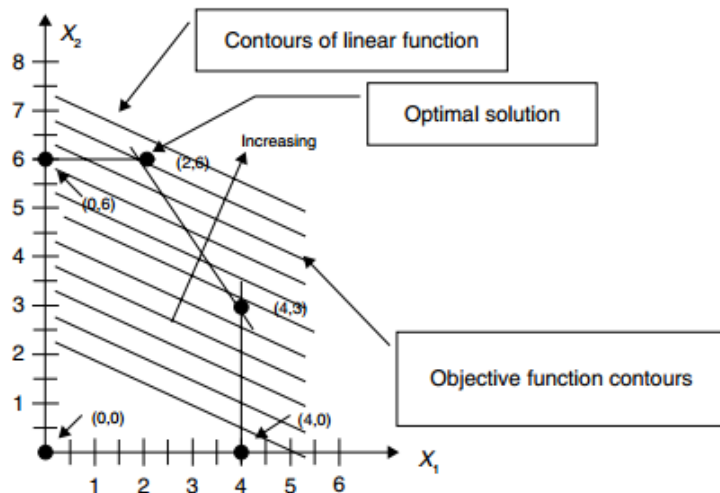
b adalah vector sisi kanan $m \times 1$

Dimana:

terdapat variabel n di dalam vector X

terdapat persamaan *constraint* m di dalam matriks A

berikut ini adalah fungsi biaya dalam gambar bidang X_1, X_2 pada Gambar 2.5, garis putus-putus mewakili fungsi linier.



Gambar 2. 5 fungsi biaya pada gambar bidang X_1 , X_2 [6]

2.4 Engine Load Factor

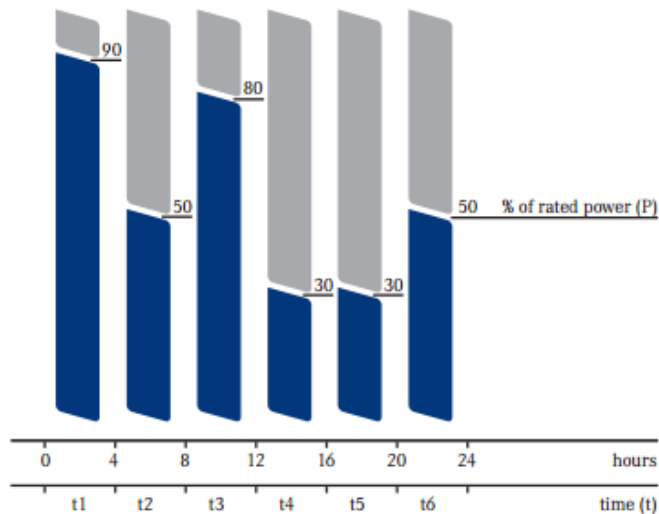
Standar yang berlaku untuk semua set generator adalah yang ditetapkan oleh Organisasi Internasional untuk Standardisasi (ISO). ISO mendefinisikan cara mengukur dan menilai banyak parameter kualitas dan kinerja. Semua produsen genset utama memanfaatkan standar ini untuk mengkomunikasikan peringkat genset mereka kepada pelanggan mereka. Secara khusus, ISO 8528-1 menjelaskan cara menetapkan peringkat genset, mengukur kinerja, dan mengevaluasi engine, alternator, kontrol, dan *switchgear*.

ISO-8528-1 menetapkan kemampuan faktor beban rata-rata 24 jam maksimum 70 persen untuk *standby generator* dan *prime generator*, kecuali jika rata-rata yang lebih tinggi disetujui oleh produsen mesin. Hal ini berarti bahwa generator set 3.000 kW yang memenuhi standar ini harus dapat disediakan rata-rata 2.100 kW per jam selama periode 24 jam. Dalam aplikasi siaga darurat, ini berarti faktor beban rata-rata yang dapat ditopang oleh sebagian besar genset selama pemadaman yang diperpanjang 24 jam atau lebih tidak bisa melebihi 70 persen dari peringkat siaga *name plate*, sebuah factor yang mempengaruhi ukuran set generator. Sebaliknya, MTU Onsite Energy memungkinkan faktor beban rata-rata 85 persen pada generator yang dinilai siaga darurat atur model di atas 200 kW. Misalnya, satu set generator MTU Onsite Energy 3.000 kW dapat menghasilkan rata-rata 24 jam 2.550 kW dengan perbedaan 450 kW. Untuk aplikasi tertentu yang melibatkan beberapa genset, kemampuan faktor beban rata-rata yang lebih tinggi ini dapat mengurangi jumlah genset yang dibutuhkan untuk memasok beban [13].

ISO-8528 mendefinisikan kategori peringkat genset daya output sebagai berikut:

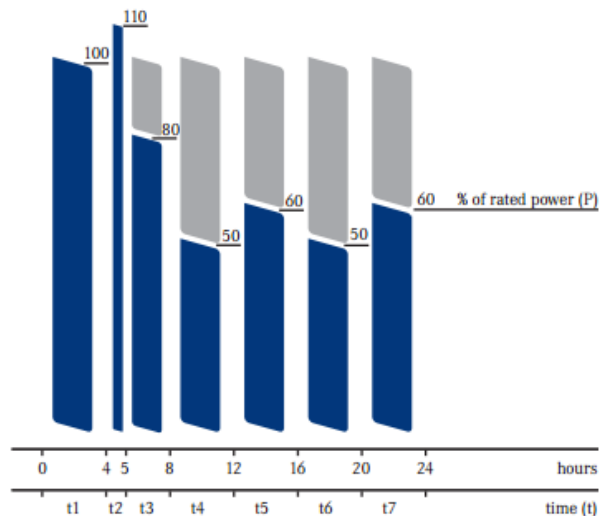
- a. *Emergency Standby Power (ESP) Rating* adalah jumlah daya maksimum yang mampu dihasilkan oleh satu set generator, dan biasanya digunakan untuk memasok daya fasilitas ke beban variabel jika terjadi pemadaman. Tidak tersedia kapasitas kelebihan untuk peringkat ini. ISO-8528-1 membatasi output rata-rata 24 jam hingga 70 persen dari peringkat pelat nama dari ESP kecuali produsen

memungkinkan faktor beban rata-rata yang lebih tinggi. Gambar 2.4 menunjukkan profil beban tipikal untuk genset berperingkat ESP.



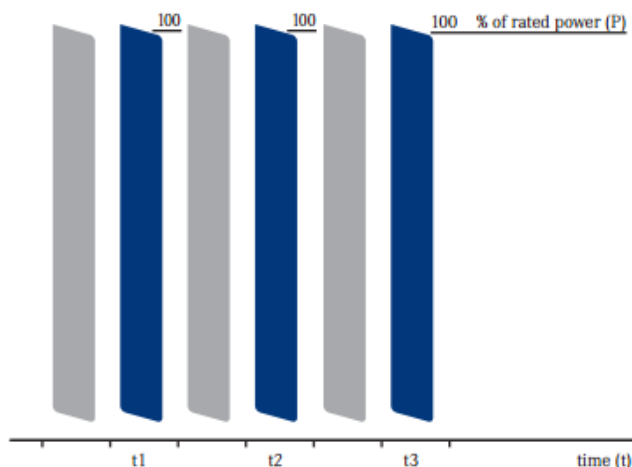
Gambar 2. 6 Tipikal dari *Emergency Standby Power (ESP) Rating* [13]

- b. *Prime-rated Power (PRP) generator* tersedia untuk jumlah jam tak terbatas per tahun dalam aplikasi beban variabel, selama faktor muatan rata-rata tidak melebihi 70 persen dari peringkat papan nama, kecuali pabrikan mengizinkan faktor beban rata-rata yang lebih tinggi. Peringkat ini memungkinkan kapasitas kelebihan 10 persen, tetapi bahwa kapasitas tambahan tidak boleh digunakan selama lebih dari satu jam dalam setiap 12 jam. Peringkat daya utama untuk genset yang diberikan biasanya 10 persen lebih rendah daripada peringkat siaga. Gambar 2.5 menunjukkan profil beban tipikal untuk genset berperingkat PRP.



Gambar 2. 7 Tipikal dari *Prime-rated Power (PRP)* [13]

- c. *Continuous Power Rating (COP)* digunakan untuk aplikasi di mana tidak ada daya listrik dan generator ditetapkan untuk semua kebutuhan daya. Genset dengan peringkat ini mampu memasok daya pada 100 persen beban pengenal konstan untuk jumlah jam tak terbatas per tahun. Tidak ada kemampuan kelebihan tersedia untuk peringkat ini. Peringkat daya kontinu untuk genset yang diberikan biasanya 25-30 persen lebih rendah dari peringkat siaga. Gambar 2.6 menunjukkan profil beban khas untuk genset dengan rating COP.



Gambar 2. 8 *Continuous Power Rating (COP)* [13]

2.5 Estimasi dalam Perkiraan Kebutuhan Tenaga Listrik

Tenaga Listrik merupakan salah satu kebutuhan pokok masyarakat dalam menunjang aktivitas sehari-hari. PT. PLN sebagai pihak yang berwenang dalam penyediaan tenaga listrik bagi kepentingan khalayak hajat masyarakat pada umumnya memiliki kewajiban dalam menyediakan tenaga listrik secara kontinu dan handal [14]. Untuk itu, diharapkan PT. PLN mampu menyediakan tenaga listrik bagi setiap wilayah sehingga aktivitas masyarakat bisa berjalan dengan lancar.

Faktor-faktor yang mendorong akan kebutuhan tenaga listrik pada suatu wilayah, yaitu pertumbuhan ekonomi, program elektrifikasi, dan pengalihan *captive power* ke jaringan PLN [15]. Pertama, pertumbuhan ekonomi suatu daerah baik itu makro maupun mikro tentunya membutuhkan suplai tenaga listrik sebagai penunjang percepatan berjalannya roda perekonomian masyarakat. Tersedianya listrik mendorong investor untuk mendirikan suatu perusahaan, misalnya Perusahaan Galangan Kapal. Dengan demikian, maka akan menyediakan lapangan pekerjaan bagi masyarakat sekitar. Kedua, program elektrifikasi merupakan salah satu program utama pemerintah dalam beberapa tahun ke depan di mana masih banyak wilayah yang belum menikmati tenaga listrik. Penambahan sekitar 2.1 juta pelanggan baru per tahunnya direncanakan oleh PLN dalam RUPTL sehingga pada tahun 2024 rasio elektrifikasi mencapai 99,4% [15]. Ketiga, *captive power* merupakan penggunaan pembangkit berbahan bakar minyak sendiri oleh individu atau kelompok. Dewasa ini, meningkatnya harga bahan bakar mendorong

pengguna *captive power* segera beralih menjadi pelanggan PLN dimana biaya yang dikeluarkan lebih murah.

2.6 Jenis-jenis Pembangkit Listrik

Berikut ini adalah jenis-jenis pembangkit listrik berdasarkan tenaga penggeraknya [16]:

a. PLTD (Pembangkit Listrik Tenaga Diesel)

PLTD merupakan pembangkit listrik yang penggerak utamanya menggunakan tenaga mesin diesel. Energi mekanik berupa rotasi yang dihasilkan oleh mesin diesel ditransmisikan ke rotor generator menggunakan shaft. Biasanya PLTD ini diterapkan pada wilayah yang kecil atau terpencil karena kapasitas yang dihasilkan oleh PLTD relatif kecil.

Adapun kelebihan dan kekurangan dari PLTD ialah sebagai berikut:

1. Kelebihan

- Investasi (biaya) di awal relatif kecil
- Memiliki efisiensi yang berbeda-beda pada setiap beban
- Tidak memerlukan operator yang banyak
- Bahan bakar terjangkau

2. Kekurangan

- Terbatasnya kapasitas mesin diesel
- Pemeliharaan harus rutin dilakukan
- Timbulnya polusi suara
- Ketika starting memerlukan waktu cukup lama
- Tingginya biaya operasional.

b. PLTU (Pembangkit Listrik Tenaga Uap)

PLTU merupakan pembangkit listrik yang memanfaatkan uap air yang diperoleh dari ketel uap digunakan untuk menggerakkan sudu-sudu turbin dimana porosnya disambungkan ke poros generator. Biasanya digunakan batubara sebagai bahan bakar untuk memanaskan ketel uap.

Berikut ini adalah kelebihan dan kekurangan dari PLTU:

1. Kelebihan

- Bahan bakar (batubara) relatif murah
- Bahan bakar terjangkau
- Power yang dihasilkan relatif besar

2. Kekurangan

- Timbulnya polusi udara
- Membutuhkan ruang yang relative besar
- Besarnya investasi di awal

c. PLTG (Pembangkit listrik Tenaga Gas)

PLTG merupakan pembangkit listrik yang memanfaatkan fluida gas yang dimanfaatkan untuk menggerakkan sudu-sudu turbin, dimana energy mekanik berupa rotasi ditransmisikan ke generator melalui poros keduanya.

Berikut ini adalah kelebihan dan kekurangan dari PLTU:

1. Kelebihan
 - Bahan bakar (Gas) relative murah
 - Bahan bakar terjangkau
 - Power yang dihasilkan relatif besar
2. Kekurangn
 - Besarnya investasi di awal

2.7 Faktor-faktor dalam Pembangkitan Listrik

Pembangkitan tenaga listrik dipengaruhi oleh beberapa faktor, misalnya faktor beban, faktor kapasitas, faktor utilisasi, *Forced Outage Rate* (FOR), dan neraca daya [17].

a. Faktor Beban

Faktor beban ialah hasil banding antara tingginya beban rata-rata dibagi dengan beban puncak dalam waktu selang yang sama.

$$\text{Faktor Beban} = \text{beban rata-rata} / \text{beban puncak}$$

b. Faktor Kapasitas

Faktor kapasitas ialah faktor yang menggambarkan besaran seunit pembangkitan dimanfaatkan dalam satu tahun.

$$\text{Faktor Kapasitas} = \text{Produksi satu tahun} / \text{power terpasang} * 8760$$

c. Faktor utilisasi

Sama halnya dengan faktor kapasitas, tetapi faktor ini berkaitan dengan daya. Secara sistematis dapat ditulis sebagai berikut:

$$\text{Faktor Utilisai} = \text{Beban alat tertinggi} / \text{kemampuan alat}$$

d. *Forced Outge Rate*

Lajunya gangguan suatu pembangkit dapat digambarkan oleh faktor ini, dimana sistematisnya sebagai berikut:

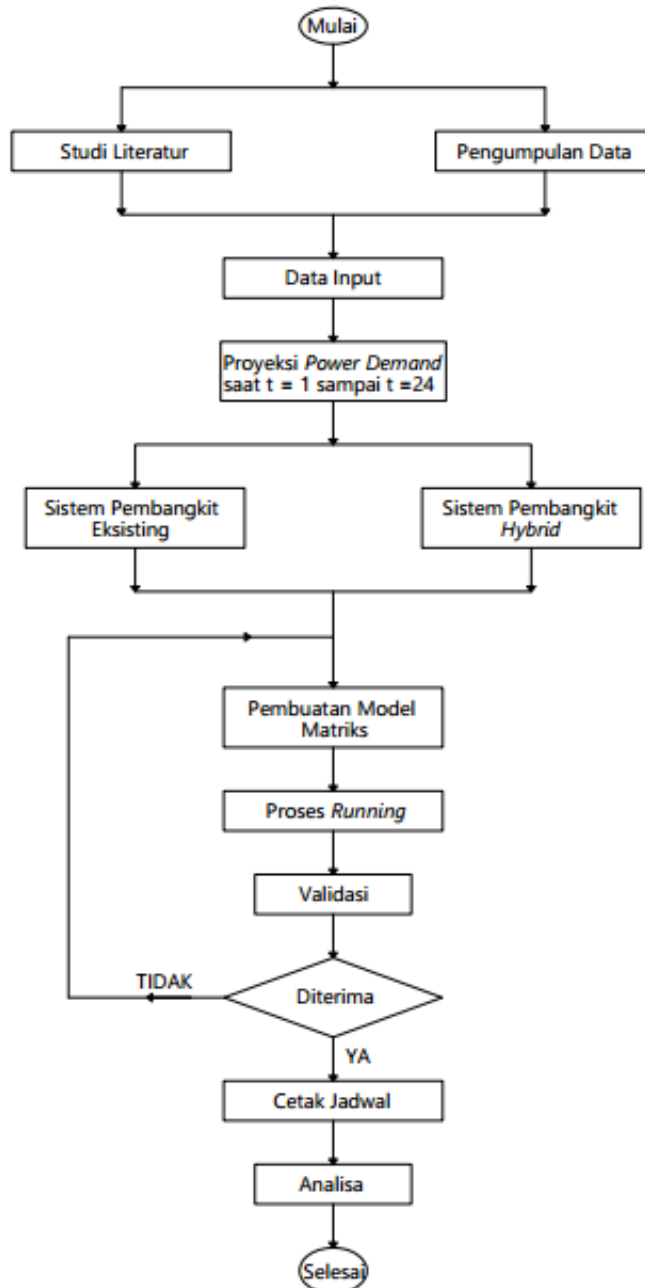
$$\text{Faktor Utilisai} = \frac{\text{Jumlah Jam gangguan unit}}{(\text{jumlah jam operasi unit} + \text{jumlah jam gangguan unit})}$$

e. Neraca Daya

Neraca daya digunakan sebagai pedoman untuk menyusun anggaran yang dikeluarkan untuk bahan bakar yang merupakan unsur yang menghabiskan biaya terbesar dalam opeasional.

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1. Metode Penelitian



Gambar 3. 1 *Flow chart* Metode Penelitian

Metode penelitian analisa *economic dispatch* untuk pembangkit listrik yang sesuai di daerah Selatpanjang, Kabupaten Kepulauan Meranti, Riau dengan menggunakan *linear programming method* didasari oleh penelitian yang dilakukan sebelumnya. Penelitian ini didasari oleh penelitian yang dilakukan oleh Sakorn Panta yang berjudul *Economic Dispatch for Power Generation Using Artificial Neural Network ICPE'07 Conference in Daegu, Korea* [18] dan penelitian yang dilakukan oleh Damian Obioma Dike dkk yang berjudul *Optimization of Economic Load Dispatch Problem by Linear Programming Modified Methodology* [19].

3.2. Prosedur Penelitian

3.2.1. Studi Literatur

Berdasarkan gambar 3.1, proses penelitian tentang analisa *economic dispatch* untuk pembangkit yang sesuai di daerah Selatpanjang, Kabupaten Kepulauan Meranti, Riau dengan menggunakan *linear programming method* diawali dengan melakukan studi literatur. Penelitian yang telah dilakukan sebelumnya mulai dari pengumpulan data hingga skema *linear programming method* dijadikan sebagai studi literatur. Studi literatur juga meliputi analisa di bidang ekonomi dimulai dari biaya investasi awal hingga biaya operasional. Output dari studi literatur tentang analisa *economic dispatch* untuk pembangkit di daerah Selatpanjang, Kabupaten Kepulauan Meranti, Riau ialah sebuah prosedur kerja penelitian dan daftar data yang diperlukan ketika menemukan studi kasus.

3.2.2 Pengumpulan Data

Pengumpulan data yang diperlukan untuk proses penelitian dilakukan dengan beberapa cara, yaitu pengamatan langsung dan wawancara. Data diperoleh dari PT. PLN area distribusi Selatpanjang, Kabupaten Kepulauan Meranti, Riau dan melakukan wawancara pada salah satu karyawan area yang bertugas di PT. PLN area distribusi Selatpanjang, Kabupaten Kepulauan Meranti, Riau. Pada tahap ini diharapkan bisa memperoleh informasi berupa variabel variabel yang terkait sistem pembangkit dan menunjang proses penelitian.

3.2.3 Data Input

Dalam proses pengerjaan penelitian ini dibutuhkan beberapa data utama sebagai berikut:

1. Beban atau *power demand*
2. Jumlah pembangkit
3. Daya terpasang unit pembangkit
4. Harga Bahan bakar
5. Specific Fuel Consumption Unit i

Data mentahan ini akan diolah yang digunakan untuk mendukung proses perhitungan *economic dispatch*.

3.2.4 Proyeksi Kebutuhan Daya

Beban atau *power demand* ini akan diproyeksikan untuk 20 tahun ke depan. Hal ini bertujuan untuk mengetahui total power pembangkit di masa yang akan datang disertai dengan solusi *economic dispatch* yang diberikan. Dalam hal ini, kebutuhan daya

beberapa tahun pertama akan disuplai oleh pembangkit eksisting (PLTD) kemudian ketika daya mampu pembangkit eksisting tidak mampu mensuplai kebutuhan daya, maka akan diterapkan sistem pembangkit *hybrid* antara PLTD dan PLTU berbahan bakar batubara.

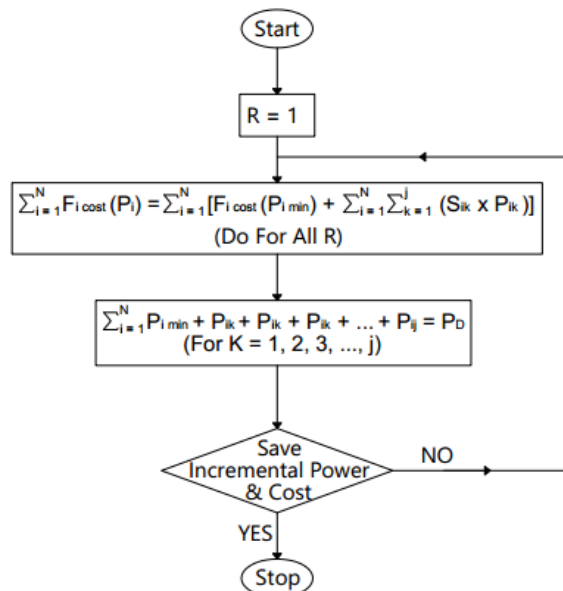
3.2.5 Pembuatan Model Fungsi Matriks

Sebelum melakukan perhitungan economic dispatch dengan menggunakan metode linear programming, maka diperlukan model matriks yang akan dirunning dengan linear programming di bantu oleh aplikasi Matlab. Adapun tahapan pemodelan matriks sebagai berikut.

1. Pendekatan garis linear terhadap kurva biaya bahan bakar unit i.
2. Menentukan fungsi objektif persamaan linear.
3. Menentukan *inequality constraints*
4. Menentukan *equality constraints*

3.2.6 Proses Running

Model matriks yang telah terbentuk kemudian akan dilakukan perhitungan *economic dispatch* menggunakan *linear programming method* dibantu oleh aplikasi Matlab. Metode *linear programming* yang digunakan pada *economic dispatch* dapat dilihat pada Gambar 3.2.



Gambar 3. 2 Flow chart economic dispatch dengan menggunakan metode linear programming
Keterangan:

- P_D : kebutuhan daya
 R : menyatakan stage/jam ke sekian untuk level-level beban tertentu
 $F_{i\ cost}(P_i)$: biaya produksi unit i pada level R
 $F_{i\ cost}(P_{i\ min})$: biaya produksi saat power minimal pada level R

(Cik x P_{ik}) : fungsi *incremental cost* (biaya tambahan)
 P_{ik} : incremental power (daya tambahan)
 K : segmen ke K

Tabel 3. 1 Argumen yang digunakan dalam metode *linear programming*

Argumen	Keterangan
Load (R)	Sebagai inputan nilai beban (Pload) di setiap periode
Summingen	Sebagai inputan nilai total daya minimal semua unit
c	Sebagai inputan nilai Cik (slope) semua unit
Aeq	Sebagai membangun matriks <i>equality constraints</i> sisi kiri
beq	Sebagai membangun matriks <i>equality constraints</i> sisi kanan
BB	Sebagai inputan batas bawah dari P_{ik} setiap unit
BA	Sebagai inputan batas atas dari P_{ik} setiap unit

3.2.7 Validasi Hasil

Hasil running linear program linear dari aplikasi Matlab perlu dilakukan validasi hasil perhitungan dengan menggunakan aplikasi Octave. Dengan demikian, hasil running bisa dinyatakan valid.

3.2.8 Cetak Jadwal

Setelah hasil running dinyatakan valid, maka jadwal pembangkitan dari setiap unit dapat dicetak yang kemudian akan dianalisa.

3.2.9 Analisa Hasil

Berdasarkan hasil running yang diperoleh maka akan dilakukan analisa economics dispatch yang berpengaruh terhadap spesifik fuel consumption dari setiap unit pemangkit dan dari segi ekonominya.

3.2.10 Kesimpulan dan Saran

Pada tahapan ini berdasarkan hasil analisa biaya serta pembahasan yang dilakukan pada tahapan sebelumnya dilakukan perumusan kesimpulan. Diharapkan untuk diberikan saran-saran yang digunakan untuk perbaikan penelitian lanjutan di masa yang depan.

BAB IV ANALISA DATA DAN PEMBAHASAN

4.1 Gambaran Umum

Penelitian pada tugas akhir ini penulis melakukan analisa *economic dispatch* sistem pembangkit *hybrid* di daerah Selatpanjang, Kabupaten Kepulauan Meranti, Riau. Sistem pembangkit *hybrid* ini dengan mengkombinasikan Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (eksisting) dengan Pembangkit Listrik Tenaga Uap berbahan bakar batubara. Analisa *economic dispatch* ini bertujuan untuk menemukan biaya total pembangkit yang minimum dengan menggunakan metode *linear programming* dengan bantuan aplikasi Matlab.

Pada penelitian ini juga penulis akan memproyeksikan 20 tahun ke depan kebutuhan daya listrik di daerah Selatpanjang, Kabupaten Kepulauan Meranti, Riau. Penggunaan PLTU berbahan bakar batubara ketika PLTD tidak mampu memenuhi kebutuhan listrik ke depannya. Hingga saat ini, terdapat 17 unit pembangkit listrik dengan daya terpasang mencapai 22,36 MW dan daya mampu sekitar 19 MW atau dengan *load factor* generator 85%.

4.2 Data Penelitian

Data penelitian tugas akhir ini diperoleh dari PT. PLN (Persero) wilayah Riau area Dumai Rayon Selatpanjang. Adapun data-data yang digunakan dalam penelitian tugas akhir ini sebagai berikut.

4.2.1 Data Beban

Berikut ini adalah data beban listrik 8 tahun terakhir di di daerah Selatpanjang, Kabupaten Kepulauan Meranti, Riau. Berdasarkan Tabel 4.1, beban puncak pukul 16.00-22.00 dalam 8 tahun terakhir mengalami peningkatan beban rata-rata sebesar sekitar 6,54% setiap tahunnya.

Tabel 4. 1 Data beban puncak 8 tahun terakhir

NO	Tahun	Beban Puncak Pukul	Beban Puncak Pukul	Beban Puncak Pukul
		16.00-22.00 (KW)	22.00-08.00 (KW)	08.00-16.00 (KW)
1	2011	7370	-	-
2	2012	8870	-	-
3	2013	9293	7683	6678
4	2014	9516	-	-
5	2015	10200	-	-
6	2016	10250	-	-
7	2017	11087	9498	8113
8	2018	11351	10557	8786

4.2.2 Data Pembangkit

Pembangkit Unit 1, Unit 2, Unit 3, Unit 4, Unit 5, Unit 6, Unit 7, Unit 8, dan Unit 9 merupakan Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) Selatpanjang yang dioperasikan oleh pihak PT. PLN Rayon Selatpanjang. Sedangkan pembangkit Unit 10, Unit 11, Unit 12, Unit 13, Unit 14, Unit 15, Unit 16, dan Unit 17 memiliki merk mesin dan generator yang sama. Pembangkit-pembangkit ini merupakan Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) Gogok yang dioperasikan oleh pihak swasta. Adapun data pembangkit (unit) yang digunakan dalam penelitian tugas akhir ini sebagai berikut.

4.2.2.1. Unit 1

Spesifikasi *fuel consumption* Unit 1 tidak diperoleh baik itu dari PT. PLN (persero) Rayon Selatpanjang maupun sumber literatur lainnya. Dengan demikian, data *fuel consumption* mesin dengan merk Kubota tipe L 6 D 26 BHCS di bawah ini menggunakan pendekatan data mesin dengan merk cummins tipe KTA38-G2. Berikut Tabel 4.2 merupakan data spesifikasi dari Unit 1.

Tabel 4. 2 Data unit pembangkit 1

Merk Mesin	Type	Ouput Daya (Kw)	Merk Generator	Daya Terpasang (Kw)	Daya Mampu (Kw)
Kubota	L 6 D 26 BHCS	664	TOYODENKI	600	510
RPM	Fuel Consumption				
1500	Load	25%	50%	75%	100%
	L/hr	53	90	128	167

4.2.2.2. Unit 2

Spesifikasi *fuel consumption* Unit 2 tidak diperoleh baik itu dari PT. PLN (persero) Rayon Selatpanjang maupun sumber literatur lainnya. Dengan demikian, data Fuel Consumption mesin dengan merk BWSC tipe 6S 28 LS-4 di bawah ini menggunakan pendekatan data mesin dengan tipe QTA3240-G5. Berikut Tabel 4.3 merupakan data spesifikasi dari Unit 2.

Tabel 4. 3 Data unit pembangkit 2

Merk Mesin	Type	Ouput Daya (Kw)	Merk Generator	Daya Terpasang (Kw)	Daya Mampu (Kw)
BWSC	6S 28 LS-4	1268	RELIANCE	1200	1020
RPM	Fuel Consumption				
1500	Load	25%	50%	75%	100%
	L/hr	98	165	235	309

4.2.2.3. Unit 3 dan Unit 4

Spesifikasi fuel consumption Unit 3 dan Unit 4 tidak diperoleh baik itu dari PT. PLN (persero) Rayon Selatpanjang maupun sumber literatur lainnya. Dengan demikian, data Fuel Consumption mesin dengan merek Deutz tipe KHD BV 8M 628 di bawah ini menggunakan pendekatan data mesin dengan tipe QTA3240-G5. Berikut Tabel 4.4 merupakan data spesifikasi dari Unit 3 dan Unit 4.

Tabel 4. 4 Data unit pembangkit 3 dan 4

Merk Mesin	Type	Ouput Daya (Kw)	Merk Generator	Daya Terpasang (Kw)	Daya Mampu (Kw)
Deutz	KHD BV 8M 628	1268	PINDAD	1200	1020
RPM	Fuel Consumption				
1500	Load	25%	50%	75%	100%
	L/hr	98	165	235	309

4.2.2.4. Unit 5, Unit 6, Unit 7, Unit, Unit 8, dan Unit 9

Pembangkit Unit 5, Unit 6, Unit 7, Unit, Unit 8, dan Unit 9 memiliki merk mesin dan generator yang sama. Berikut Tabel 4.5 adalah data spesifikasi dari Unit 5, Unit 6, Unit 7, Unit, Unit 8, dan Unit 9.

Tabel 4. 5 Data unit pembangkit 5, 6, 7, 8, dan 9

Merk Mesin	Type	Ouput Daya (Kw)	Merk Generator	Daya Terpasang (Kw)	Daya Mampu (Kw)
Deutz	KHD BV 8M 628	1268	PINDAD	1200	1020
RPM	Fuel Consumption				
1500	Load	25%	50%	75%	100%
	L/hr	98	165	235	309

4.2.2.5. Unit 10, Unit 11, Unit 12, Unit 13, Unit 14, Unit 15, Unit 16, dan Unit 17

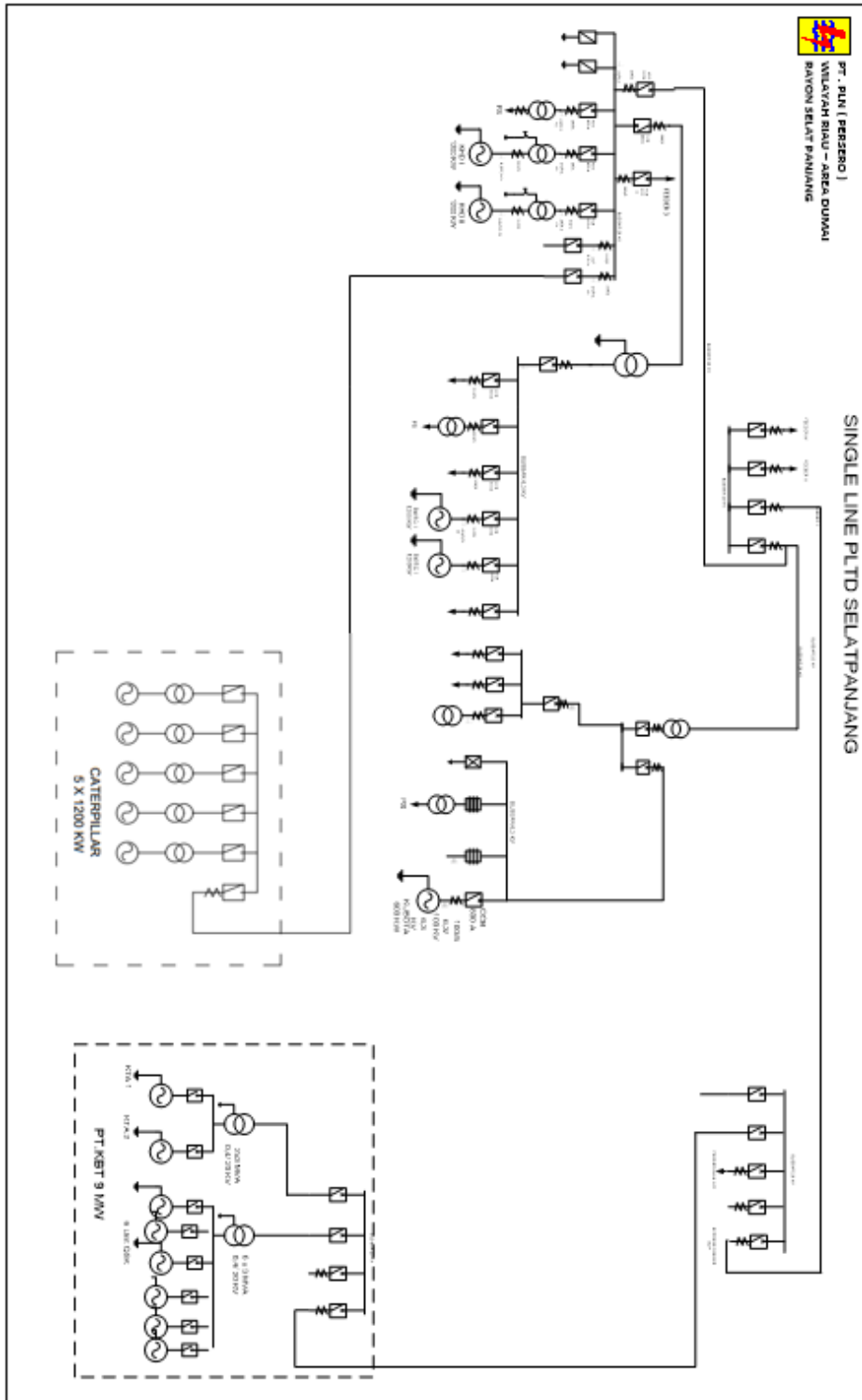
Pembangkit Unit 10, Unit 11, Unit 12, Unit 13, Unit 14, Unit 15, Unit 16, dan Unit 17 memiliki merk mesin dan generator yang sama .Berikut Tabel 4.6 adalah data spesifikasi dari Unit 10, Unit 11, Unit 12, Unit 13, Unit 14, Unit 15, Unit 16, dan Unit 17.

Tabel 4. 6 Data unit pembangkit 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, dan 17

Merk Mesin	Type	Ouput Daya (Kw)	Merk Generator	Daya Terpasang (Kw)	Daya Mampu (Kw)
Cummins	QSK60-G3	1615	STAMFORD PI734E	1520	1292
RPM	Fuel Consumption				
1500	Load	25%	50%	75%	100%
	L/hr	112	190	270	363

Data *fuel consumption* pembangkit di atas dimana terdapat 17 unit pembangkit listrik di Selatpanjang, Kabupaten Kepulauan Meranti, Riau yang akan digunakan sebagai inputan untuk menentukan kurva bahan bakar setiap unit.

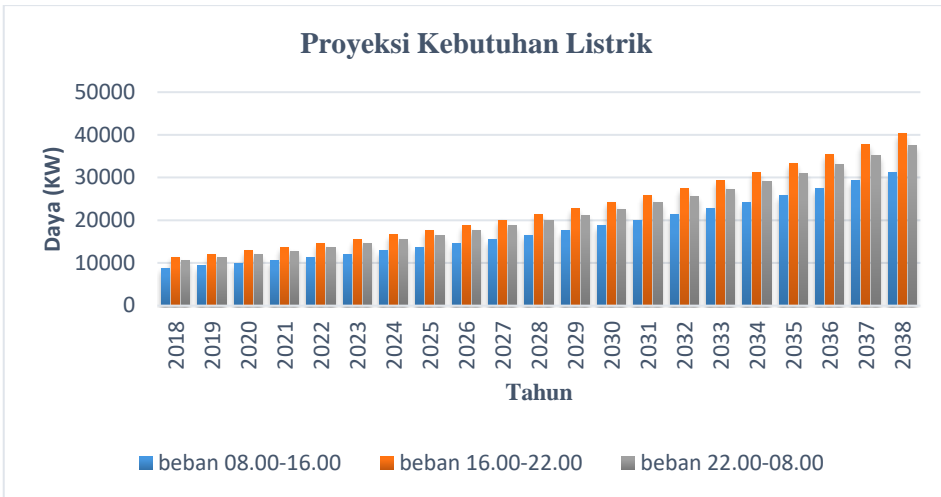
Dalam Pengoprasionalannya dua sistem pembangkit listrik baik itu PLTD Selatpanjang maupun PLTD Gogok dikombinasikan secara paralel untuk mensuplai kebutuhan listrik yang ada di Selatpanjang, Kabupaten Kepulauan Meranti, Riau. Berikut Gambar 4.1 di bawah ini adalah bagan dari *single line* PLTD Selatpanjang, Kepulauan Meranti, Riau.



Gambar 4. 1 Single Line PLTD Selatpanjang, Kepulauan Meranti, Riau [2]

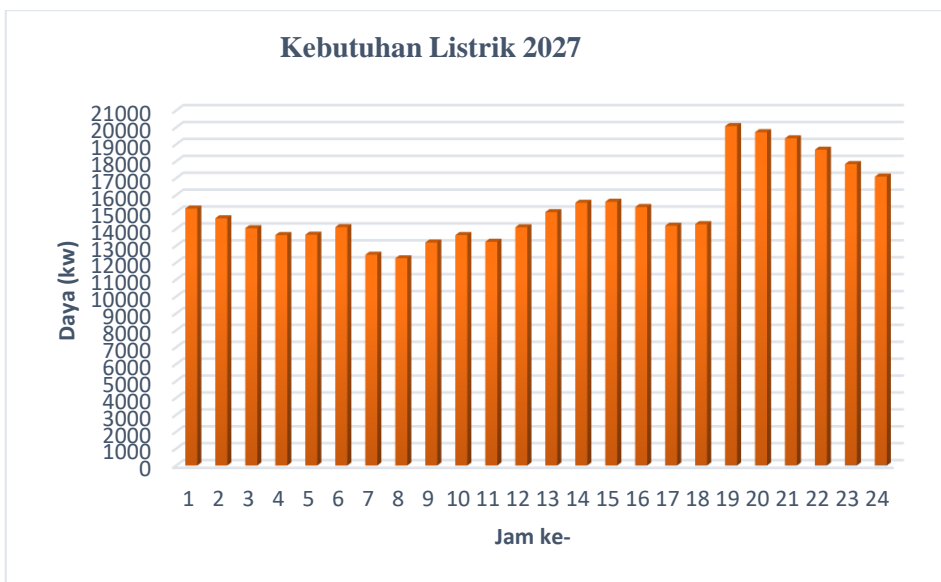
4.3 Proyeksi Kebutuhan Pembangkit Listrik

Data proyeksi kebutuhan listrik Selatpanjang, Kabupaten Kepulauan Meranti, Riau ini diperoleh dari data kebutuhan listrik 8 tahun terakhir dimana terjadi peningkatan rata-rata sekitar 6,54% pertahunnya.



Gambar 4. 2 histogram proyeksi peningkatan kebutuhan listrik

Dari hasil proyeksi kebutuhan listrik 20 tahun ke depan ini dapat diketahui bahwa berdasarkan daya mampu pembangkit eksisting, yaitu sebesar 19 MW, maka pada tahun 2027 diperkirakan daya mampu eksisting tidak bisa mencukupi beban yang disuplai sekitar sebesar 20 MW. Oleh karena itu, perlu dilakukannya penambahan pembangkit listrik agar kebutuhan listrik di tahun 2027 dapat dipenuhi.



Gambar 4. 3 histogram proyeksi peningkatan kebutuhan listrik 2019

Gambar 4.3 menunjukkan proyeksi kebutuhan listrik tahun 2027 dari jam ke-1 hingga jam ke-24 dimana beban puncak terjadi pada pukul 19.00 dengan kebutuhan daya sebesar 20057 KW dan beban terendah terjadi pada pukul 08.00 dengan kebutuhan daya sebesar 14573 KW.

4.4 Analisa Pembangunan PLTU

Berdasarkan Gambar 4.2 merupakan proyeksi kebutuhan listrik 20 tahun mendatang, maka beban puncak tertinggi sekitar 40,22 MW dimana daya mampu eksisting hanya mencapai 19 MW sehingga mengalami defisit daya listrik sekitar 20,78 MW. Untuk memenuhi kebutuhan daya listrik selama 20 tahun mendatang diperlukan penambahan kapasitas pembangkit listrik.

Dalam penelitian ini penulis memilih Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) berbahan bakar batubara sebagai pembangkit tambahan. Pemilihan PLTU ini didasari atas pertimbangan kebijakan energi nasional 30 tahun ke depan dimana penggunaan bahan bakar batubara sebesar 25% dari energi nasional. Selain itu, pada tahun 2017 prosentase ketersediaan sumber daya batubara di wilayah Sumatera, yaitu 36,72% atau 45.969,24 juta ton dari total sumber daya batubara nasional, sedangkan cadangan batubara sekitar 40,88% atau 9.909,1 juta ton [3]. Berdasarkan hasil penelitian sebelumnya yang berjudul Studi Pembangunan PLTU Mamuju 2 x 7 MW Ditinjau dari Aspek Teknis, Ekonomi dan Lingkungan serta Pengaruhnya terhadap Tarif Listrik Regional Sulawesi Barat, maka dibutuhkan batubara dengan energi 4,2 Kcal/ton untuk mengoperasikan PLTU Mamaju sebanyak 6,62 ton/jam [20].

Penambahan kapasitas tahap pertama diawali dengan pembangunan PLTU berbahan bakar batubara berkapasitas 2 x 7 MW di awal tahun 2025 dan direncanakan beroperasi pada tahun 2027. Rencana pengoperasian PLTU di Selatpanjang menggunakan batubara dengan energi 6,322 Kcal/ton sehingga membutuhkan batubara sebanyak sekitar 4.4 ton/jam. Dengan demikian, jika PLTU Selatpanjang beroperasi selama 20 tahun ke depan, maka batubara yang dibutuhkan sebanyak sekitar 770.880 ton. atau sekitar 0,0077% dari total cadangan batubara di wilayah Sumatera.

Jika ditinjau dari kebutuhan lahan atau tempat yang diperlukan, maka berdasarkan pendekatan terhadap PLTU Mamuju, Sulawesi Barat dengan kapasitas 2 x 7 MW, maka dibutuhkan tempat segen luas sekitar 25 hektar. Pembangunan PLTU ini direncanakan di mulai pada awal tahun 2025 dan diharapkan awal tahun 2027 sudah bisa beroperasi. Dengan demikian, pada tahun 2027 PLN rayon Selatpanjang diperkirakan akan memiliki daya mampu sekitar sebesar 30.9 MW dengan *load factor* generator sebesar 85% sehingga mampu mensuplai beban puncak hingga tahun 2033. Gambar 4.4 merupakan gambar PLTU Mamuju, Sulawesi Barat dengan kapasitas 2 x 7 MW yang diambil tampak atas melalui *google maps* berdiri di atas tanah dengan luas sekitar 25 hektar.



Gambar 4. 4 PLTU Mamuju, Sulawesi Barat [21]

Pembangunan PLTU tahap kedua dengan kapasitas 2×7 MW akan direncanakan dimulai awal tahun 2032 sehingga pada awal tahun 2034 kebutuhan beban puncak di Selatpanjang, Kabupaten Kepulauan Meranti Riau dapat dipenuhi dengan daya mampu total sekitar 42,8 MW dengan *load factor* generator sebesar 85%. Dengan demikian, pada tahun 2038 PLN Rayon Selatpanjang akan memiliki surplus daya sekitar sebesar 2,57 MW.

4.5 Menentukan Koefisien Fungsi Kurva Biaya Bahan Bakar Setiap Unit i

Fungsi kurva biaya bahan bakar setiap Unit i disusun oleh inputan berupa koefisien a , b , d , dan daya pembangkit Unit i . Pada umumnya, koefisien a, b, d diperoleh dari data operasi setiap unit pembangkit dengan variasi berbagai beban (25% hingga 100%). Namun, pembangkit di Selatpanjang, Kabupaten Kepulauan Meranti, Riau ini belum pernah dilakukannya pengambilan data operasi dengan berbagai beban variasi. Dengan demikian, untuk memperoleh koefisien a , b , d maka perlu dilakukan perhitungan dengan menggunakan persamaan non linear yang melalui 3 titik, yaitu (P_{i1}, F_{i1}) , (P_{i2}, F_{i2}) , dan (P_{i3}, F_{i3}) . Titik-titik ini secara berturut-turut diambil dari daya output generator dan *fuel consumption price* saat beban 100%, beban 75%, dan beban 50%. Secara sistematis, fungsi kurva biaya bahan bakar dapat dilihat pada rumus nomor 1. Nilai koefisien a , b , d dihitung dengan menggunakan metode eliminasi persamaan satu variabel. Dimana persamaan 1 melalui titik (P_{i1}, F_{i1}) , persamaan 2 melalui titik (P_{i2}, F_{i2}) , dan persamaan 3 melalui titik (P_{i3}, F_{i3}) .

Adapun tahapan dalam menentukan nilai koefisien a , b , d dengan menggunakan metode eliminasi persamaan satu variabel sebagai berikut.

1. Mengeliminasi persamaan 1 dan persamaan 2 yang akan menghasilkan persamaan 4

2. Mengeliminasi persamaan 1 dan persamaan 3 yang akan menghasilkan persamaan 5
3. Mengeliminasi persamaan 4 dan persamaan 5 yang akan menghasilkan nilai koefisien a.
4. Nilai koefisien a yang diperoleh kemudian disubstitusi ke persamaan 5 sehingga menghasilkan nilai koefisien c.
5. Nilai koefisien c yang diperoleh kemudian disubstitusi ke persamaan 1 dimana akan menghasilkan nilai koefisien b.

Dari beberapa tahapan 1 hingga 5, penulis melakukan penyederhanaan rumus sehingga ketika dimasukkan inputan nilai berupa daya output generator dan *fuel consumption price* saat beban 100% , beban 75%, dan beban 50% akan diperoleh nilai koefisien a, b, d setiap Unit i. Dalam penelitian ini, berdasarkan hasil laporan tahunan PLN Rayon Selatpanjang tahun 2018, maka harga bahan bakar diesel mengacu pada harga bulan febuari tahun 2018, yaitu sebesar 5984,75 IDR/liter. Berikut ini adalah contoh perhitungan nilai koefisien a,b,d pada pembangkit Unit 1 menggunakan aplikasi matlab. Detai perhitungan nilai koefiien a, b, d semua Unit i dapat dilihat di lampiran 1.

```

%Harga Bahan Bakar Diesel Oil (IDR) Per Liter
PDO=5984.75;
%Menentukan nilai koefisien bahan bakar setiap Unit Pi
    %menggunakan persamaan  $FC_i = aP_i^2 + bP_i + d$ 
    %UNIT P1
    %FC (l/h) @Daya (%)
    FC1100=167;
    FC175=128;
    FC150=90;
    %FCP (IDR/h) @Daya (%)
    FCP1100=FC1100*PDO;
    FCP175=FC175*PDO;
    FCP150=FC150*PDO;

    %Persamaan #1
    % $FCP_{1100} = a * (DTP1)^2 + b * DTP1 + c$ 

    %Persamaan #2
    % $FCP_{175} = a * (DTP1 * 0.75)^2 + b * DTP1 * 0.75 + c$ 

    %Persamaan #3
    % $FCP_{150} = a * (DTP1 * 0.50)^2 + b * DTP1 * 0.50 + c$ 
%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
% $FCP_{1100} = a * (DTP1)^2 + b * DTP1 + c$            x1.5 #1
% $FCP_{175} = a * (DTP1 * 0.75)^2 + b * DTP1 * 0.75 + c$    x2   #2

```

Gambar 4. 5 Contoh perhitungan koefisien a,b,d Unit 1 di aplikasi matlab.

```

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP1100*=a*(DTP1)^2+b*DTP1+c      x1 #1
%FCP150=a*(DTP1*0.50)^2+b*DTP1*0.50+c  x2 #3

%Eliminasi #4 & #5
a1=(2*FCP1100-4*FCP175+2*FCP150)/
      2*(DTP1)^2-(4*(0.75*DTP1)^2)+(2*(0.5*DTP1)^2));
d1=((DTP1^2-(2*(0.5*DTP1)^2))*a1)-(FCP1100-2*FCP150);
b1=(FCP1100-((DTP1)^2*a1)-d1)/DTP1;

```

Gambar 4.5 Contoh perhitungan koefisien a,b,d Unit 1 di aplikasi matlab

Berdasarkan hasil contoh perhitungan di atas, berikut ini adalah data koefisien bahan bakar (a,b,d) setiap unit pembangkit di Selatpanjang, Kabupaten Kepulauan Meranti, Riau. Dengan demikian, fungsi kurva biaya bahan bakar setiap unit dapat ditentukan sehingga bisa menghitung biaya bahan bakar yang dikeluarkan disetiap variasi beban.

Tabel 4. 7 Data koefisien biaya operasi sistem setiap Unit i

Unit	Koefisien Biaya Operasi		
	a	b	d
1	0.132994	1416.39	101740.75
2	0.132994	1196.95	221435.75
3	0.132994	1196.95	221435.75
4	0.132994	1196.95	221435.75
5	0.176217	1136.11	226223.55
6	0.176217	1136.11	226223.55
7	0.176217	1136.11	226223.55
8	0.176217	1136.11	226223.55
9	0.176217	1136.11	226223.55
10	0.269396	748.09	412947.75
11	0.269396	748.09	412947.75
12	0.269396	748.09	412947.75
13	0.269396	748.09	412947.75
14	0.269396	748.09	412947.75
15	0.269396	748.09	412947.75
16	0.269396	748.09	412947.75
17	0.269396	748.09	412947.75

Nilai koefisien bahan bakar a,b, d menggambarkan *fuel consumption price* dari setiap Unit i yang beroperasi pada beban tertentu. Dengan demikian, berdasarkan persamaan kurva bahan bakar yang terbentuk dari koefisien a, b, d dapat ditentukan bahan bakar yang dikeluarkan di berbagai variasi beban.

4.6 Pembentukan Model Matriks

Berdasarkan *flow chart* metodologi penelitian bahwa terdapat sistem pembangkit eksisting dan sistem pembangkit *hybrid* yang akan dilakukan perhitungan *economic dispatch* dimana kombinasi antara pembangkit eksisting yaitu berupa Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) dan pembangkit baru berupa Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) berbahan bakar batubara.

4.6.1 Sistem Pembangkit Eksisting

Perhitungan *economic dispatch* dengan menggunakan metode *linear programming* terhadap sistem pembangkit eksisting yang terdiri dari 17 unit (disebut skenario 1) diawali dengan mengetahui karakteristik kurva bahan bakar dari setiap unit pembangkit yang didapat dari fungsi persamaan kurva bahan bakar. Dimana untuk mendapatkan minimum biaya bahan bakar dengan metode *linear programming*, maka kurva biaya bahan bakar yang merupakan fungsi persamaan non linear harus dilakukan pendekatan dengan fungsi persamaan linear. Berikut Tabel 4.8 di bawah ini berdasarkan persamaan rumus nomor (1) adalah fungsi kurva bahan bakar dan *inequality constrain* (batasan pertidaksamaan) dari setiap Unit i. Dimana *inequality constrain* ini merupakan batasan operasional setiap Unit i dengan *load factor* 65% sampai 85%.

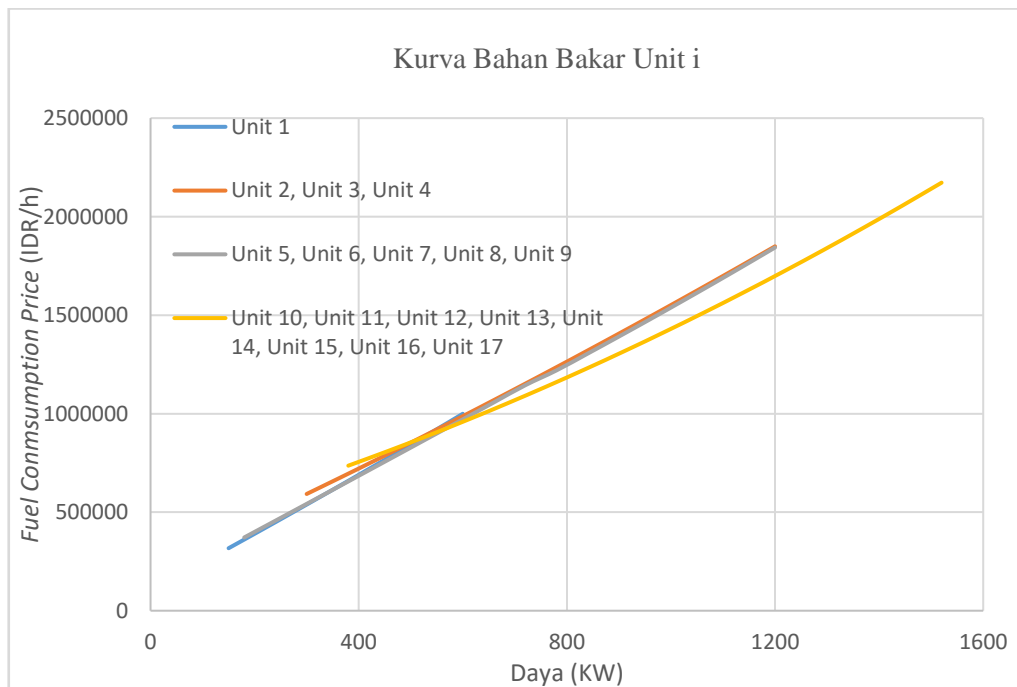
Tabel 4. 8 Fungsi kurva bahan bakar dan *inequality constraints* dari setiap unit i

Unit i	Fungsi Kurva Bahan Bakar	<i>inequality constrain</i>
1	$F_1 = 0.132994P_1^2 + 1416.39P_1 + 101740.75$	$390 \leq P_1 \leq 600$
2	$F_2 = 0.132994P_2^2 + 1196.95P_2 + 221435.75$	$780 \leq P_2 \leq 1200$
3	$F_3 = 0.132994P_3^2 + 1196.95P_3 + 221435.75$	$780 \leq P_3 \leq 1200$
4	$F_4 = 0.132994P_4^2 + 1196.95P_4 + 221435.75$	$780 \leq P_4 \leq 1200$
5	$F_5 = 0.176217P_5^2 + 1136.11P_5 + 226223.55$	$780 \leq P_5 \leq 1200$
6	$F_6 = 0.176217P_6^2 + 1136.11P_6 + 226223.55$	$780 \leq P_6 \leq 1200$
7	$F_7 = 0.176217P_7^2 + 1136.11P_7 + 226223.55$	$780 \leq P_7 \leq 1200$
8	$F_8 = 0.176217P_8^2 + 1136.11P_8 + 226223.55$	$780 \leq P_8 \leq 1200$
9	$F_9 = 0.176217P_9^2 + 1136.11P_9 + 226223.55$	$780 \leq P_9 \leq 1200$
10	$F_{10} = 0.269396P_{10}^2 + 748.09P_{10} + 412947.75$	$988 \leq P_{10} \leq 1520$
11	$F_{11} = 0.269396P_{11}^2 + 748.09P_{11} + 412947.75$	$988 \leq P_{11} \leq 1520$
12	$F_{12} = 0.269396P_{12}^2 + 748.09P_{12} + 412947.75$	$988 \leq P_{12} \leq 1520$
13	$F_{13} = 0.269396P_{13}^2 + 748.09P_{13} + 412947.75$	$988 \leq P_{13} \leq 1520$

4.8 Fungsi kurva bahan bakar dan *inequality constraints* dari setiap unit *i*

Unit <i>i</i>	Fungsi Kurva Bahan Bakar	<i>inequality constrain</i>
14	$F_{14} = 0.269396P_{14}^2 + 748.09P_{14} + 412947.75$	$988 \leq P_{14} \leq 1520$
15	$F_{15} = 0.269396P_{15}^2 + 748.09P_{15} + 412947.75$	$988 \leq P_{15} \leq 1520$
16	$F_{16} = 0.269396P_{16}^2 + 748.09P_{16} + 412947.75$	$988 \leq P_{16} \leq 1520$
17	$F_{17} = 0.269396P_{17}^2 + 748.09P_{17} + 412947.75$	$988 \leq P_{17} \leq 1520$

Dari fungsi kurva biaya bahan bakar pada Tabel 4.8 dapat diilustrasikan ke dalam bentuk grafik seperti di bawah ini. Berikut Gambar 4.6 adalah kurva biaya bahan bakar dari setiap unit pembangkit.



Gambar 4. 6 Grafik kurva biaya bahan bakar setiap Unit *i*

Pada dasarnya kurva biaya bakar setiap Unit *i* pada Gambar 4.6 merupakan kurva nonlinear berdasarkan fungsi biaya bahan bakar pada Tabel 4.7. Namun, karena selisih peningkatan biaya bahan bakar di antara tiap beban tidak begitu signifikan sehingga kurva bahan bakar terlihat seperti kurva linear. Meskipun demikian, perlu dilakukan pendekatan garis linear agar bisa dilakukan penyelesaian masalah *economic dispatch* dengan menggunakan metode *linear programming*. Berikut ini beberapa tahapan yang perlu dilakukan untuk melakukan perhitungan dengan menggunakan metode *linear programming*.

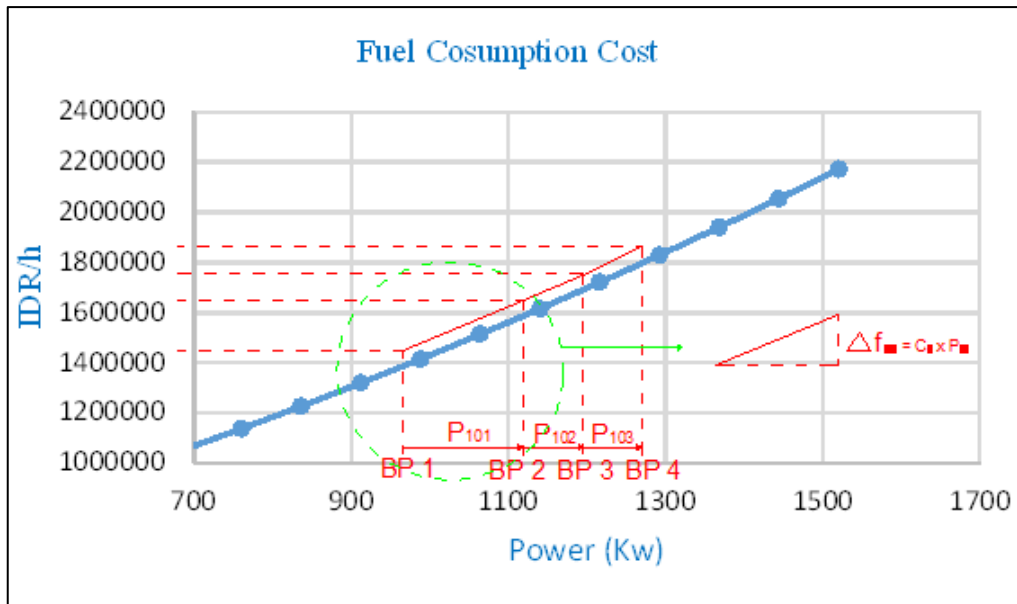
4.6.1.1 Pendekatan Garis Linear terhadap Kurva Biaya Bahan Bakar Unit i

Pendekatan garis linear pada kurva biaya bahan bakar Unit i menggunakan C_{ik} (slope) atau garis miring yang diperoleh dengan menggunakan persamaan rumus (3) dan dibatasi oleh rumus nomor (4) dimana $C_{i1} < C_{i2} < C_{i3}$ dan batasan (constrain) rumus nomor (10) ditetapkan berdasarkan batasan operasional generator set dimana berada di antara *load factor* generator set sebesar 65% hingga 85% seperti *inequality constrain* pada Tabel 4.7. Dengan demikian, jumlah C_{ik} (sebanding banyaknya jumlah segmen) di dalam batasan *load factor* genset ini tergantung pada pembagian segmen dari garis persamaan non linear menjadi beberapa garis linear. Banyak sedikitnya jumlah C_{ik} di dalam satu kurva biaya bahan bakar Unit i tidak menentukan minimum cost yang akan diperoleh. Dimana hal ini tidak bersifat berbanding lurus terhadap jumlah C_{ik} . Berdasarkan Gambar 4.7 dalam penelitian ini garis persamaan non linear ini dibagi menjadi 3 segmen sehingga terdapat nilai C_{i1} , C_{i2} , dan C_{i3} pada setiap Unit i. Dengan demikian, untuk membentuk 3 segmen perlu ditetapkan BP (*break points*) yang terdiri dari 4 titik. Tabel 4.9 adalah *break points* pendekatan garis linear pada kurva biaya bakar setiap unit.

Tabel 4. 9 *Break points* pendekatan garis linear pada kurva biaya bahan bakar

Unit i	BP 1 (KW)	BP 2 (KW)	BP 3 (KW)	BP 4 (KW)
1	390	450	480	510
2	780	900	960	1020
3	780	900	960	1020
4	780	900	960	1020
5	780	900	960	1020
6	780	900	960	1020
7	780	900	960	1020
8	780	900	960	1020
9	780	900	960	1020
10	988	1140	1216	1292
11	988	1140	1216	1292
12	988	1140	1216	1292
13	988	1140	1216	1292
14	988	1140	1216	1292
15	988	1140	1216	1292
16	988	1140	1216	1292
17	988	1140	1216	1292

Penetapan break points berada dalam batasan operasional genset di antara *load factor* 65% sampai 85% dengan BP 1 berada pada batasan minimum operasional 65%, BP 2 dan BP 3 berturut-turut saat operasional 75% dan 80% serta BP 4 berada pada batasan maksimum operasional 85%.



Gambar 4. 7 Pembagian segmen pada kurva bahan bakar Unit 10

Di dalam Gambar 4.7 terdapat variabel-variabel P_{101} , P_{102} , dan P_{103} yang merupakan representasi dari *incremental power* dari Unit 10 bahwa besarnya antara 0 sampai nilai maksimal dari $P_{101,max}$, $P_{102,max}$, dan $P_{103,max}$ seperti yang tertera pada rumus nomor (7).

Berikut Gambar 4.8 di bawah ini adalah contoh perhitungan nilai C_{101} , C_{102} , dan C_{103} pada Unit 10 dengan menggunakan aplikasi matlab.

```

%MENENTUKAN NILAI Cik (SLOPE)
%UNIT P10
%c (Slope)
c101= ((a10*(0.75*DTP10)^2+b10*(0.75*DTP10)+d10)-
        (a10*(0.65*DTP10)^2+b10*(0.65*DTP10)+d10))/(0.75*DTP10-0.65*DTP10);
c102= ((a10*(0.8*DTP10)^2+b10*(0.8*DTP10)+d10)-
        (a10*(0.75*DTP10)^2+b10*(0.75*DTP10)+d10))/(0.8*DTP10-0.75*DTP10);
c103= ((a10*(0.85*DTP10)^2+b10*(0.85*DTP10)+d10)-
        (a10*(0.8*DTP10)^2+b10*(0.8*DTP10)+d10))/(0.85*DTP10-0.8*DTP10);

```

Gambar 4. 8 Contoh perhitungan nilai C_{ik} (slope) Unit 10 di aplikasi matlab

Berikut ini Tabel 4.9 adalah hasil perhitungan nilai C_{ik} (slope) yang terdiri dari C_{i1} , C_{i2} , dan C_{i3} dari setiap Unit i dimana nilai $C_{i1} < C_{i2} < C_{i3}$ seperti yang tertera pada rumus nomor (4). Nilai C_{ik} (slope) ini akan digunakan sebagai inputan perkalian dengan nilai P_{ik} sehingga diketahui nilai *incremental cost*.

Tabel 4. 10 Nilai C_{i1} , C_{i2} , C_{i3} setiap Unit i

Unit i	C_{i1}	C_{i2}	C_{i3}
1	1528.106	1540.076	1548.055
2	1420.381	1436.34	1460.279
3	1420.381	1444.32	1460.279
4	1420.381	1444.32	1460.279
5	1432.151	1463.87	1485.016
6	1432.151	1463.87	1485.016
7	1432.151	1463.87	1485.016
8	1432.151	1463.87	1485.016
9	1432.151	1463.87	1485.016
10	1321.37	1382.792	1423.741
11	1321.37	1382.792	1423.741
12	1321.37	1382.792	1423.741
13	1321.37	1382.792	1423.741
14	1321.37	1382.792	1423.741
15	1321.37	1382.792	1423.741
16	1321.37	1382.792	1423.741
17	1321.37	1382.792	1423.741

Pada Tabel 4.10 dapat diketahui bahwa nilai $C_{i1} < C_{i2} < C_{i3}$ yang merupakan variabel dari fungsi *incremental cost* hasil kali dengan nilai P_{i1} , P_{i2} , dan P_{i3} .

4.6.1.2 Menentukan Fungsi Objektif Persamaan Linear

Pendekatan fungsi objektif kurva linear biaya bahan bakar dari setiap Unit i dapat dilihat pada Tabel 4.11 sebagai berikut.

Tabel 4. 11 Fungsi objektif kurva linear biaya bahan bakar tiap Unit i

Unit i	Fungsi Objektif Persamaan Linear
1	$F(P_1) = F(P_{1,min}) + C_{11}P_{11} + C_{12}P_{12} + C_{13}P_{13}$
2	$F(P_2) = F(P_{2,min}) + C_{21}P_{21} + C_{22}P_{22} + C_{23}P_{23}$
3	$F(P_3) = F(P_{3,min}) + C_{31}P_{31} + C_{32}P_{32} + C_{33}P_{33}$
4	$F(P_4) = F(P_{4,min}) + C_{41}P_{41} + C_{42}P_{42} + C_{43}P_{43}$
5	$F(P_5) = F(P_{5,min}) + C_{51}P_{51} + C_{52}P_{52} + C_{53}P_{53}$
6	$F(P_6) = F(P_{6,min}) + C_{61}P_{61} + C_{62}P_{62} + C_{63}P_{63}$
7	$F(P_7) = F(P_{7,min}) + C_{71}P_{71} + C_{72}P_{72} + C_{73}P_{73}$
8	$F(P_8) = F(P_{8,min}) + C_{81}P_{81} + C_{82}P_{82} + C_{83}P_{83}$

Tabel 4.11 Fungsi objektif kurva linear biaya bahan bakar tiap Unit i

Unit i	Fungsi Objektif Persamaan Linear
9	$F(P_9) = F(P_{9,min}) + C_{91}P_{91} + C_{92}P_{92} + C_{93}P_{93}$
10	$F(P_{10}) = F(P_{10,min}) + C_{101}P_{101} + C_{102}P_{102} + C_{103}P_{103}$
11	$F(P_{11}) = F(P_{11,min}) + C_{111}P_{111} + C_{112}P_{112} + C_{113}P_{113}$
12	$F(P_{12}) = F(P_{12,min}) + C_{121}P_{121} + C_{122}P_{122} + C_{123}P_{123}$
13	$F(P_{13}) = F(P_{13,min}) + C_{131}P_{131} + C_{132}P_{132} + C_{133}P_{133}$
14	$F(P_{14}) = F(P_{14,min}) + C_{141}P_{141} + C_{142}P_{142} + C_{143}P_{143}$
15	$F(P_{15}) = F(P_{15,min}) + C_{151}P_{151} + C_{152}P_{152} + C_{153}P_{153}$
16	$F(P_{16}) = F(P_{16,min}) + C_{161}P_{161} + C_{162}P_{162} + C_{163}P_{163}$
17	$F(P_{17}) = F(P_{17,min}) + C_{171}P_{171} + C_{172}P_{172} + C_{173}P_{173}$

Fungsi objektif dari *linear programming* yang akan digunakan merupakan jumlah dari pendekatan kurva biaya bahan bakar. Namun, dalam meminimalkan fungsi objektif ini, istilah pertama, yaitu $F(P_{i,min})$ tidak akan diikutkan ke dalam formulasi *linear programming*. Hal ini dikarenakan $F(P_{i,min})$ merupakan nilai konstan sehingga tidak memiliki pengaruh pada nilai-nilai variabel keputusan dalam *linear programming*. Namun, jika untuk menghitung nilai atau mengekspresikan fungsi objektif biaya total bahan bakar yang digunakan, maka nilai $F(P_{i,min})$ harus dimasukkan kembali ke dalam fungsi objektif biaya bahan bakar.

Perlu diperhatikan bahwa nilai $F(P_{i,min})$ bukan merupakan istilah konstan jika diekspresikan dalam persamaan kuadrat, tetapi merupakan fungsi F_i yang dievaluasi pada $F(P_{i,min})$ ini akan menjadi $C_{i1}P_{i1} + C_{i2}P_{i2} + C_{i3}P_{i3}$ dimana total dari incremental cost ini akan ditambahkan ke dalam fungsi objektif dari linear programming. Dengan demikian, fungsi objektif dari linear programming ditunjukkan sebagai nilai 'Z' dimana $Z = \sum_{i=1}^N \sum_{k=1}^j C_{ik} x P_{ik}$ merupakan bagian dari fungsi F_i seperti yang tertera pada rumus nomor (2). Jika diekspresikan ke dalam bentuk matriks, maka fungsi Z menjadi sebagai berikut.

$$Z = [\quad C_{11} \quad C_{12} \quad C_{13} \quad \dots \quad \dots \quad \dots \quad C_{171} \quad C_{172} \quad C_{173} \quad] \begin{bmatrix} P_{i1} \\ P_{i2} \\ P_{i3} \\ \dots \\ \dots \\ P_{171} \\ P_{172} \\ P_{173} \end{bmatrix}$$

Dimana,

$$Z = C^T X$$

Sehingga matriks Z dengan C dan X menjadi sebagai berikut.

$$Z = \begin{bmatrix} C_{11} \\ C_{12} \\ C_{13} \\ \dots \\ \dots \\ C_{171} \\ C_{172} \\ C_{173} \end{bmatrix}, \quad X = \begin{bmatrix} P_{11} \\ P_{12} \\ P_{13} \\ \dots \\ \dots \\ P_{171} \\ P_{172} \\ P_{173} \end{bmatrix}$$

4.6.1.3 Menentukan *Inequality Constraints*

Inequality constraints utama terdapat pada Tabel 4.8 pada pembahasan sebelumnya. Dimana untuk memodelkan kurva biaya bahan bakar sebagai garis linear, maka harus menggunakan 3 kali jumlah unit pembangkit (3*P_N). dengan demikian, *Inequality constraints* utama harus dikonversi pada 3 tingkat pembangkitan menjadi *constraints* pada 3*P_N variabel baru. *Constraint* ini dibatasi oleh batas bawah (BB) dan batas atas (BA).

Penetapan batas bawah harus memperhatikan bahwa semua variabel pada 3 tingkat pembangkitan tidak boleh memiliki nilai negatif. Dimana pada kenyataanya tidak mungkin memiliki nilai peningkatan pembangkitan yang negatif. Namun, peningkatan pembangkitan dapat diperoleh antara nol dan batas atas. Sedangkan batas atas merupakan batas kenaikan maksimum oleh tiap tingkat pembangkitan Unit i. berdasarkan persamaan rumus nomor (6) dimana nilai batas ini diperoleh dari hasil pengurangan BP 2 (P_{ikmax}) oleh BP 1 (P_{ikmin}) yang digunakan sebagai batas atas tingkat pertama kenaikan pembangkitan Unit i yang diperoleh dari Tabel 4.8. Dengan demikian, tiap tingkatan pembangkitan tiap Unit i akan memiliki batas bawah dan batas atas dalam bentuk matriks sebagai berikut.

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} P_{11} \\ P_{12} \\ P_{13} \\ P_{21} \\ P_{22} \\ P_{23} \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} 60 \\ 30 \\ 30 \\ 120 \\ 60 \\ 60 \\ 120 \\ 60 \\ 60 \\ 120 \\ 60 \\ 60 \\ 120 \\ 60 \\ 60 \\ 120 \\ 60 \\ 60 \\ 120 \\ 60 \\ 60 \end{bmatrix}$$

Bentuk matriks dari persamaan di atas sebagai berikut.

$$\begin{array}{ccc}
 \text{Matriks } 51 \times 51 & \text{Matriks } 51 \times 1 & \text{Matriks } 51 \times 1 \\
 \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & \vdots & \vdots & \vdots & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & \vdots & \vdots & \vdots & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \vdots & \vdots & \vdots & 0 & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & \vdots & \vdots & \vdots & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \vdots & \vdots & \vdots & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \vdots & \vdots & \vdots & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} & \begin{bmatrix} P_{11} \\ P_{12} \\ P_{13} \\ \dots \\ \dots \\ P_{171} \\ P_{172} \\ P_{173} \end{bmatrix} & = \begin{bmatrix} \text{Load} - \left(\sum_{i=1}^{17} P_{imin} \right) \\ 0 \\ 0 \\ \dots \\ \dots \\ \dots \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}
 \end{array}$$

4.6.2 Sistem Pembangkit Hybrid

Perhitungan *economic dispatch* dengan menggunakan metode *linear programming* terhadap pengoperasian sistem *pembangkit hybrid* terbagi dalam dua tahapan. Pada tahapan pertama beban atau kebutuhan listrik disuplai oleh pembangkit eksisting dan PLTU 2 x 7 MW, dimana PLTU 2 x 7 MW akan dioperasikan dengan *load factor* 85% sehingga sisa beban yang belum dipenuhi akan disuplai oleh pembangkit eksisting yang kemudian disebut skenario 2. Selanjutnya, pada tahap kedua PLTU 4 x 7 MW akan menyuplai beban dengan *load factor* 85% dan sisanya akan disuplai oleh pembangkitan eksisting yang disebut skenario 3. Dengan demikian, total unit sistem pembangkit *hybrid* hingga tahap kedua sebanyak 21 unit. Berikut ini adalah bentuk persamaan matriks dari sistem pembangkit *hybrid*.

$$\begin{array}{ccc}
 \text{Matriks } 51 \times 51 & \text{Matriks } 51 \times 1 & \text{Matriks } 51 \times 1 \\
 \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & \vdots & \vdots & \vdots & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & \vdots & \vdots & \vdots & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \vdots & \vdots & \vdots & 0 & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & \vdots & \vdots & \vdots & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \vdots & \vdots & \vdots & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \vdots & \vdots & \vdots & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} & \begin{bmatrix} r_{11} \\ P_{12} \\ P_{13} \\ \dots \\ \dots \\ P_{171} \\ P_{172} \\ P_{173} \end{bmatrix} & = \begin{bmatrix} \text{Load} - \left(\sum_{i=1} P_{imin} \right) - DM18 - \dots - D21 \\ 0 \\ 0 \\ \dots \\ \dots \\ \dots \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}
 \end{array}$$

Fuel consumption price (FCP) yang dikeluarkan untuk membangkitkan 1 unit PLTU 7 MW dengan *load factor* 85% sebesar 2084354.435 IDR/jam yang mengacu pada kurs mata uang ketika bulan febuari tahun 2018. FCP ini diperoleh berdasarkan Keputusan Menteri ESDM RI tentang Harga Jual Batubara untuk Penyediaan Tenaga Listrik untuk Kepentingan Umum menyatakan bahwa harga jual batubara dengan energi 6,322 KCal/ton sebesar USD 70 [4].

4.7 Proses *Running*

Pada tahap ini, program yang telah dibuat diapliaksi matlab selanjutnya dilakukan *running*. Nilai ouputan yang keluar dari program linear ini ialah nilai *incremental power* (P_{ik}) dari setiap Unit i . Dalam program ini *incremental power* disimbolkan dengan huruf 'X'. Nilai 'X' ini kemudian digunakan sebagai inputan baru untuk menemukan total daya yang harus dibangkitkan setiap Unit i . Selanjutnya, nilai daya tiap Unit i (P_i) yang diperoleh digunakan sebgai inputan untuk menemukan total biaya yang dikeluarkan untuk membangkitkan daya setiap Unit i dengan cara mensubtitusikan nilai P_i ke dalam fungsi persamaan kurva bahan bakar setiap Unit i . Dengan demikan, Outputan akhir yang diharapkan yaitu berupa nilai daya tiap Unit i dan total biaya bahan bakar yang dikeluarkan dalam periode jam ke-T atau bulan ke-3. berikut Gambar 4.9 merupakan tampilan GUI (*front end*) saat *running* pada jam ke-T.

DATA INPUT								
Load	27000	KW	Skenario 2					
DATA OUTPUT								
Unit 1	390	KW	Unit 8	780	KW	Unit 15	1058.75	KW
Unit 2	780	KW	Unit 9	780	KW	Unit 16	1058.75	KW
Unit 3	780	KW	Unit 10	1058.75	KW	Unit 17	1058.75	KW
Unit 4	780	KW	Unit 11	1058.75	KW	Unit 18	5950	KW
Unit 5	780	KW	Unit 12	1058.75	KW	Unit 19	5950	KW
Unit 6	780	KW	Unit 13	1058.75	KW	Unit 20	0	KW
Unit 7	780	KW	Unit 14	1058.75	KW	Unit 21	0	KW
Total Fuel Cost (IDR)		2.46204e+07		Running				

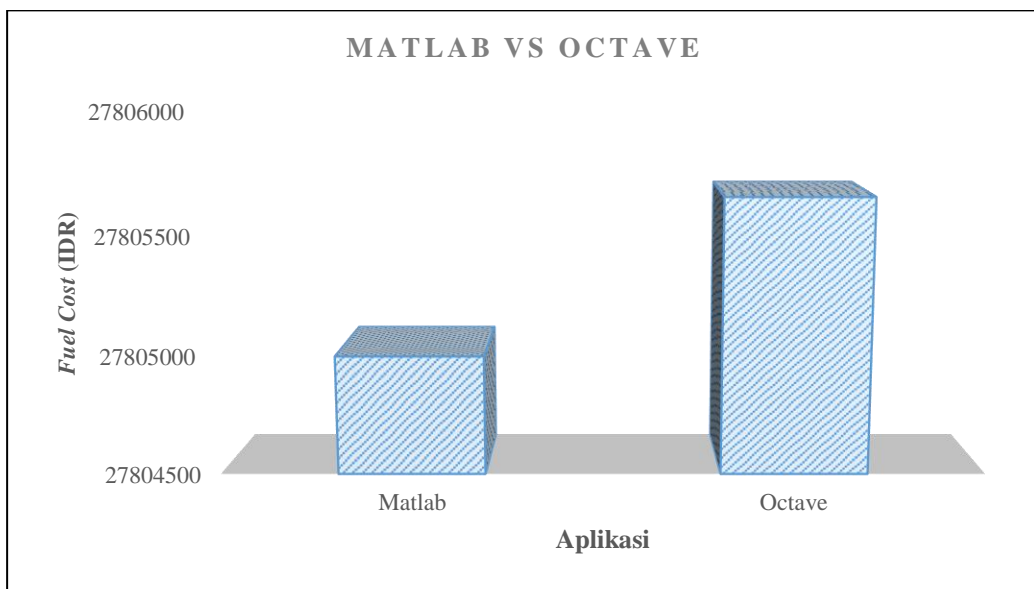
Gambar 4. 9 Tampilan GUI (*front end*) saat jam ke-T

Proses *running* melalui GUI (*front end*) hanya bisa mengelolah data beban pada satu kondisi waktu (jam) saja. Namun, untuk mengelolah data secara masal, yaitu dari jam ke-1 hingga jam ke-24 pada bulan ke-3, maka dapat dihitung menggunakan back end. Detail program perhitungan *economic dispatch* (back end) dengan metode linear programming menggunakan aplikasi Matlab dapat dilihat di lampiran 1.

4.8 Proses Validasi

Program linear yang telah dibuat diapliaksi Matlab, selanjutnya dilakukan proses validasi dengan menggunakan aplikasi *Octave*. Dalam proses validasi diambil satu contoh skenario 1 dengan beban 18828 KW pada tahun 2026 jam ke-19. Berikut Gambar 4.10

merupakan histogram perbandingan biaya yang dikeluarkan antara perhitungan menggunakan aplikasi Matlab dan Octave.



Gambar 4. 10 Histogram perbandingan biaya operasional antara Matlab dan Octave

Berdasarkan Gambar 4.10, dapat diketahui bahwa hasil perbandingan validasi berupa total biaya bahan bakar yang dikeluarkan maka didapatkan selisih atau eror sebesar 0.0023604%. Dengan demikian, program linear dapat dinyatakan valid dimana eror yang terjadi dinilai sangat kecil bahkan tidak sampai 1%. Detail perhitungan *economic dispatch* menggunakan aplikasi octave dapat dilihat pada lampiran 2.

4.9 Cetak Jadwal

Setelah program linear dinyatakan valid, maka tahap selanjutnya ialah proses cetak jadwal pembangkitan tiap unit I melalui *back end*. Nilai daya output setiap Unit i akan diexport ke Ms. Office Excel sehingga akan terbentuk Tabel 4.12 hingga Tabel 4.14 berturut-turut merupakan jadwal daya yang dibangkitkan setiap Unit i pada periode hari ke -R dengan skenario 1 (tahun 2026), skenario 2 (tahun 2033), dan skenario 3 (tahun 2028). Detail jadwal pembangkitan daya listrik berdasarkan perhitungan *economic dispatch* dapat dilihat pada lampiran 4.

Tabel 4. 12 Jadwal daya yang dibangkitkan setiap Unit i Tahun 2026

Jam ke-	Pembangkit Unit (KW)																
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988
2	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988
3	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988
4	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988
5	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988
6	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988
7	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988
8	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988
9	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988
10	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988
11	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988
12	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988
13	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988
14	390	780	780	780	780	780	780	780	780	993	993	993	993	993	993	993	993
15	390	780	780	780	780	780	780	780	780	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
16	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988
17	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988
18	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988
19	390	1020	1020	1020	1008	1008	1008	1008	1008	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292
20	390	1020	1020	1020	940	940	940	940	940	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292
21	390	973	973	973	900	900	900	900	900	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292
22	390	900	900	900	817	817	817	817	817	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292
23	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988
24	390	780	780	780	780	780	780	780	780	993	993	993	993	993	993	993	993

Tabel 4.12 merupakan sampel skenario 1 berupa penjadwalan daya yang dibangkitkan Unit i dengan beban puncak pada periode bulan ke-3 tahun 2026. Pada tahun ini, dimana hampir semua unit pembangkit bekerja pada *load factor* 65% hal ini dikarenakan nilai beban yang disuplai lebih kecil dari nilai minimal total daya yang dibangkitkan semua unit pembangkit. Namun, pada jam ke-19 hingga jam ke-22 beban yang disuplai lebih besar dari total daya minimum yang dibangkitkan semua Unit i sehingga semua unit selain unit 1 beroperasi di atas *load factor* 65% dimana dengan load

load factor 65% dimana dengan *load factor* tertinggi yaitu 85% dimiliki oleh Unit 10, Unit 11, Unit 12, Unit 13, Unit 14, Unit 15, Unit 16, dan Unit 17 pada jam ke-19 hingga jam ke-22, sedangkan *load factor* terendah dimiliki oleh Unit 1, Unit 2, Unit 3, Unit 4, Unit 5, Unit 6, Unit 7, Unit 8, Unit 9 yakni sebesar 65% pada jam ke-21 hingga jam ke-22.

Tabel 4. 14 Jadwal daya yang dibangkitkan setiap Unit i Tahun 2038

Jam ke-	Pembangkit Unit (KW)																				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950	5950	5950
2	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950	5950	5950
3	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950	5950	5950
4	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950	5950	5950
5	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950	5950	5950
6	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950	5950	5950
7	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950	5950	5950
8	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950	5950	5950
9	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950	5950	5950
10	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950	5950	5950
11	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950	5950	5950
12	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950	5950	5950
13	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950	5950	5950
14	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950	5950	5950
15	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950	5950	5950
16	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950	5950	5950
17	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950	5950	5950
18	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950	5950	5950
19	390	801	801	801	780	780	780	780	780	1216	1216	1216	1216	1216	1216	1216	1216	5950	5950	5950	5950
20	390	780	780	780	780	780	780	780	780	1132	1132	1132	1132	1132	1132	1132	1132	5950	5950	5950	5950
21	390	780	780	780	780	780	780	780	780	1042	1042	1042	1042	1042	1042	1042	1042	5950	5950	5950	5950
22	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950	5950	5950
23	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950	5950	5950
24	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950	5950	5950

Tabel 4.14 merupakan sampel skenario 3 berupa penjadwalan daya yang dibangkitkan Unit i dengan beban puncak pada periode bulan ke-3 tahun 2038. Pada skenario 3, Unit 18 Unit 19, Unit 20, dan Unit 21 telah ditetapkan bekerja dengan *load factor* 85%. Selain keempat unit tersebut, hampir rata-rata semua unit pembangkit bekerja pada *load factor* 65% hal ini dikarenakan nilai sisa beban yang disuplai lebih kecil dari nilai minimal total daya yang dibangkitkan semua unit pembangkit. Namun, pada jam ke-19 hingga jam ke-21 sisa beban yang disuplai lebih besar dari total daya minimum yang dibangkitkan semua sistem pembangkit eksisting sehingga semua unit

Tabel 4.15 merupakan sampel skenario 1 berupa penjadwalan daya yang dibangkitkan Unit i dengan beban puncak pada periode bulan ke-3 tahun 2026 . Pada tahun ini, untuk unit pembangkit yang beroperasi memiliki *load factor* minimum sebesar 65% yang dibangkitkan oleh Unit 1, Unit 5, dan Unit 6, sedangkan pembangkit dengan *load factor* maksimal dibangkitkan oleh Unit 2, Unit 3, Unit 4, Unit 10, Unit 11, Unit 12, Unit 13, Unit 14, Unit 15, Unit 16, dan Unit 17 dengan *load factor* 85%.

Tabel 4. 16 Penjadwalan daya yang dibangkitkan tiap Unit i tahun 2033

Jam ke-	Pembangkit Unit (KW)																		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1288	1288	1288	1288	1288	1288	1288	1288	5950	5950
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1183	1183	1183	1183	1183	1183	1183	1183	5950	5950
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1230	1230	1230	1230	1230	1230	1230	0	5950	5950
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1145	1145	1145	1145	1145	1145	1145	0	5950	5950
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1149	1149	1149	1149	1149	1149	1149	0	5950	5950
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1243	1243	1243	1243	1243	1243	1243	0	5950	5950
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1263	1263	1263	1263	1263	0	0	0	5950	5950
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1200	1200	1200	1200	1200	0	0	0	5950	5950
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1227	1227	1227	1227	1227	1227	0	0	5950	5950
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1143	1143	1143	1143	1143	1143	1143	0	5950	5950
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1237	1237	1237	1237	1237	1237	0	0	5950	5950
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1240	1240	1240	1240	1240	1240	1240	0	5950	5950
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1248	1248	1248	1248	1248	1248	1248	1248	5950	5950
14	0	900	0	0	0	0	0	0	0	1236	1236	1236	1236	1236	1236	1236	1236	5950	5950
15	0	900	0	0	0	0	0	0	0	1247	1247	1247	1247	1247	1247	1247	1247	5950	5950
16	0	780	0	0	0	0	0	0	0	1205	1205	1205	1205	1205	1205	1205	1205	5950	5950
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1257	1257	1257	1257	1257	1257	1257	0	5950	5950
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1276	1276	1276	1276	1276	1276	1276	0	5950	5950
19	0	1020	1020	1020	1005	1005	1005	1005	0	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	5950	5950
20	0	982	982	982	900	900	900	900	0	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	5950	5950
21	0	1020	1020	1020	985	985	985	0	0	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	5950	5950
22	0	1020	1020	1020	985	985	0	0	0	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	5950	5950
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1248	1248	1248	1248	1248	1248	1248	1248	5950	5950
24	0	900	0	0	0	0	0	0	0	1236	1236	1236	1236	1236	1236	1236	1236	5950	5950

Tabel 4.16 merupakan sampel skenario 2 berupa penjadwalan daya yang dibangkitkan Unit i dengan beban puncak pada periode bulan ke-3 tahun 2033 . Pada skenario 2, Unit 18 dan Unit 19 telah ditetapkan bekerja dengan *load factor* 85%. Selain kedua unit tersebut, sistem pembangkit eksisting yang beroperasi memiliki *load factor*

minimum sebesar 65% yang dibangkitkan oleh Unit 2, sedangkan pembangkit dengan *load factor* maksimal dibangkitkan oleh Unit 2, Unit 3, Unit 4, Unit 10, Unit 11, Unit 12, Unit 13, Unit 14, Unit 15, Unit 16, dan Unit 17 dengan *load factor* 85%.

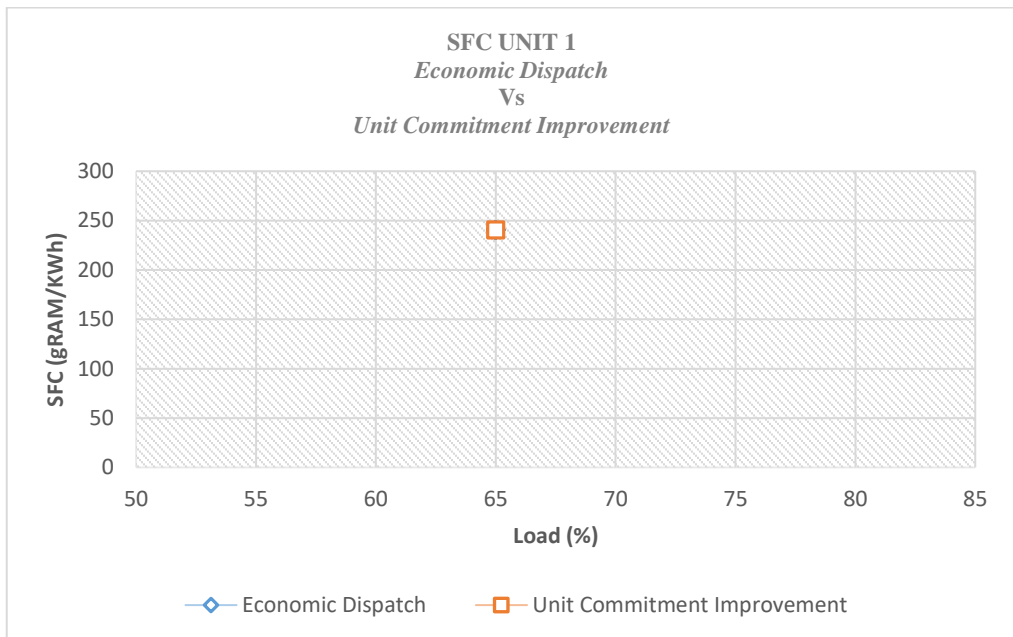
Tabel 4. 17 Penjadwalan daya yang dibangkitkan tiap Unit i tahun 2038

Jam ke-	Pembangkit Unit (KW)																				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1111	1111	1111	1111	1111	1111	0	0	5950	5950	5950	5950
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1102	1102	1102	1102	1102	0	0	0	5950	5950	5950	5950
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1085	1085	1085	1085	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1175	1175	1175	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1188	1188	1188	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1116	1116	1116	1116	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1189	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	988	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	988	988	988	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1168	1168	1168	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	988	988	988	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1109	1109	1109	1109	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1245	1245	1245	1245	1245	0	0	0	5950	5950	5950	5950
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1222	1222	1222	1222	1222	1222	0	0	5950	5950	5950	5950
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1241	1241	1241	1241	1241	1241	0	0	5950	5950	5950	5950
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1137	1137	1137	1137	1137	1137	0	0	5950	5950	5950	5950
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1150	1150	1150	1150	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1196	1196	1196	1196	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
19	0	1020	1020	1020	1009	1009	1009	0	0	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	5950	5950	5950	5950
20	0	900	900	900	884	884	884	0	0	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	5950	5950	5950	5950
21	0	942	942	942	900	900	0	0	0	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	5950	5950	5950	5950
22	0	900	900	900	780	0	0	0	0	1266	1266	1266	1266	1266	1266	1266	1266	5950	5950	5950	5950
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1245	1245	1245	1245	1245	0	0	0	5950	5950	5950	5950
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1222	1222	1222	1222	1222	1222	0	0	5950	5950	5950	5950

Tabel 4.17 merupakan sampel skenario 3 berupa penjadwalan daya yang dibangkitkan Unit i dengan beban puncak pada periode bulan ke-3 tahun 2038. Pada skenario 3, Unit 18, Unit 19, Unit 20, dan Unit 21 telah ditetapkan bekerja dengan *load factor* 85%. Selain keempat unit tersebut, sistem pembangkit eksisting yang beroperasi memiliki *load factor* minimum sebesar 65% yang dibangkitkan oleh Unit 5, Unit 10, Unit 11, dan Unit 12, sedangkan pembangkit dengan *load factor* maksimal dibangkitkan oleh Unit 2, Unit 3, Unit 4, Unit 10, Unit 11, Unit 12, Unit 13, Unit 14, Unit 15, Unit 16, dan Unit 17 dengan *load factor* 85%.

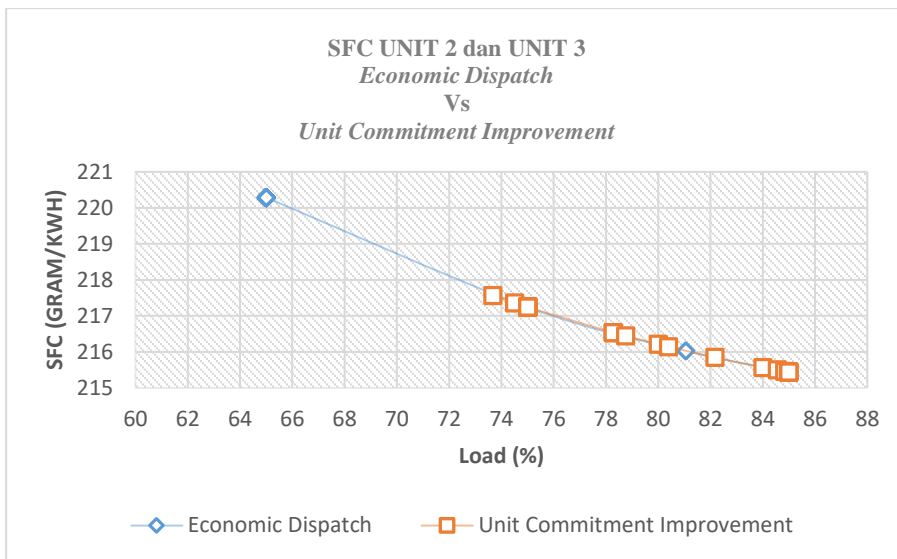
4.10 Analisa Perhitungan *Economic Dispatch* terhadap *Load Factor* dan *Specific Fuel Consumption*

Berdasarkan hasil perhitungan *economic dispatch* menggunakan *linear programming* bahwa setiap unit pembangkit beroperasi dengan *load factor* yang berbeda-beda di setiap variasi beban yang disuplai. Begitu juga dengan hasil perhitungan *unit commitment improvement*. Besar kecilnya *load factor* setiap unit tergantung pada *specific fuel consumption* (SFC) yang dimilikinya. Berikut ini. Gambar 4.11 hingga 4.17 adalah grafik *specific fuel consumption* yang dimiliki tiap Unit yang diambil ketika beban yang disuplai dari jam ke-1 hingga jam ke-24 pada bulan ke-3 di tahun 2026.



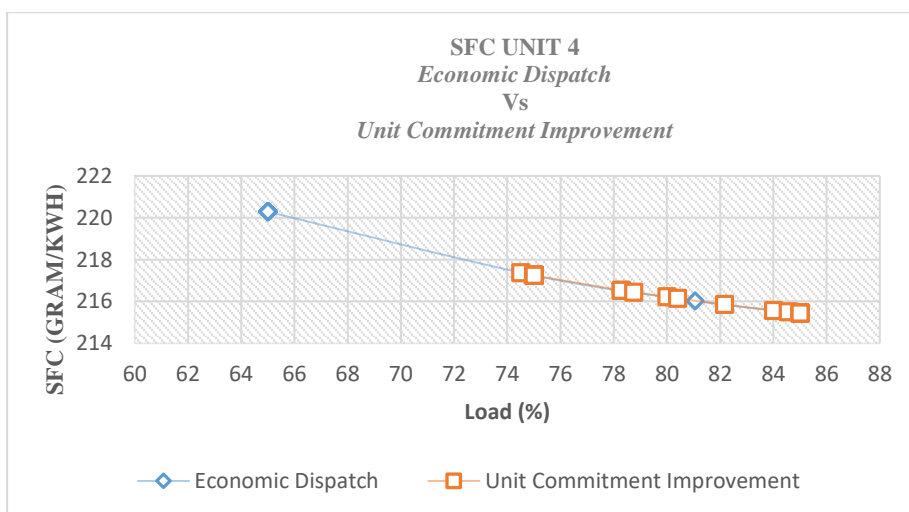
Gamabr 4. 11 Grafik Perbandingan SFC *economic dispatch* dan *unit commitment improvement* Unit 1

Berdasarkan Gambar 4.11 dapat diketahui bahwa SFC Unit 1 dengan *economic dispatch* beroperasi dengan *load factor* 65% di semua variasi beban yang disuplai memiliki SFC sebesar 240,38 g/KWH. Hal ini dikarenakan beban suplai yang disuplai lebih kecil dari total daya minimal yang dibangkitkan sistem pembangkit, sedangkan Unit 1 dengan *unit commitment improvement* bereoperasi dengan *load factor* 65% pada jam ke-19 memiliki SFC sebesar 240,38 g/KWH.



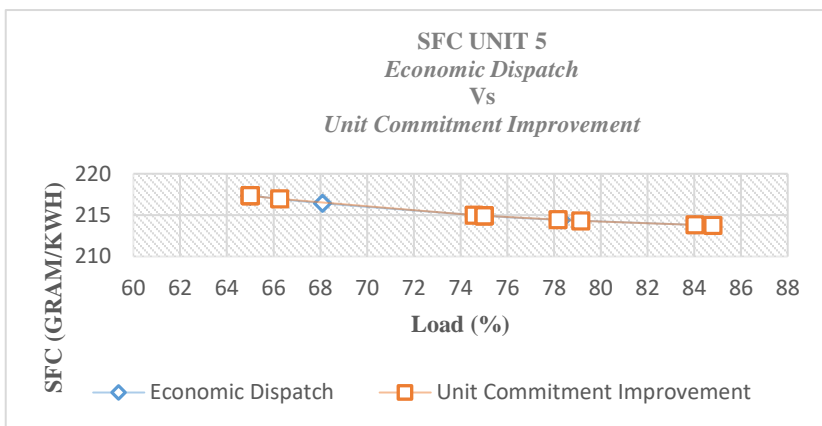
Gamabr 4. 12 Grafik Perbandingan SFC *economic dispatch* dan *unit commitment improvement* Unit 2 dan Unit 3

Berdasarkan Gambar 4.12 dapat diketahui bahwa SFC Unit 2 dan Unit 3 dengan *economic dispatch* beroperasi dengan *load factor* minimal 65% memiliki SFC sebesar 220,28 g/KWH dan dengan *load factor* maksimal 85% memiliki SFC sebesar 215,43 g/KWH dengan rata-rata *load factor* 67,75%. Sedangkan Unit 2 dan Unit 3 dengan *unit commitment improvement* beroperasi dengan *load factor* minimal 73,67% memiliki SFC sebesar 217,56 g/KWH dan dengan *load factor* maksimal 85% memiliki SFC sebesar 215,43 g/KWH dengan rata-rata *load factor* 78,93%.



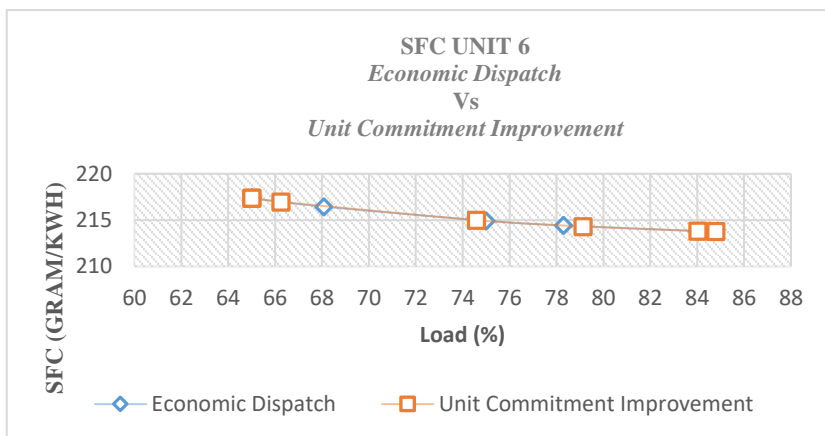
Gamabr 4. 13 Grafik Perbandingan SFC *economic dispatch* dan *unit commitment improvement* Unit 4

Berdasarkan Gambar 4.13 dapat diketahui bahwa SFC Unit 4 dengan *economic dispatch* beroperasi dengan *load factor* minimal 65% memiliki SFC sebesar 220,28 g/KWH dan dengan *load factor* maksimal 85% memiliki SFC sebesar 215,43 g/KWH dengan rata-rata *load factor* 67,75%. Sedangkan Unit 4 dengan *unit commitment improvement* beroperasi dengan *load factor* 74,5% memiliki SFC sebesar 217,36 g/KWH dan dengan *load factor* maksimal 85% memiliki SFC sebesar 215,43 g/KWH dengan rata-rata *load factor* 79,09%.



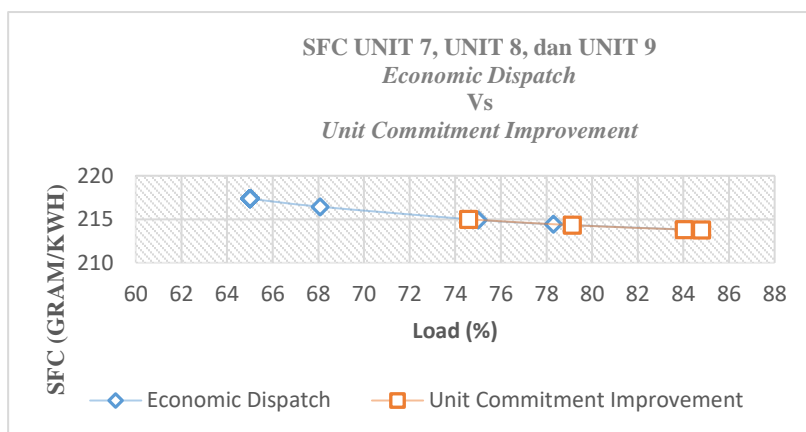
Gamabr 4. 14 Grafik Perbandingan SFC *economic dispatch* dan *unit commitment improvement* Unit 5

Berdasarkan Gambar 4.14 dapat diketahui bahwa SFC Unit 5 dengan *economic dispatch* beroperasi dengan *load factor* minimal 65% memiliki SFC sebesar 217,36g /KWH dan dengan *load factor* maksimal 84,03% memiliki SFC sebesar 213,82 g/KWH dengn rata-rata *load factor* 66,89 %. Sedangkan Unit 5 dengan *unit commitment improvement* beroperasi dengan *load factor* minimal 65% memiliki SFC sebesar 217,36 g/KWH dan dengan *load factor* maksimal 84,80% memiliki SFC sebesar 213,77 g/KWH dengan rata-rata *load factor* 73,91%.



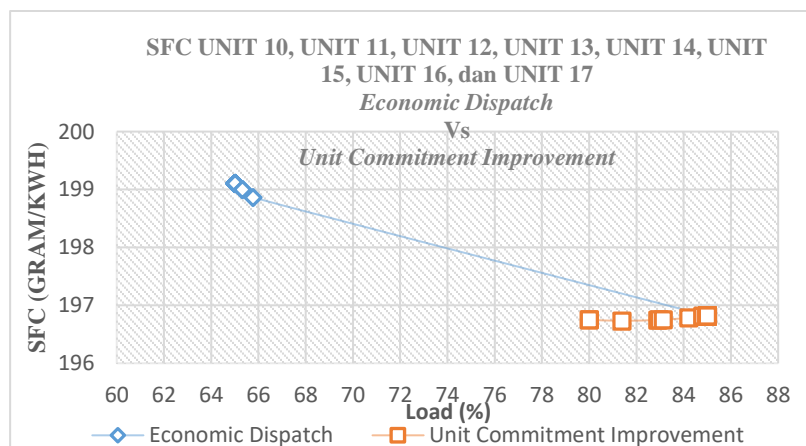
Gamabr 4. 15 Grafik Perbandingan SFC *economic dispatch* dan *unit commitment improvement* Unit 6

Berdasarkan Gambar 4.15 dapat diketahui bahwa SFC Unit 6 dengan *economic dispatch* beroperasi dengan *load factor* minimal 65% memiliki SFC sebesar 217,36g /KWH dan dengan *load factor* maksimal 84,03% memiliki SFC sebesar 213,82 g/KWH dengan rata-rata *load factor* 66,89 %. Sedangkan Unit 6 dengan *unit commitment improvement* beroperasi dengan *load factor* minimal 65% memiliki SFC sebesar 217,36 g/KWH dan dengan *load factor* maksimal 84,80% memiliki SFC sebesar 213,77 g/KWH dengan rata-rata *load factor* 74,11%.



Gamabr 4. 16 Grafik Perbandingan SFC *economic dispatch* dan *unit commitment improvement* Unit 7, Unit 8, dan Unit 9

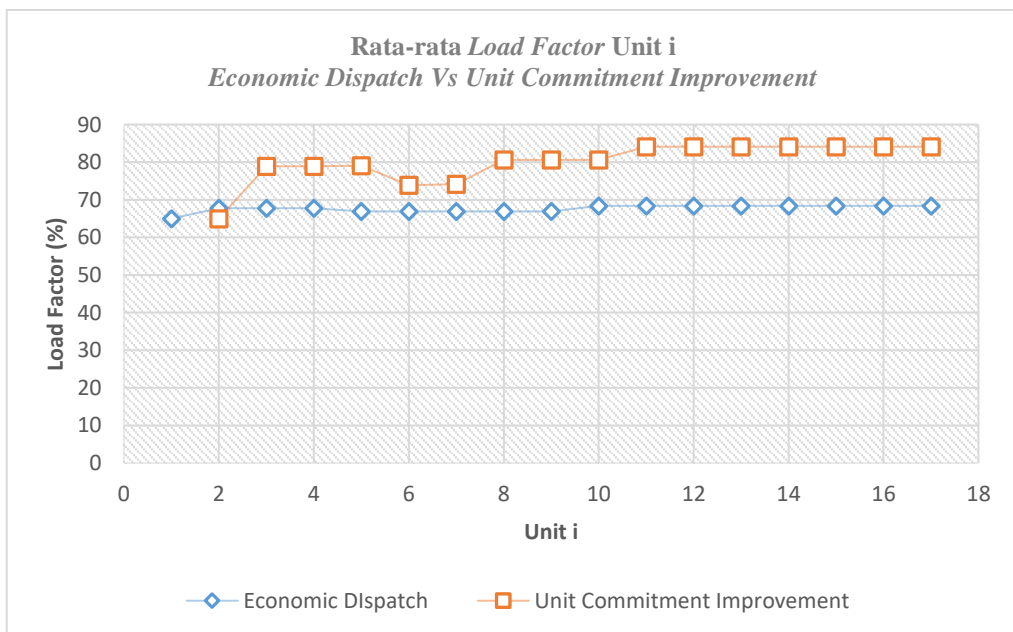
Berdasarkan Gambar 4.16 dapat diketahui bahwa SFC Unit 7, Unit 8, dan Unit 9 dengan *economic dispatch* beroperasi dengan *load factor* minimal 65% memiliki SFC sebesar 217,36g /KWH dan dengan *load factor* maksimal 84,03% memiliki SFC sebesar 213,82 g/KWH dengan rata-rata *load factor* 66,89 %. Sedangkan Unit 7, Unit 8, dan Unit 9 dengan *unit commitment improvement* beroperasi dengan *load factor* minimal 74,58% memiliki SFC sebesar 215 g/KWH dan dengan *load factor* maksimal 84,80% memiliki SFC sebesar 213,77 g/KWH dengan rata-rata *load factor* 73,07 %.



Gamabr 4. 17 Grafik Perbandingan SFC *economic dispatch* dan *unit commitment improvement* Unit 10, Unit 11, Unit 12, Unit 13, Unit 14, Unit 15, Unit 16, dan Unit 17

Berdasarkan Gambar 4.17 dapat diketahui bahwa SFC Unit 10, Unit 11, Unit 12, Unit 13, Unit 14, Unit 15, Unit 16, dan Unit 17 dengan *economic dispatch* beroperasi dengan *load factor* minimal 65% memiliki SFC sebesar 199,11 g/KWH dan dengan *load factor* maksimal 85,00% memiliki SFC sebesar 196,82 g/KWH dengan rata-rata *load factor* 68,39%. Sedangkan Unit 10, Unit 11, Unit 12, Unit 13, Unit 14, Unit 15, Unit 16, dan Unit 17 dengan *unit commitment improvement* beroperasi dengan *load factor* minimal 80,00% memiliki SFC sebesar 196,75 g/KWH dan dengan *load factor* maksimal 85,00% memiliki SFC sebesar 196,82 g/KWH dengan rata-rata *load factor* 84,13%. Selain itu, dapat dilihat bahwa Unit 10, Unit 11, Unit 12, Unit 13, Unit 14, Unit 15, Unit 16, dan Unit 17 memiliki SFC cenderung mengalami kenaikan saat *load factor* melewati 82%.

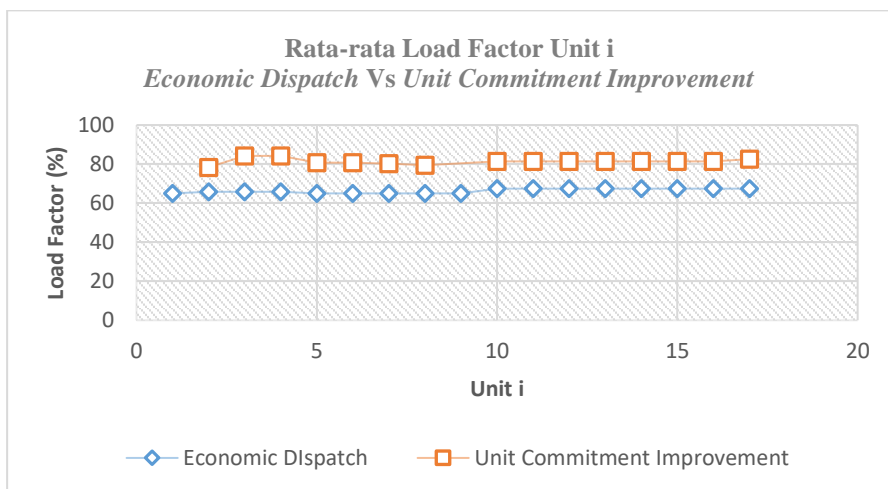
Setelah dilakukan analisa perhitungan perbedaan *economic dispatch* dan *unit commitment improvement*, diketahui rata-rata *load factor* tiap Unit *i* sistem pembangkit eksisting pada bulan ke-3 berturut-turut tahun 2026, tahun 2033, dan tahun 2038 dapat dilihat pada Gambar 4.18 hingga Gambar 4.20 di bawah ini.



Gamabr 4. 18 Grafik Perbandingan *load factor economic dispatch* dan *unit commitment improvement* tiap Unit *i* sistem pembangkit eksisting pada bulan ke-3 tahun 2026

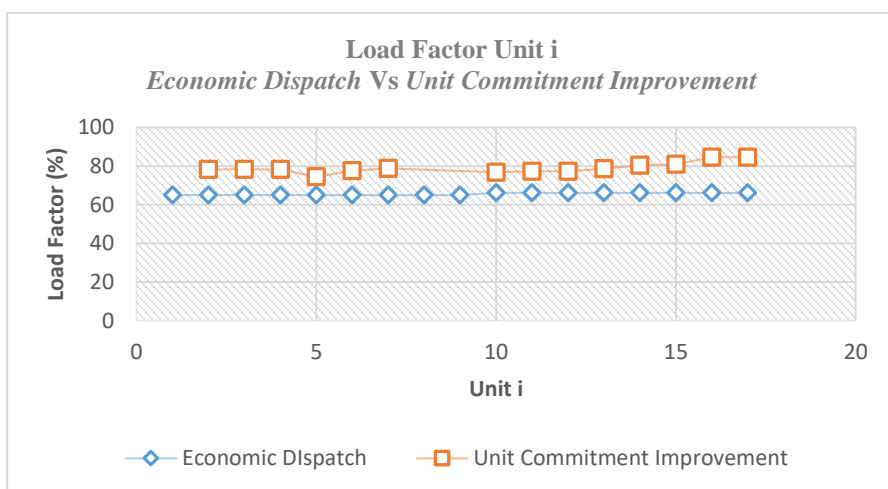
Berdasarkan Gambar 4.18 bahwa dengan beban variasi yang sama pembangkitan daya berdasarkan perhitungan *economic dispatch* dengan rata-rata *load factor* terkecil 65,00% dimiliki oleh Unit 1 dan rata-rata *load factor* terbesar 68,39% dimiliki oleh Unit 10, Unit 11, Unit 12, Unit 13, Unit 14, Unit 15, Unit 16, dan Unit 17 dengan rata-rata *load factor* secara keseluruhan 67,63%, sedangkan pembangkitan daya listrik berdasarkan *unit commitment improvement dispatch* dengan rata-rata *load factor* terkecil 65,00% dimiliki oleh Unit 1 dan rata-rata *load factor* terbesar 84,13% dimiliki oleh Unit

10, Unit 11, Unit 12, Unit 13, Unit 14, Unit 15, Unit 16, dan Unit 17 serta dengan rata-rata *load factor* secara keseluruhan 80,29%.



Gamabr 4. 19 Grafik Perbandingan *load factor economic dispatch* dan *unit commitment improvement* tiap Unit i sistem pembangkit eksisting pada bulan ke-3 tahun 2033

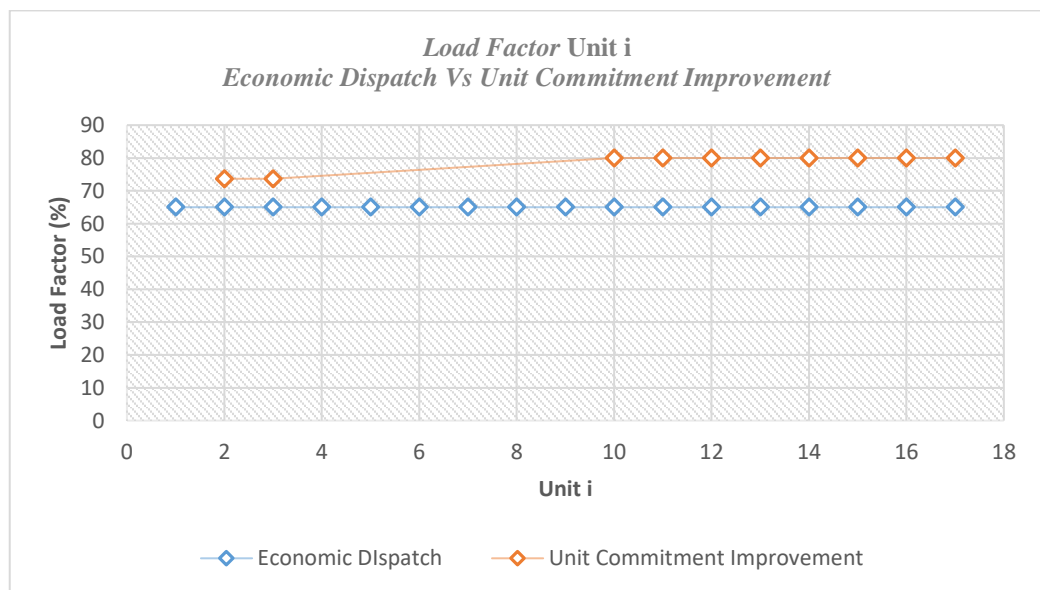
Berdasarkan Gambar 4.19 bahwa dengan beban variasi yang sama pembangkitan daya berdasarkan perhitungan *economic dispatch* dengan rata-rata *load factor* terkecil 65,00% dimiliki oleh Unit 1 dan rata-rata *load factor* terbesar 67,42% dimiliki oleh Unit 10, Unit 11, Unit 12, Unit 13, Unit 14, Unit 15, Unit 16, dan Unit 17 dengan rata-rata *load factor* secara keseluruhan 66,30%, sedangkan pembangkitan daya listrik berdasarkan *unit commitment improvement dispatch* dengan rata-rata *load factor* terkecil 78,35% dimiliki oleh Unit 2 dan rata-rata *load factor* terbesar 84,20 % dimiliki oleh Unit 3 dan Unit 4 dimana Unit 1 dan Unit 9 tidak beroperasi sehingga memiliki rata-rata *load factor* secara keseluruhan 81,54%.



Gamabr 4. 20 Grafik Perbandingan *load factor economic dispatch* dan *unit commitment improvement* tiap Unit i sistem pembangkit eksisting pada bulan ke-3 tahun 2038

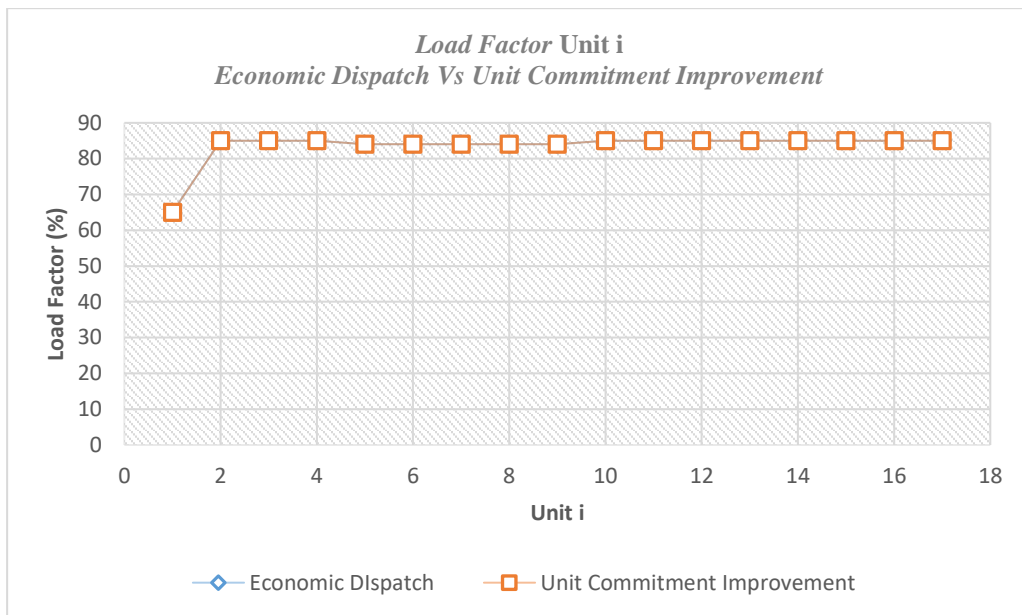
Berdasarkan Gambar 4.20 bahwa dengan beban variasi yang sama pembangkitan daya berdasarkan perhitungan *economic dispatch* dengan rata-rata *load factor* terkecil 65,00% dimiliki oleh Unit 1 dan rata-rata *load factor* terbesar 66,17% dimiliki oleh Unit 10, Unit 11, Unit 12, Unit 13, Unit 14, Unit 15, Unit 16, dan Unit 17 dengan rata-rata *load factor* secara keseluruhan 65,56%, sedangkan pembangkitan daya listrik berdasarkan *unit commitment improvement dispatch* dengan rata-rata *load factor* terkecil 74,44% dimiliki oleh Unit 5 dan rata-rata *load factor* terbesar 84,57% dimiliki oleh Unit 16 dan Unit 17 dimana Unit 1, Unit 8 dan Unit 9 tidak beroperasi sehingga memiliki rata-rata *load factor* secara keseluruhan 79,02%

Jika ditinjau dari beban minimal (jam ke-8) dan beban puncak (jam ke-19) pada bulan ke-3 tahun 2026, maka dapat diketahui perbedaan karakteristik *load factor* berdasarkan perhitungan *economic dispatch* dan *unit commitment improvement* sebagaimana terdapat pada Gambar 4.21 dan Gambar 4.22.



Gamabr 4. 21 Grafik Perbandingan *load factor economic dispatch* dan *unit commitment improvement* tiap Unit i sistem pembangkit eksisting pada jam ke-8 bulan ke-3 tahun 2026

Berdasarkan Gambar 4.21 dapat diketahui bahwa ketika beban yang disuplai lebih kecil dari suplai daya listrik, maka rata-rata *load factor* dengan perhitungan *economic dispatch* lebih kecil dibandingkan dengan perhitungan *unit commitment improvement*. Dimana dengan perhitungan *economic dispatch*, semua unit memiliki *load factor* 65%, sedangkan dengan perhitungan *unit commitment improvement* memiliki *load factor* minimum sebesar 74% dan *load factor* maksimum sebesar 80% dengan rata-rata *load factor* sebesar 79%.



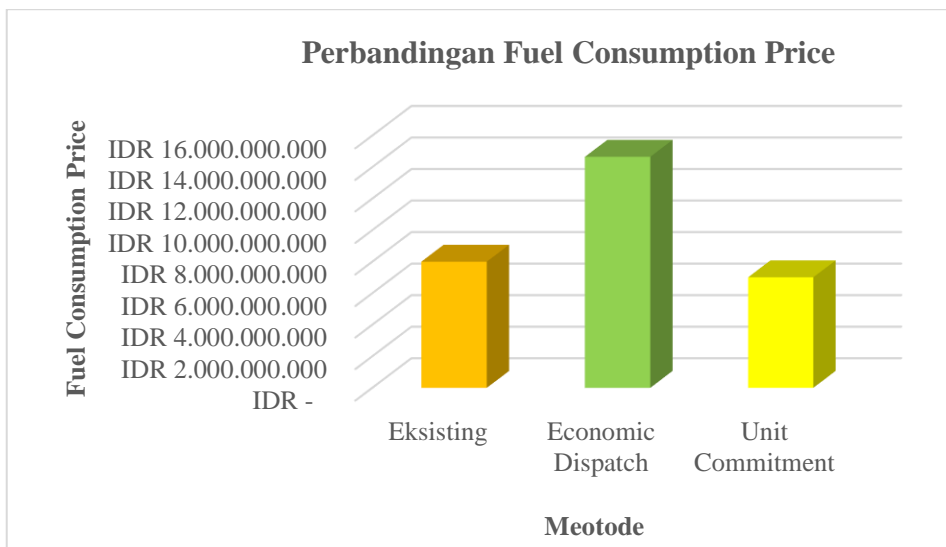
Gamabr 4. 22 Grafik Perbandingan *load factor economic dispatch* dan *unit commitment improvement* tiap Unit i sistem pembangkit eksisting pada jam ke-19 bulan ke-3 tahun 2026

Berdasarkan Gambar 4.22 dapat diketahui bahwa ketika beban yang disuplai mendekati suplai daya listrik (daya mampu), maka dengan perhitungan *economic dispatch* maupun dengan perhitungan *unit commitment improvement* memiliki *load factor* yang sama. Dimana dengan *load factor* minimum sebesar 65% dan *load factor* maksimum sebesar 85% dengan rata-rata *load factor* sebesar 84%.

Dengan demikian, berdasarkan rata-rata *load factor* tiap unit i pembangkit eksisting pada bulan ke-3 tahun 2026, 2033, dan 2038 dapat diketahui bahwa rata-rata *load factor* tiap Unit i sistem pembangkit eksisting berdasarkan perhitungan *economic dispatch* lebih kecil dari perhitungan *unit commitment improvement*. Dimana ketika beban yang disuplai lebih kecil dari suplai daya listrik, maka rata-rata *load factor* dengan perhitungan *economic dispatch* lebih kecil dibandingkan dengan perhitungan *unit commitment improvement*. Namun, ketika besarnya beban yang disuplai mendekati suplai daya listrik (daya mampu), maka dengan perhitungan *economic dispatch* maupun *unit commitment improvement* memiliki nilai *load factor* yang sama. Selain itu, penambahan jumlah pembangkit tahap pertama dan tahap kedua dengan *load factor* 85% dengan perhitungan *economic dispatch* menyebabkan rata-rata *load factor* pembangkit eksisting mengalami penurunan berturut-turut dari 67,63% menjadi 66,30% dan 65,56%. Sedangkan dengan menggunakan perhitungan *unit commitment improvement* menyebabkan rata-rata *load factor* pembangkit eksisting mengalami peningkatan pada penambahan jumlah pembangkit tahap pertama, yaitu 80,29% menjadi 81,54% dan mengalami penurunan pada tahap kedua menjadi 79,02%

4.11 Analisa Biaya Perhitungan Economic Dispatch

Berikut di bawah ini adalah gambar grafik *perbandingan fuel consumption price* (FCP) antara dengan menggunakan perhitungan *economic dispatch*, *unit commitment improvement*, dan eksisting. Data total *fuel consumption price* dengan metode eksisting diperoleh dari laporan bulanan PLN Rayon Selatpanjang ini diambil berdasarkan beban pada bulan Febuari tahun 2018.



Gamabr 4. 23 Grafik perbandingan *Fuel Consumption Price*

Berdasarkan Gambar 4.23 dapat diketahui bahwa *fuel consumption price* terbesar berasal dari perhitungan *economic dispatch* yaitu sekitar 14,65 milyar rupiah dan *Fuel Consumption Price* terkecil berasal dari *unit commitment improvement* yaitu sekitar 7 miliyyar rupiah. Jika dibandingkan dengan perhitungan eksisting dengan FCP sekitar 8 milyar rupiah, maka akan menghemat pengeluaran FCP sekitar 12,5% jika menerapkan perhitungan *unit commitment improvement*. Namun, jika dibandingkan dengan *economic dispatch* akan megalami kerugian sekitar 83,12%. Hal ini dikarenakan pembangkitan daya berdasarkan perhitungan *economic dispatch* memiliki rata-rata *load factor* yang lebih kecil dibandingkan dengan rata-rata *load factor unit commitment improvement*. Dengan demikian, pembangkitan dengan *economic dispatch* akan memiliki rata-rata *specific fuel consumption (g/KWH)* lebih tinggi dibandingkan *unit commitment improvement* sehingga *fuel consumption price* dikeluarkan akan lebih tinggi.

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan rumusan masalah dan tujuan dalam penelitian ini, maka didapatkan beberapa kesimpulan yang menjawab permasalahan terkait, yaitu:

1. Peningkatan kebutuhan listrik di Selatpanjang, Kabupaten Kepulauan Meranti, Riau pada saat ini dengan rata-rata 6,54% pertahunnya sehingga pada tahun 2027 pembangkit listrik eksisting yang tersedia sudah tidak mampu menyuplai sehingga harus dilakukan penambahan daya terpasang.
2. Kebutuhan listrik 20 tahun mendatang mencapai 40,2 MW sehingga dibutuhkan penambahan kapasitas pembangkit sebesar 4 x 7 MW yang terbagi menjadi dua tahap, yaitu tahap pertama berkapasitas 2 x 7 MW yang siap beroperasi pada tahun 2027 dan tahap kedua berkapasitas 2 x 7 MW yang siap beroperasi pada tahun 2034.
3. Pembangkitan daya listrik terhadap sistem pembangkit eksisting saat kondisi suplai daya listrik lebih besar dari *demand* (ketika beban minimal), maka perhitungan *economic dispatch* memiliki rata-rata *load factor* lebih kecil dibandingkan dengan perhitungan *unit commitment improvement*. Namun, ketika kondisi besarnya beban mendekati besarnya suplai (ketika beban puncak), maka rata-rata *load factor* antara *economic dispatch* dan perhitungan *unit commitment improvement* memiliki nilai yang sama, dengan rata-rata *load factor* pada bulan ke-3 tahun 2026 sebesar 67,63% banding 80,29%.
4. Pembangkitan daya listrik terhadap sistem pembangkit *hybrid* antara PLTD dan PLTU dengan ditetapkan *load factor* PLTU sebesar 85%, maka saat kondisi suplai daya listrik lebih besar dari *demand* (ketika beban minimal), maka perhitungan *economic dispatch* memiliki rata-rata *load factor* lebih kecil dibandingkan dengan perhitungan *unit commitment improvement*. Namun, ketika kondisi besarnya beban mendekati besarnya suplai (ketika beban puncak), maka rata-rata *load factor* antara *economic dispatch* dan perhitungan *unit commitment improvement* memiliki nilai yang sama, dengan rata-rata *load factor* pada bulan ke-3 tahun 2033 sebesar 66,30% banding 81,54% pada tahap pertama serta pada tahap kedua memiliki rata-rata *load factor* pada bulan ke-3 tahun 2038 sebesar 65,56% banding 79,02%.
5. Besarnya rata-rata *load factor* berbanding terbalik dengan besarnya biaya operasional dimana semakin besar rata-rata *load factor*, maka semakin kecil biaya operasional yang dikeluarkan.

5.2 Saran

Adapun saran dari penulis terhadap analisa *economic dispatch* pada sistem pembangkit untuk kedepannya diharapkan sebagai berikut:

1. Pada penelitian selanjutnya diharapkan analisa *economic dispatch* dapat dilakukan dengan metode perhitungan lainnya sehingga bisa menjadi salah satu fungsi validasi.
2. Dilakukan perhitungan terhadap proses pembangunan PLTU sehingga data yang didapat merupakan hasil lapangan. Hal ini bertujuan untuk meningkatkan kualitas penelitian menjadi lebih nyata dan semakin dekat untuk diaplikasikan.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] K. ESDM, "Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik," Jakarta, 2015.
- [2] PLN, "Laporan Bulanan Rayon Selatpanjang, Kabupaten kepulauan Meranti, Riau," PLN Rayon Selatpanjng, Kabupaten Kepulauan Meranti, Riau, Meranti, 2018.
- [3] K. ESDM, "Kebijakan Produksi Batubara Nasional dan Kewajiban Dmo," Direktorat Jenderal Mineral dan Batu Bara, Jakarta, 2018.
- [4] K. ESDM, "Harga Jual Batu Bara untuk Penyediaan Tenaga Listrik untuk Kepentingan Umum," Jakarta, 2018.
- [5] K. ESDM, "Neraca Gas Bumi Indonesia 2018-2027," Jakarta, 2018.
- [6] A. J. Wood, B. F. Wollenberg and G. B. Shable, Power Generation, Operation, and Control, Third ed., 2014.
- [7] R. Dogra, N. Gupta and H. Saroa, "Economic Dispatch Problem and Matlab Programming of Different Methods," *International Conference of Advance Research and Innovation*, pp. 202-207, 2014.
- [8] R. Balamurugant and S. Subramanian, "An Improved Dynamic Programming Approach to Economic Power Dispatch with Generator Constraints and Transmission Losses," *Journal of Electrical Engineering & Technology*, pp. 320-330, 2008.
- [9] G. Sreenivasan, S. C.H and S. Sivanagaraju, "Solution of Dynamic Economic Load Dispatch (DELD) Problemwith Valve Point Loading Effects and Ramp Rate Limits Using PSOInternational," *Journal of Electrical and Computer Engineering*, no. 1, 2011.
- [10] H. Happ, "Optimal power dispatch – a comprehensive survey," *IEEE*, pp. 841-854, 1997.
- [11] A. Dutt and A. Dhamanda, "Classical Approach to Solve Economic Load Dispatch Problem of Thermal Generating Unit in MATLAB Programming," *International Journal of Engineering Research & Technology*, vol. II, no. 10, 2013.
- [12] Wikipedia, "Linear Programming," 16 Janary 2019.
- [13] B. Kraemer, "Understanding Load Factor about Implications for Specifying Onsite Generators," 2011.
- [14] DPR and Pemerintah, Undang-Undang No. 30 Tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan, Jakarta, 2009.

- [15] K. ESDM, Pengesahan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT perusahaan Negara (Persero) Tahun 2016 S.D. 2025, Jakarta, 2016.
- [16] A. Aditya, "Model Driven Decision Support Systems (Md-Dss) Untuk Strategi Perencanaan Sistem Pembangkit Listrik Yang Ramah Lingkungan Dalam Rangka Menjamin Keberlanjutan Supply Dan Demand Energi Listrik Di Kepulauan (Case Study : Pulau Madura)," 2016.
- [17] Marsudi, "Faktor-faktor dalam Pembangkitan Listrik.," 2011.
- [18] S. Panta, "Economic Dispatch for Power Generation Using Artificial Neural Network," *The 7th International Conference on Power Electronics*, 2007.
- [19] A. Ashfaq and A. Z. Khan, "Optimization of Economic Load Dispatch Problem by Linear Programming Modified Methodology," *2nd International Conference on Emerging Trends in Engineering and Technology*, 2014.
- [20] Y. T. Pribadi, "Studi Pembangunan PLTU Mamuju 2x7 MW Ditinjau dari Aspek Teknis, Ekonomi dan Lingkungan serta Pengaruhnya terhadap Tarif Listrik Regional Sulawesi Barat," Surabaya, 2010.
- [21] G. Maps, "PLTU Mamuju, Belang-Belang, Mamuju Regency, West Sulawesi," 2019.

LAMPIRAN

Halaman ini sengaja dikosongkan”

LAMPIRAN 1: Program Matlab Perhitungan *Economic Dispatch*

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

```

clear;
clc;

%Jumlah Unit Sembangkit
%PLTD
N=17;
%Daya TerSasang (KW) setiaS Unit Si
DTP1=600;
DTP2=1200;
DTP3=1200;
DTP4=1200;
DTP5=1200;
DTP6=1200;
DTP7=1200;
DTP8=1200;
DTP9=1200;
DTP10=1520;
DTP11=1520;
DTP12=1520;
DTP13=1520;
DTP14=1520;
DTP15=1520;
DTP16=1520;
DTP17=1520;

%Harga Bahan Bakar Diesel Oil (IDR) Per Liter
PDO=5984.75;
%Menentukan nilai koefisien bahan bakar setiap Unit Pi
    %menggunakan persamaan  $FC_i = aP_i^2 + bP_i + d$ 
    %UNIT P1
    %FC (l/h) @Daya (%)
    FC1100=167;
    FC175=128;
    FC150=90;
    %FCP (IDR/h) @Daya (%)
    FCP1100=FC1100*PDO;
    FCP175=FC175*PDO;
    FCP150=FC150*PDO;

    %Persamaan #1
    %FCP1100= $a*(DTP1)^2+b*DTP1+c$ 

    %Persamaan #2
    %FCP175= $a*(DTP1*0.75)^2+b*DTP1*0.75+c$ 

    %Persamaan #3
    %FCP150= $a*(DTP1*0.50)^2+b*DTP1*0.50+c$ 

    %Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
    %FCP1100*= $a*(DTP1)^2+b*DTP1+c$            x1.5 #1

```

```

%FCP175=a*(DTP1*0.75)^2+b*DTP1*0.75+c  x2  #2

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP1100*=a*(DTP1)^2+b*DTP1+c          x1 #1
%FCP150=a*(DTP1*0.50)^2+b*DTP1*0.50+c  x2 #3
%Eliminasi #4 & #5
a1=(2*FCP1100-4*FCP175+2*FCP150)/(2*(DTP1)^2-
(4*(0.75*DTP1)^2)+(2*(0.5*DTP1)^2));
d1=((DTP1^2-(2*(0.5*DTP1)^2))*a1)-(FCP1100-2*FCP150);
b1=(FCP1100-((DTP1)^2*a1)-d1)/DTP1;

%UNIT P2
%FC (l/h) @Daya(%)
FC2100=309;
FC275=235;
FC250=165;
%FCP (IDR/h) @Daya(%)
FCP2100=FC2100*PDO;
FCP275=FC275*PDO;
FCP250=FC250*PDO;

%Persamaan #1
%FCP2100=a*(DTP2)^2+b*DTP2+c

%Persamaan #2
%FCP275=a*(DTP2*0.75)^2+b*DTP2*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP250=a*(DTP2*0.50)^2+b*DTP2*0.50+c

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP2100*=a*(DTP2)^2+b*DTP2+c          x1.5 #1
%FCP275=a*(DTP2*0.75)^2+b*DTP2*0.75+c  x2  #2

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP2100*=a*(DTP2)^2+b*DTP2+c          x1 #1
%FCP250=a*(DTP2*0.50)^2+b*DTP2*0.50+c  x2 #3

%Eliminasi #4 & #5
a2=(2*FCP2100-4*FCP275+2*FCP250)/(2*(DTP2)^2-
(4*(0.75*DTP2)^2)+(2*(0.5*DTP2)^2));
d2=((DTP2^2-(2*(0.5*DTP2)^2))*a2)-(FCP2100-2*FCP250);
b2=(FCP2100-((DTP2)^2*a2)-d2)/DTP2;

%UNIT P3
%FC (l/h) @Daya(%)
FC3100=309;
FC375=235;
FC350=165;
%FCP (IDR/h) @Daya(%)

```

```

FCP3100=FC3100*PDO;
FCP375=FC375*PDO;
FCP350=FC350*PDO;

%Persamaan #1
%FCP3100=a*(DTP3)^2+b*DTP3+c

%Persamaan #2
%FCP375=a*(DTP3*0.75)^2+b*DTP3*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP350=a*(DTP3*0.50)^2+b*DTP3*0.50+c

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP3100*=a*(DTP3)^2+b*DTP3+c          x1.5 #1
%FCP375=a*(DTP3*0.75)^2+b*DTP3*0.75+c  x2   #2

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP3100*=a*(DTP3)^2+b*DTP3+c          x1 #1
%FCP350=a*(DTP3*0.50)^2+b*DTP3*0.50+c  x2 #3

%ELiminasi #4 & #5
a3=(2*FCP3100-4*FCP375+2*FCP350)/(2*(DTP3)^2-
    (4*(0.75*DTP3)^2)+(2*(0.5*DTP3)^2));
d3=((DTP3^2-(2*(0.5*DTP3)^2))*a3)-(FCP3100-2*FCP350);
b3=(FCP3100-((DTP3)^2*a3)-d3)/DTP3;

%UNIT P4
%FC(l/h) @Daya(%)
FC4100=309;
FC475=235;
FC450=165;
%FCP(IDR/h) @Daya(%)
FCP4100=FC4100*PDO;
FCP475=FC475*PDO;
FCP450=FC450*PDO;

%Persamaan #1
%FCP4100=a*(DTP4)^2+b*DTP4+c

%Persamaan #2
%FCP475=a*(DTP4*0.75)^2+b*DTP4*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP450=a*(DTP4*0.50)^2+b*DTP4*0.50+c

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP4100*=a*(DTP4)^2+b*DTP4+c          x1.5 #1
%FCP475=a*(DTP4*0.75)^2+b*DTP4*0.75+c  x2   #2

```

```

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP4100*=a*(DTP4)^2+b*DTP4+c          x1 #1
%FCP450=a*(DTP4*0.50)^2+b*DTP4*0.50+c  x2 #3

%ELiminasi #4 & #5
a4=(2*FCP4100-4*FCP475+2*FCP450)/(2*(DTP4)^2-
    (4*(0.75*DTP4)^2)+(2*(0.5*DTP4)^2));
d4=((DTP4^2-(2*(0.5*DTP4)^2))*a4)-(FCP4100-2*FCP450);
b4=(FCP4100-((DTP4)^2*a4)-d4)/DTP4;

%UNIT P5
%FC (l/h) @Daya(%)
FC5100=308;
FC575=232.5;
FC550=162.3;
%FCP (IDR/h) @Daya(%)
FCP5100=FC5100*PDO;
FCP575=FC575*PDO;
FCP550=FC550*PDO;

%Persamaan #1
%FCP5100=a*(DTP5)^2+b*DTP5+c

%Persamaan #2
%FCP575=a*(DTP5*0.75)^2+b*DTP5*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP550=a*(DTP5*0.50)^2+b*DTP5*0.50+c

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP5100*=a*(DTP5)^2+b*DTP5+c          x1.5 #1
%FCP575=a*(DTP5*0.75)^2+b*DTP5*0.75+c  x2 #2

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP5100*=a*(DTP5)^2+b*DTP5+c          x1 #1
%FCP550=a*(DTP5*0.50)^2+b*DTP5*0.50+c  x2 #3

%ELiminasi #4 & #5
a5=(2*FCP5100-4*FCP575+2*FCP550)/(2*(DTP5)^2-
    (4*(0.75*DTP5)^2)+(2*(0.5*DTP5)^2));
d5=((DTP5^2-(2*(0.5*DTP5)^2))*a5)-(FCP5100-2*FCP550);
b5=(FCP5100-((DTP5)^2*a5)-d5)/DTP5;

%UNIT P6
%FC (l/h) @Daya(%)
FC6100=308;
FC675=232.5;
FC650=162.3;

```

```

%FCP (IDR/h) @Daya (%)
FCP6100=FC6100*PDO;
FCP675=FC675*PDO;
FCP650=FC650*PDO;

%Persamaan #1
%FCP6100=a* (DTP6) ^2+b*DTP6+c

%Persamaan #2
%FCP675=a* (DTP6*0.75) ^2+b*DTP6*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP650=a* (DTP6*0.50) ^2+b*DTP6*0.50+c

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP6100*=a* (DTP6) ^2+b*DTP6+c      x1.5 #1
%FCP675=a* (DTP6*0.75) ^2+b*DTP6*0.75+c      x2 #2

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP6100*=a* (DTP6) ^2+b*DTP6+c      x1 #1
%FCP650=a* (DTP6*0.50) ^2+b*DTP6*0.50+c      x2 #3
%ELiminasi #4 & #5
a6=(2*FCP6100-4*FCP675+2*FCP650) / (2* (DTP6) ^2-
(4* (0.75*DTP6) ^2) + (2* (0.5*DTP6) ^2) );
d6= ( (DTP6^2- (2* (0.5*DTP6) ^2) ) *a6) - (FCP6100-2*FCP650) ;
b6= (FCP6100- ( (DTP6) ^2*a6) -d6) /DTP6;

%UNIT P7
%FC (l/h) @Daya (%)
FC7100=308;
FC775=232.5;
FC750=162.3;
%FCP (IDR/h) @Daya (%)
FCP7100=FC7100*PDO;
FCP775=FC775*PDO;
FCP750=FC750*PDO;

%Persamaan #1
%FCP7100=a* (DTP7) ^2+b*DTP7+c

%Persamaan #2
%FCP775=a* (DTP7*0.75) ^2+b*DTP7*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP750=a* (DTP7*0.50) ^2+b*DTP7*0.50+c

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP7100*=a* (DTP7) ^2+b*DTP7+c      x1.5 #1
%FCP775=a* (DTP7*0.75) ^2+b*DTP7*0.75+c      x2 #2

```

```

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP7100*=a*(DTP7)^2+b*DTP7+c          x1 #1
%FCP750=a*(DTP7*0.50)^2+b*DTP7*0.50+c  x2 #3

%ELiminasi #4 & #5
a7=(2*FCP7100-4*FCP775+2*FCP750)/(2*(DTP7)^2-
    (4*(0.75*DTP7)^2)+(2*(0.5*DTP7)^2));
d7=((DTP7^2-(2*(0.5*DTP7)^2))*a7)-(FCP7100-2*FCP750);
b7=(FCP7100-((DTP7)^2*a7)-d7)/DTP7;

%UNIT P8
%FC(l/h) @Daya(%)
FC8100=308;
FC875=232.5;
FC850=162.3;
%FCP(IDR/h) @Daya(%)
FCP8100=FC8100*PDO;
FCP875=FC875*PDO;
FCP850=FC850*PDO;

%Persamaan #1
%FCP8100=a*(DTP8)^2+b*DTP8+c

%Persamaan #2
%FCP875=a*(DTP8*0.75)^2+b*DTP8*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP850=a*(DTP8*0.50)^2+b*DTP8*0.50+c

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP8100*=a*(DTP8)^2+b*DTP8+c          x1.5 #1
%FCP875=a*(DTP8*0.75)^2+b*DTP8*0.75+c  x2 #2

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP8100*=a*(DTP8)^2+b*DTP8+c          x1 #1
%FCP850=a*(DTP8*0.50)^2+b*DTP8*0.50+c  x2 #3

%ELiminasi #4 & #5
a8=(2*FCP8100-4*FCP875+2*FCP850)/(2*(DTP8)^2-
    (4*(0.75*DTP8)^2)+(2*(0.5*DTP8)^2));
d8=((DTP8^2-(2*(0.5*DTP8)^2))*a8)-(FCP8100-2*FCP850);
b8=(FCP8100-((DTP8)^2*a8)-d8)/DTP8;

%UNIT P9
%FC(l/h) @Daya(%)
FC9100=308;
FC975=232.5;
FC950=162.3;
%FCP(IDR/h) @Daya(%)

```



```

FCP9100=FC9100*PDO;
FCP975=FC975*PDO;
FCP950=FC950*PDO;

%Persamaan #1
%FCP9100=a*(DTP9)^2+b*DTP9+c

%Persamaan #2
%FCP975=a*(DTP9*0.75)^2+b*DTP9*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP950=a*(DTP9*0.50)^2+b*DTP9*0.50+c

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP9100*=a*(DTP9)^2+b*DTP9+c          x1.5 #1
%FCP975=a*(DTP9*0.75)^2+b*DTP9*0.75+c  x2    #2

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP9100*=a*(DTP9)^2+b*DTP9+c          x1 #1
%FCP950=a*(DTP9*0.50)^2+b*DTP9*0.50+c  x2 #3

%ELiminasi #4 & #5
a9=(2*FCP9100-4*FCP975+2*FCP950)/(2*(DTP9)^2-
    (4*(0.75*DTP9)^2)+(2*(0.5*DTP9)^2));
d9=((DTP9^2-(2*(0.5*DTP9)^2))*a9)-(FCP9100-2*FCP950);
b9=(FCP9100-((DTP9)^2*a9)-d9)/DTP9;

%UNIT P10
%FC(l/h) @Daya(%)
FC10100=363;
FC1075=270;
FC1050=190;
%FCP(IDR/h) @Daya(%)
FCP10100=FC10100*PDO;
FCP1075=FC1075*PDO;
FCP1050=FC1050*PDO;

%Persamaan #1
%FCP10100=a*(DTP10)^2+b*DTP10+c

%Persamaan #2
%FCP1075=a*(DTP10*0.75)^2+b*DTP10*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP1050=a*(DTP10*0.50)^2+b*DTP10*0.50+c

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP10100*=a*(DTP10)^2+b*DTP10+c          x1.5 #1
%FCP1075=a*(DTP10*0.75)^2+b*DTP10*0.75+c  x2    #2

```

```

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP10100*=a*(DTP10)^2+b*DTP10+c          x1 #1
%FCP1050=a*(DTP10*0.50)^2+b*DTP10*0.50+c  x2 #3

%Eliminasi #4 & #5
a10=(2*FCP10100-4*FCP1075+2*FCP1050)/(2*(DTP10)^2-
      (4*(0.75*DTP10)^2)+(2*(0.5*DTP10)^2));
d10=((DTP10^2-(2*(0.5*DTP10)^2))*a10)-(FCP10100-2*FCP1050);
b10=(FCP10100-((DTP10)^2*a10)-d10)/DTP10;

%UNIT P11
%FC(l/h) @Daya(%)
FC11100=363;
FC1175=270;
FC1150=190;
%FCP(IDR/h) @Daya(%)
FCP11100=FC11100*PDO;
FCP1175=FC1175*PDO;
FCP1150=FC1150*PDO;

%Persamaan #1
%FCP11100=a*(DTP11)^2+b*DTP11+c

%Persamaan #2
%FCP1175=a*(DTP11*0.75)^2+b*DTP11*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP1150=a*(DTP11*0.50)^2+b*DTP11*0.50+c

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP11100*=a*(DTP11)^2+b*DTP11+c          x1.5 #1
%FCP1175=a*(DTP11*0.75)^2+b*DTP11*0.75+c  x2 #2

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP11100*=a*(DTP11)^2+b*DTP11+c          x1 #1
%FCP1150=a*(DTP11*0.50)^2+b*DTP11*0.50+c  x2 #3
%Eliminasi #4 & #5
a11=(2*FCP11100-4*FCP1175+2*FCP1150)/(2*(DTP11)^2-
      (4*(0.75*DTP11)^2)+(2*(0.5*DTP11)^2));
d11=((DTP11^2-(2*(0.5*DTP11)^2))*a11)-(FCP11100-2*FCP1150);
b11=(FCP11100-((DTP11)^2*a11)-d11)/DTP11;

%UNIT P12
%FC(l/h) @Daya(%)
FC12100=363;
FC1275=270;
FC1250=190;
%FCP(IDR/h) @Daya(%)
FCP12100=FC12100*PDO;

```

```

FCP1275=FC1275*PDO;
FCP1250=FC1250*PDO;

%Persamaan #1
%FCP12100=a*(DTP12)^2+b*DTP12+c

%Persamaan #2
%FCP1275=a*(DTP12*0.75)^2+b*DTP12*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP1250=a*(DTP12*0.50)^2+b*DTP12*0.50+c

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP12100*=a*(DTP12)^2+b*DTP12+c      x1.5 #1
%FCP1275=a*(DTP12*0.75)^2+b*DTP12*0.75+c  x2 #2

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP12100*=a*(DTP12)^2+b*DTP12+c      x1 #1
%FCP1250=a*(DTP12*0.50)^2+b*DTP12*0.50+c  x2 #3

%Eliminasi #4 & #5
a12=(2*FCP12100-4*FCP1275+2*FCP1250)/(2*(DTP12)^2-
      (4*(0.75*DTP12)^2)+(2*(0.5*DTP12)^2));
d12=((DTP12^2-(2*(0.5*DTP12)^2))*a12)-(FCP12100-2*FCP1250);
b12=(FCP12100-((DTP12)^2*a12)-d12)/DTP12;

%UNIT P13
%FC(l/h) @Daya(%)
FC13100=363;
FC1375=270;
FC1350=190;
%FCP(IDR/h) @Daya(%)
FCP13100=FC13100*PDO;
FCP1375=FC1375*PDO;
FCP1350=FC1350*PDO;

%Persamaan #1
%FCP13100=a*(DTP13)^2+b*DTP13+c

%Persamaan #2
%FCP1375=a*(DTP13*0.75)^2+b*DTP13*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP1350=a*(DTP13*0.50)^2+b*DTP13*0.50+c

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP13100*=a*(DTP13)^2+b*DTP13+c      x1.5 #1
%FCP1375=a*(DTP13*0.75)^2+b*DTP13*0.75+c  x2 #2

```

```

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP13100*=a*(DTP13)^2+b*DTP13+c          x1 #1
%FCP1350=a*(DTP13*0.50)^2+b*DTP13*0.50+c  x2 #3

%Eliminasi #4 & #5
a13=(2*FCP13100-4*FCP1375+2*FCP1350)/(2*(DTP13)^2-
      (4*(0.75*DTP13)^2)+(2*(0.5*DTP13)^2));
d13=((DTP13^2-(2*(0.5*DTP13)^2))*a13)-(FCP13100-2*FCP1350);
b13=(FCP13100-((DTP13)^2*a13)-d13)/DTP13;

%UNIT P14
%FC(l/h) @Daya(%)
FC14100=363;
FC1475=270;
FC1450=190;
%FCP(IDR/h) @Daya(%)
FCP14100=FC14100*PDO;
FCP1475=FC1475*PDO;
FCP1450=FC1450*PDO;

%Persamaan #1
%FCP14100=a*(DTP14)^2+b*DTP14+c

%Persamaan #2
%FCP1475=a*(DTP14*0.75)^2+b*DTP14*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP1450=a*(DTP14*0.50)^2+b*DTP14*0.50+c

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP14100*=a*(DTP14)^2+b*DTP14+c          x1.5 #1
%FCP1475=a*(DTP14*0.75)^2+b*DTP14*0.75+c  x2 #2

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP14100*=a*(DTP14)^2+b*DTP14+c          x1 #1
%FCP1450=a*(DTP14*0.50)^2+b*DTP14*0.50+c  x2 #3

%Eliminasi #4 & #5
a14=(2*FCP14100-4*FCP1475+2*FCP1450)/(2*(DTP14)^2-
      (4*(0.75*DTP14)^2)+(2*(0.5*DTP14)^2));
d14=((DTP14^2-(2*(0.5*DTP14)^2))*a14)-(FCP14100-2*FCP1450);
b14=(FCP14100-((DTP14)^2*a14)-d14)/DTP14;

%UNIT P15
%FC(l/h) @Daya(%)
FC15100=363;
FC1575=270;
FC1550=190;
%FCP(IDR/h) @Daya(%)
FCP15100=FC15100*PDO;

```

```

FCP1575=FC1575*PDO;
FCP1550=FC1550*PDO;

%Persamaan #1
%FCP15100=a*(DTP15)^2+b*DTP15+c

%Persamaan #2
%FCP1575=a*(DTP15*0.75)^2+b*DTP15*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP1550=a*(DTP15*0.50)^2+b*DTP15*0.50+c

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP15100*=a*(DTP15)^2+b*DTP15+c      x1.5 #1
%FCP1575=a*(DTP15*0.75)^2+b*DTP15*0.75+c  x2 #2

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP15100*=a*(DTP15)^2+b*DTP15+c      x1 #1
%FCP1550=a*(DTP15*0.50)^2+b*DTP15*0.50+c  x2 #3

%ELiminasi #4 & #5
a15=(2*FCP15100-4*FCP1575+2*FCP1550)/(2*(DTP15)^2-
      (4*(0.75*DTP15)^2)+(2*(0.5*DTP15)^2));
d15=((DTP15^2-(2*(0.5*DTP15)^2))*a15)-(FCP15100-2*FCP1550);
b15=(FCP15100-((DTP15)^2*a15)-d15)/DTP15;

%UNIT P16
%FC(l/h) @Daya(%)
FC16100=363;
FC1675=270;
FC1650=190;
%FCP(IDR/h) @Daya(%)
FCP16100=FC16100*PDO;
FCP1675=FC1675*PDO;
FCP1650=FC1650*PDO;

%Persamaan #1
%FCP16100=a*(DTP16)^2+b*DTP16+c

%Persamaan #2
%FCP1675=a*(DTP16*0.75)^2+b*DTP16*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP1650=a*(DTP16*0.50)^2+b*DTP16*0.50+c

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP16100*=a*(DTP16)^2+b*DTP16+c      x1.5 #1
%FCP1675=a*(DTP16*0.75)^2+b*DTP16*0.75+c  x2 #2

```

```

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP16100*=a*(DTP16)^2+b*DTP16+c          x1 #1
%FCP1650=a*(DTP16*0.50)^2+b*DTP16*0.50+c  x2 #3
%ELiminasi #4 & #5
a16=(2*FCP16100-4*FCP1675+2*FCP1650)/(2*(DTP16)^2-
      (4*(0.75*DTP16)^2)+(2*(0.5*DTP16)^2));
d16=((DTP16^2-(2*(0.5*DTP16)^2))*a16)-(FCP16100-2*FCP1650);
b16=(FCP16100-((DTP16)^2*a16)-d16)/DTP16;

%UNIT P17
%FC (l/h) @Daya(%)
FC17100=363;
FC1775=270;
FC1750=190;
%FCP (IDR/h) @Daya(%)
FCP17100=FC17100*PDO;
FCP1775=FC1775*PDO;
FCP1750=FC1750*PDO;

%Persamaan #1
%FCP17100=a*(DTP17)^2+b*DTP17+c

%Persamaan #2
%FCP1775=a*(DTP17*0.75)^2+b*DTP17*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP1750=a*(DTP17*0.50)^2+b*DTP17*0.50+c

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP17100*=a*(DTP17)^2+b*DTP17+c          x1.5 #1
%FCP1775=a*(DTP17*0.75)^2+b*DTP17*0.75+c  x2 #2

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP17100*=a*(DTP17)^2+b*DTP17+c          x1 #1
%FCP1750=a*(DTP17*0.50)^2+b*DTP17*0.50+c  x2 #3

%ELiminasi #4 & #5
a17=(2*FCP17100-4*FCP1775+2*FCP1750)/(2*(DTP17)^2-
      (4*(0.75*DTP17)^2)+(2*(0.5*DTP17)^2));
d17=((DTP17^2-(2*(0.5*DTP17)^2))*a17)-(FCP17100-2*FCP1750);
b17=(FCP17100-((DTP17)^2*a17)-d17)/DTP17;

%MENENTUKAN NILAI Cik (SLOPE), BB (LOWER BOUNDS), AND BA
(UPPER BOUND) SETIAP UNIT Pi
%UNIT P1
%c (Slope)
c11=((a1*(0.75*DTP1)^2+b1*(0.75*DTP1)+d1)-
      (a1*(0.65*DTP1)^2+b1*(0.65*DTP1)+d1))/(0.75*DTP1-
      0.65*DTP1);

```

```

c12=((a1*(0.8*DTP1)^2+b1*(0.8*DTP1)+d1)-
      (a1*(0.75*DTP1)^2+b1*(0.75*DTP1)+d1))/(0.8*DTP1-
      0.75*DTP1);
c13=((a1*(0.85*DTP1)^2+b1*(0.85*DTP1)+d1)-
      (a1*(0.8*DTP1)^2+b1*(0.8*DTP1)+d1))/(0.85*DTP1-
      0.8*DTP1);

%BB (Lower Bounds)
BBP11=0;
BBP12=0;
BBP13=0;

%BA (Upper Bounds)
BAP11=(0.75*DTP1-0.65*DTP1);
BAP12=(0.8*DTP1-0.75*DTP1);
BAP13=(0.85*DTP1-0.8*DTP1);

%UNIT P2
%c (Slope)
c21=((a2*(0.75*DTP2)^2+b2*(0.75*DTP2)+d2)-
      (a2*(0.65*DTP2)^2+b2*(0.65*DTP2)+d2))/(0.75*DTP2-
      0.65*DTP2);
c22=((a2*(0.8*DTP2)^2+b2*(0.8*DTP2)+d2)-
      (a2*(0.75*DTP2)^2+b2*(0.75*DTP2)+d2))/(0.8*DTP2-
      0.75*DTP2);
c23=((a2*(0.85*DTP2)^2+b2*(0.85*DTP2)+d2)-
      (a2*(0.8*DTP2)^2+b2*(0.8*DTP2)+d2))/(0.85*DTP2-
      0.8*DTP2);

%BB (Lower Bounds)
BBP21=0;
BBP22=0;
BBP23=0;

%BA (Upper Bounds)
BAP21=(0.75*DTP2-0.65*DTP2);
BAP22=(0.8*DTP2-0.75*DTP2);
BAP23=(0.85*DTP2-0.8*DTP2);

%UNIT P3
%c (Slope)
c31=((a3*(0.75*DTP3)^2+b3*(0.75*DTP3)+d3)-
      (a3*(0.65*DTP3)^2+b3*(0.65*DTP3)+d3))/(0.75*DTP3-
      0.65*DTP3);
c32=((a3*(0.8*DTP3)^2+b3*(0.8*DTP3)+d3)-
      (a3*(0.75*DTP3)^2+b3*(0.75*DTP3)+d3))/(0.8*DTP3-
      0.75*DTP3);
c33=((a3*(0.85*DTP3)^2+b3*(0.85*DTP3)+d3)-
      (a3*(0.8*DTP3)^2+b3*(0.8*DTP3)+d3))/(0.85*DTP3-
      0.8*DTP3);

```

%BB (Lower Bounds)

BBP31=0;

BBP32=0;

BBP33=0;

%BA (Upper Bounds)

BAP31=(0.75*DTP3-0.65*DTP3);

BAP32=(0.8*DTP3-0.75*DTP3);

BAP33=(0.85*DTP3-0.8*DTP3);

%UNIT P4

%c (Slope)

$$c41 = \frac{(a4 * (0.75 * DTP4)^2 + b4 * (0.75 * DTP4) + d4) - (a4 * (0.65 * DTP4)^2 + b4 * (0.65 * DTP4) + d4)}{(0.75 * DTP4 - 0.65 * DTP4)};$$

$$c42 = \frac{(a4 * (0.8 * DTP4)^2 + b4 * (0.8 * DTP4) + d4) - (a4 * (0.75 * DTP4)^2 + b4 * (0.75 * DTP4) + d4)}{(0.8 * DTP4 - 0.75 * DTP4)};$$

$$c43 = \frac{(a4 * (0.85 * DTP4)^2 + b4 * (0.85 * DTP4) + d4) - (a4 * (0.8 * DTP4)^2 + b4 * (0.8 * DTP4) + d4)}{(0.85 * DTP4 - 0.8 * DTP4)};$$

%BB (Lower Bounds)

BBP41=0;

BBP42=0;

BBP43=0;

%BA (Upper Bounds)

BAP41=(0.75*DTP4-0.65*DTP4);

BAP42=(0.8*DTP4-0.75*DTP4);

BAP43=(0.85*DTP4-0.8*DTP4);

%UNIT P5

%c (Slope)

$$c51 = \frac{(a5 * (0.75 * DTP5)^2 + b5 * (0.75 * DTP5) + d5) - (a5 * (0.65 * DTP5)^2 + b5 * (0.65 * DTP5) + d5)}{(0.75 * DTP5 - 0.65 * DTP5)};$$

$$c52 = \frac{(a5 * (0.8 * DTP5)^2 + b5 * (0.8 * DTP5) + d5) - (a5 * (0.75 * DTP5)^2 + b5 * (0.75 * DTP5) + d5)}{(0.8 * DTP5 - 0.75 * DTP5)};$$

$$c53 = \frac{(a5 * (0.85 * DTP5)^2 + b5 * (0.85 * DTP5) + d5) - (a5 * (0.8 * DTP5)^2 + b5 * (0.8 * DTP5) + d5)}{(0.85 * DTP5 - 0.8 * DTP5)};$$

%BB (Lower Bounds)

BBP51=0;

BBP52=0;

BBP53=0;

%BA (Upper Bounds)

BAP51=(0.75*DTP5-0.65*DTP5);

BAP52=(0.8*DTP5-0.75*DTP5);

BAP53=(0.85*DTP5-0.8*DTP5);

%UNIT P6

%c (Slope)

c61=((a6*(0.75*DTP6)^2+b6*(0.75*DTP6)+d6)-
(a6*(0.65*DTP6)^2+b6*(0.65*DTP6)+d6))/(0.75*DTP6-
0.65*DTP6);

c62=((a6*(0.8*DTP6)^2+b6*(0.8*DTP6)+d6)-
(a6*(0.75*DTP6)^2+b6*(0.75*DTP6)+d6))/(0.8*DTP6-
0.75*DTP6);

c63=((a6*(0.85*DTP6)^2+b6*(0.85*DTP6)+d6)-
(a6*(0.8*DTP6)^2+b6*(0.8*DTP6)+d6))/(0.85*DTP6-
0.8*DTP6);

%BB (Lower Bounds)

BBP61=0;

BBP62=0;

BBP63=0;

%BA (Upper Bounds)

BAP61=(0.75*DTP6-0.65*DTP6);

BAP62=(0.8*DTP6-0.75*DTP6);

BAP63=(0.85*DTP6-0.8*DTP6);

%UNIT P7

%c (Slope)

c71=((a7*(0.75*DTP7)^2+b7*(0.75*DTP7)+d7)-
(a7*(0.65*DTP7)^2+b7*(0.65*DTP7)+d7))/(0.75*DTP7-
0.65*DTP7);

c72=((a7*(0.8*DTP7)^2+b7*(0.8*DTP7)+d7)-
(a7*(0.75*DTP7)^2+b7*(0.75*DTP7)+d7))/(0.8*DTP7-
0.75*DTP7);

c73=((a7*(0.85*DTP7)^2+b7*(0.85*DTP7)+d7)-
(a7*(0.8*DTP7)^2+b7*(0.8*DTP7)+d7))/(0.85*DTP7-
0.8*DTP7);

%BB (Lower Bounds)

BBP71=0;

BBP72=0;

BBP73=0;

%BA (Upper Bounds)

BAP71=(0.75*DTP7-0.65*DTP7);

BAP72=(0.8*DTP7-0.75*DTP7);

BAP73=(0.85*DTP7-0.8*DTP7);

```

%UNIT P8
%c (Slope)
c81= ((a8*(0.75*DTP8)^2+b8*(0.75*DTP8)+d8) -
      (a8*(0.65*DTP8)^2+b8*(0.65*DTP8)+d8)) / (0.75*DTP8-
      0.65*DTP8);
c82= ((a8*(0.8*DTP8)^2+b8*(0.8*DTP8)+d8) -
      (a8*(0.75*DTP8)^2+b8*(0.75*DTP8)+d8)) / (0.8*DTP8-
      0.75*DTP8);
c83= ((a8*(0.85*DTP8)^2+b8*(0.85*DTP8)+d8) -
      (a8*(0.8*DTP8)^2+b8*(0.8*DTP8)+d8)) / (0.85*DTP8-
      0.8*DTP8);

%BB (Lower Bounds)
BBP81=0;
BBP82=0;
BBP83=0;

%BA (Upper Bounds)
BAP81=(0.75*DTP8-0.65*DTP8);
BAP82=(0.8*DTP8-0.75*DTP8);
BAP83=(0.85*DTP8-0.8*DTP8);

%UNIT P9
%c (Slope)
c91= ((a9*(0.75*DTP9)^2+b9*(0.75*DTP9)+d9) -
      (a9*(0.65*DTP9)^2+b9*(0.65*DTP9)+d9)) / (0.75*DTP9-
      0.65*DTP9);
c92= ((a9*(0.8*DTP9)^2+b9*(0.8*DTP9)+d9) -
      (a9*(0.75*DTP9)^2+b9*(0.75*DTP9)+d9)) / (0.8*DTP9-
      0.75*DTP9);
c93= ((a9*(0.85*DTP9)^2+b9*(0.85*DTP9)+d9) -
      (a9*(0.8*DTP9)^2+b9*(0.8*DTP9)+d9)) / (0.85*DTP9-
      0.8*DTP9);

%BB (Lower Bounds)
BBP91=0;
BBP92=0;
BBP93=0;

%BA (Upper Bounds)
BAP91=(0.75*DTP9-0.65*DTP9);
BAP92=(0.8*DTP9-0.75*DTP9);
BAP93=(0.85*DTP9-0.8*DTP9);

%MENENTUKAN NILAI Cik (SLOPE)
%UNIT P10
%c (Slope)

```

```

c101=((a10*(0.75*DTP10)^2+b10*(0.75*DTP10)+d10)-
      (a10*(0.65*DTP10)^2+b10*(0.65*DTP10)+d10))/(0.75*DTP10-
      0.65*DTP10);
c102=((a10*(0.8*DTP10)^2+b10*(0.8*DTP10)+d10)-
      (a10*(0.75*DTP10)^2+b10*(0.75*DTP10)+d10))/(0.8*DTP10-
      0.75*DTP10);
c103=((a10*(0.85*DTP10)^2+b10*(0.85*DTP10)+d10)-
      (a10*(0.8*DTP10)^2+b10*(0.8*DTP10)+d10))/(0.85*DTP10-
      0.8*DTP10);

```

```
%BB (Lower Bounds)
```

```

BBP101=0;
BBP102=0;
BBP103=0;

```

```
%BA (Upper Bounds)
```

```

BAP101=(0.75*DTP10-0.65*DTP10);
BAP102=(0.8*DTP10-0.75*DTP10);
BAP103=(0.85*DTP10-0.8*DTP10);

```

```
%UNIT P11
```

```
%c (Slope)
```

```

c111=((a11*(0.75*DTP11)^2+b11*(0.75*DTP11)+d11)-
      (a11*(0.65*DTP11)^2+b11*(0.65*DTP11)+d11))/(0.75*DTP11-
      0.65*DTP11);
c112=((a11*(0.8*DTP11)^2+b11*(0.8*DTP11)+d11)-
      (a11*(0.75*DTP11)^2+b11*(0.75*DTP11)+d11))/(0.8*DTP11-
      0.75*DTP11);
c113=((a11*(0.85*DTP11)^2+b11*(0.85*DTP11)+d11)-
      (a11*(0.8*DTP11)^2+b11*(0.8*DTP11)+d11))/(0.85*DTP11-
      0.8*DTP11);

```

```
%BB (Lower Bounds)
```

```

BBP111=0;
BBP112=0;
BBP113=0;

```

```
%BA (Upper Bounds)
```

```

BAP111=(0.75*DTP11-0.65*DTP11);
BAP112=(0.8*DTP11-0.75*DTP11);
BAP113=(0.85*DTP11-0.8*DTP11);

```

```
%UNIT P12
```

```
%c (Slope)
```

```

c121=((a12*(0.75*DTP12)^2+b12*(0.75*DTP12)+d12)-
      (a12*(0.65*DTP12)^2+b12*(0.65*DTP12)+d12))/(0.75*DTP12-
      0.65*DTP12);
c122=((a12*(0.8*DTP12)^2+b12*(0.8*DTP12)+d12)-
      (a12*(0.75*DTP12)^2+b12*(0.75*DTP12)+d12))/(0.8*DTP12-
      0.75*DTP12);

```

```
c123=((a12*(0.85*DTP12)^2+b12*(0.85*DTP12)+d12)-
      (a12*(0.8*DTP12)^2+b12*(0.8*DTP12)+d12))/(0.85*DTP12-
      0.8*DTP12);
```

```
%BB (Lower Bounds)
```

```
BBP121=0;
```

```
BBP122=0;
```

```
BBP123=0;
```

```
%BA (Upper Bounds)
```

```
BAP121=(0.75*DTP12-0.65*DTP12);
```

```
BAP122=(0.8*DTP12-0.75*DTP12);
```

```
BAP123=(0.85*DTP12-0.8*DTP12);
```

```
%UNIT P13
```

```
%c (Slope)
```

```
c131=((a13*(0.75*DTP13)^2+b13*(0.75*DTP13)+d13)-
      (a13*(0.65*DTP13)^2+b13*(0.65*DTP13)+d13))/(0.75*DTP13-
      0.65*DTP13);
```

```
c132=((a13*(0.8*DTP13)^2+b13*(0.8*DTP13)+d13)-
      (a13*(0.75*DTP13)^2+b13*(0.75*DTP13)+d13))/(0.8*DTP13-
      0.75*DTP13);
```

```
c133=((a13*(0.85*DTP13)^2+b13*(0.85*DTP13)+d13)-
      (a13*(0.8*DTP13)^2+b13*(0.8*DTP13)+d13))/(0.85*DTP13-
      0.8*DTP13);
```

```
%BB (Lower Bounds)
```

```
BBP131=0;
```

```
BBP132=0;
```

```
BBP133=0;
```

```
%BA (Upper Bounds)
```

```
BAP131=(0.75*DTP13-0.65*DTP13);
```

```
BAP132=(0.8*DTP13-0.75*DTP13);
```

```
BAP133=(0.85*DTP13-0.8*DTP13);
```

```
%UNIT P14
```

```
%c (Slope)
```

```
c141=((a14*(0.75*DTP14)^2+b14*(0.75*DTP14)+d14)-
      (a14*(0.65*DTP14)^2+b14*(0.65*DTP14)+d14))/(0.75*DTP14-
      0.65*DTP14);
```

```
c142=((a14*(0.8*DTP14)^2+b14*(0.8*DTP14)+d14)-
      (a14*(0.75*DTP14)^2+b14*(0.75*DTP14)+d14))/(0.8*DTP14-
      0.75*DTP14);
```

```
c143=((a14*(0.85*DTP14)^2+b14*(0.85*DTP14)+d14)-
      (a14*(0.8*DTP14)^2+b14*(0.8*DTP14)+d14))/(0.85*DTP14-
      0.8*DTP14);
```

%BB (Lower Bounds)

```
BBP141=0;
BBP142=0;
BBP143=0;
```

%BA (Upper Bounds)

```
BAP141=(0.75*DTP14-0.65*DTP14);
BAP142=(0.8*DTP14-0.75*DTP14);
BAP143=(0.85*DTP14-0.8*DTP14);
```

%UNIT P15

%c (Slope)

```
c151=((a15*(0.75*DTP15)^2+b15*(0.75*DTP15)+d15)-
      (a15*(0.65*DTP15)^2+b15*(0.65*DTP15)+d15))/(0.75*DTP15-
      0.65*DTP15);
c152=((a15*(0.8*DTP15)^2+b15*(0.8*DTP15)+d15)-
      (a15*(0.75*DTP15)^2+b15*(0.75*DTP15)+d15))/(0.8*DTP15-
      0.75*DTP15);
c153=((a15*(0.85*DTP15)^2+b15*(0.85*DTP15)+d15)-
      (a15*(0.8*DTP15)^2+b15*(0.8*DTP15)+d15))/(0.85*DTP15-
      0.8*DTP15);
```

%BB (Lower Bounds)

```
BBP151=0;
BBP152=0;
BBP153=0;
```

%BA (Upper Bounds)

```
BAP151=(0.75*DTP15-0.65*DTP15);
BAP152=(0.8*DTP15-0.75*DTP15);
BAP153=(0.85*DTP15-0.8*DTP15);
```

%UNIT P16

%c (Slope)

```
c161=((a16*(0.75*DTP16)^2+b16*(0.75*DTP16)+d16)-
      (a16*(0.65*DTP16)^2+b16*(0.65*DTP16)+d16))/(0.75*DTP16-
      0.65*DTP16);
c162=((a16*(0.8*DTP16)^2+b16*(0.8*DTP16)+d16)-
      (a16*(0.75*DTP16)^2+b16*(0.75*DTP16)+d16))/(0.8*DTP16-
      0.75*DTP16);
c163=((a16*(0.85*DTP16)^2+b16*(0.85*DTP16)+d16)-
      (a16*(0.8*DTP16)^2+b16*(0.8*DTP16)+d16))/(0.85*DTP16-
      0.8*DTP16);
```

%BB (Lower Bounds)

```
BBP161=0;
BBP162=0;
BBP163=0;
```

```

%BA (Upper Bounds)
BAP161=(0.75*DTP16-0.65*DTP16);
BAP162=(0.8*DTP16-0.75*DTP16);
BAP163=(0.85*DTP16-0.8*DTP16);

%UNIT P17
%c (Slope)
c171=((a17*(0.75*DTP17)^2+b17*(0.75*DTP17)+d17)-
      (a17*(0.65*DTP17)^2+b17*(0.65*DTP17)+d17))/(0.75*DTP17-
      0.65*DTP17);
c172=((a17*(0.8*DTP17)^2+b17*(0.8*DTP17)+d17)-
      (a17*(0.75*DTP17)^2+b17*(0.75*DTP17)+d17))/(0.8*DTP17-
      0.75*DTP17);
c173=((a17*(0.85*DTP17)^2+b17*(0.85*DTP17)+d17)-
      (a17*(0.8*DTP17)^2+b17*(0.8*DTP17)+d17))/(0.85*DTP17-
      0.8*DTP17);

%BB (Lower Bounds)
BBP171=0;
BBP172=0;
BBP173=0;

%BA (Upper Bounds)
BAP171=(0.75*DTP17-0.65*DTP17);
BAP172=(0.8*DTP17-0.75*DTP17);
BAP173=(0.85*DTP17-0.8*DTP17);

%Daya operasi Minimal (KW)@65% setiap Unit Pi
MinOP1=0.65*DTP1;
MinOP2=0.65*DTP2;
MinOP3=0.65*DTP3;
MinOP4=0.65*DTP4;
MinOP5=0.65*DTP5;
MinOP6=0.65*DTP6;
MinOP7=0.65*DTP7;
MinOP8=0.65*DTP8;
MinOP9=0.65*DTP9;
MinOP10=0.65*DTP10;
MinOP11=0.65*DTP11;
MinOP12=0.65*DTP12;
MinOP13=0.65*DTP13;
MinOP14=0.65*DTP14;
MinOP15=0.65*DTP15;
MinOP16=0.65*DTP16;
MinOP17=0.65*DTP17;

```

```

for i= input ( ' Kebutuhan Listrik Periode Ke : ' );
Load=i

s= input ( ' Skenario : ' );
Skenario=s
    if Skenario==1
        DMP18=0;
        DMP19=0;
        DMP20=0;
        DMP21=0;
    end
    if Skenario==2
        DMP18=0.85*7000;
        DMP19=0.85*7000;
        DMP20=0;
        DMP21=0;
    end
    if Skenario==3
        DMP18=0.85*7000;
        DMP19=0.85*7000;
        DMP20=0.85*7000;
        DMP21=0.85*7000;
    end
    end

%Harga biaya total pembangkitan pada 85%
%Unit P18
%SFCEP (IDR/KWh)
SFCEP18=175.16;
%FCEP (IDR/h)
FCEP18=SFCEP18*DMP18;

%Unit P19
%SFCEP (IDR/KWh)
SFCEP19=175.16;
%FCEP (IDR/h)
FCEP19=SFCEP19*DMP19;

%Unit P20
%SFCEP (IDR/KWh)
SFCEP20=175.16;
%FCEP (IDR/h)
FCEP20=SFCEP20*DMP20;

%Unit P21
%SFCEP (IDR/KWh)
SFCEP21=175.16;
%FCEP (IDR/h)
FCEP21=SFCEP21*DMP21;

```

```
%Jumlah total Daya Operasi Minimum (KW) Unit Pi
Summingen=MinOP1+MinOP2+MinOP3+MinOP4+MinOP5+MinOP6+MinOP7+MinOP
8+MinOP9+MinOP10+MinOP11+MinOP12+MinOP13+MinOP14+MinOP15+MinOP16
+MinOP17;
```

```
%Nilai S(slope) : Ci1, Ci2, Ci3
%Membangun vektor fungsi objektif.
c=[c11 c12 c13 c21 c22 c23 c31 c32 c33 c41 c42 c43 c51 c52 c53
c61 c62 c63 c71 c72 c73 c81 c82 c83 c91 c92 c93 c101 c102 c103
c111 c112 c113 c121 c122 c123 c131 c132 c133 c141 c142 c143 c151
c152 c153 c161 c162 c163 c171 c172 c173];
```

```
%tidak akan menggunakan A atau b tetapi sebaliknya akan
%menggunakan LB dan UB
A=[];
b=[];
```

```
%Bangun matriks Aeq untuk equality constraints.
%Karena hanya ada satu equality constraint, hanya baris atas
%yang memiliki elemen %bukan nol.
%Semua elemen ini adalah "1" karena batasannya adalah jumlah
%variabel = jumlah-%beban generasi minimum
Aeq=zeros(3*N);
Aeq(1,:)=1;
```

```
%Bangun sisi kanan dari equality constraints. Ini akan menjadi
%vektor nol kecuali untuk elemen di baris pertama, yang
%merupakan jumlah beban dari daya minimum.
beq=zeros(3*N,1);
beq(1)=Load-Summingen-DMP18-DMP19-DMP20-DMP21;
```

```
%Bangun batas atas dan bawah pada variabel keputusan
BB=[BBP11 BBP12 BBP13 BBP21 BBP22 BBP23 BBP31 BBP32 BBP33 BBP41
BBP42 BBP43 BBP51 BBP52 BBP53 BBP61 BBP62 BBP63 BBP71 BBP72
BBP73 BBP81 BBP82 BBP83 BBP91 BBP92 BBP93 BBP101 BBP102 BBP103
BBP111 BBP112 BBP113 BBP121 BBP122 BBP123 BBP131 BBP132 BBP133
BBP141 BBP142 BBP143 BBP151 BBP152 BBP153 BBP161 BBP162 BBP163
BBP171 BBP172 BBP173];
```

```
BA=[BAP11 BAP12 BAP13 BAP21 BAP22 BAP23 BAP31 BAP32 BAP33 BAP41
BAP42 BAP43 BAP51 BAP52 BAP53 BAP61 BAP62 BAP63 BAP71 BAP72
BAP73 BAP81 BAP82 BAP83 BAP91 BAP92 BAP93 BAP101 BAP102 BAP103
BAP111 BAP112 BAP113 BAP121 BAP122 BAP123 BAP131 BAP132 BAP133
BAP141 BAP142 BAP143 BAP151 BAP152 BAP153 BAP161 BAP162 BAP163
BAP171 BAP172 BAP173];
```

```
[X]=linprog(c,A,b,Aeq,beq,BB,BA);
```



```

%Incremental Power Unit Pi
%X1=incremental power unit P1, dst.
X1=X(1)+X(2)+X(3);
X2=X(4)+X(5)+X(6);
X3=X(7)+X(8)+X(9);
X4=X(10)+X(11)+X(12);
X5=X(13)+X(14)+X(15);
X6=X(16)+X(17)+X(18);
X7=X(19)+X(20)+X(21);
X8=X(22)+X(23)+X(24);
X9=X(25)+X(26)+X(27);
X10=X(28)+X(29)+X(30);
X11=X(31)+X(32)+X(33);
X12=X(34)+X(35)+X(36);
X13=X(37)+X(38)+X(39);
X14=X(40)+X(41)+X(42);
X15=X(43)+X(44)+X(45);
X16=X(46)+X(47)+X(48);
X17=X(49)+X(50)+X(51);

%Daya total yang dibangkitkan tiap unit Pi
P1=MinOP1+X1;
P2=MinOP2+X2;
P3=MinOP3+X3;
P4=MinOP4+X4;
P5=MinOP5+X5;
P6=MinOP6+X6;
P7=MinOP7+X7;
P8=MinOP8+X8;
P9=MinOP9+X9;
P10=MinOP10+X10;
P11=MinOP11+X11;
P12=MinOP12+X12;
P13=MinOP13+X13;
P14=MinOP14+X14;
P15=MinOP15+X15;
P16=MinOP16+X16;
P17=MinOP17+X17;
P18=DMP18;
P19=DMP19;
P20=DMP20;
P21=DMP21;

    if P1 <=390.1
        P1=390;
    end
    if P2 <=780.1
        P2=780;
    end
    if P3 <=780.1
        P3=780;
    end

```

```
end
if P4 <=780.1
    P4=780;
end
if P5 <=780.1
    P5=780;
end
if P6 <=780.1
    P6=780;
end
if P7 <=780.1
    P7=780;
end
if P8 <=780.1
    P8=780;
end
if P9 <=780.1
    P9=780;
end
if P10 <=988.1
    P10=988;
end
if P11 <=988.1
    P11=988;
end
if P12 <=988.1
    P12=988;
end
if P13 <=988.1
    P13=988;
end
if P14 <=988.1
    P14=988;
end
if P15 <=988.1
    P15=988;
end
if P16 <=988.1
    P16=988;
end
if P17 <=988.1
    P17=988;
end
```

%Harga bahan bakar yang dikeluarkan setiap unit Pi

```
F1=a1*(P1)^2+b1*(P1)+d1;
F2=a2*(P2)^2+b2*(P2)+d2;
F3=a3*(P3)^2+b3*(P3)+d3;
F4=a4*(P4)^2+b4*(P4)+d4;
F5=a5*(P5)^2+b5*(P5)+d5;
F6=a6*(P6)^2+b6*(P6)+d6;
```

```
F7=a7*(P7)^2+b7*(P7)+d7;
F8=a8*(P8)^2+b8*(P8)+d8;
F9=a9*(P9)^2+b9*(P9)+d9;
F10=a10*(P10)^2+b10*(P10)+d10;
F11=a11*(P11)^2+b11*(P11)+d11;
F12=a12*(P12)^2+b12*(P12)+d12;
F13=a13*(P13)^2+b13*(P13)+d13;
F14=a14*(P14)^2+b14*(P14)+d14;
F15=a15*(P15)^2+b15*(P15)+d15;
F16=a16*(P16)^2+b16*(P16)+d16;
F17=a17*(P17)^2+b17*(P17)+d17;
F18=FCP18;
F19=FCP19;
F20=FCP20;
F21=FCP21;

%insert tabel untuk daya yang dikeluarkan setiap unit Pi
Pi=[P1 P2 P3 P4 P5 P6 P7 P8 P9 P10 P11 P12 P13 P14 P15 P16 P17];
tabel(:,1)=Pi';
disp('Pi')
disp(tabel)

%total harga bahan bakar yang dikeluarkan
Fi=F1+F2+F3+F4+F5+F6+F7+F8+F9+F10+F11+F12+F13+F14+F15+F16+F17+F18+F19+F20+F21;

end
```

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

LAMPIRAN 2: Program Octave Perhitungan *Economic Dispatch*

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

```

clear;
clc;

%Jumlah Unit Sembangkit
%SLTD
N=17;
%Daya TerSasang (KW) setiaS Unit Si
DTP1=600;
DTP2=1200;
DTP3=1200;
DTP4=1200;
DTP5=1200;
DTP6=1200;
DTP7=1200;
DTP8=1200;
DTP9=1200;
DTP10=1520;
DTP11=1520;
DTP12=1520;
DTP13=1520;
DTP14=1520;
DTP15=1520;
DTP16=1520;
DTP17=1520;

%Harga Bahan Bakar Diesel Oil (IDR) Per Liter
PDO=5984.75;
%Menentukan nilai koefisien bahan bakar setiap Unit Pi
    %menggunakan persamaan  $FC_i = aP_i^2 + bP_i + d$ 
    %UNIT P1
    %FC (l/h) @Daya (%)
    FC1100=167;
    FC175=128;
    FC150=90;
    %FCP (IDR/h) @Daya (%)
    FCP1100=FC1100*PDO;
    FCP175=FC175*PDO;
    FCP150=FC150*PDO;

    %Persamaan #1
    %FCP1100= $a*(DTP1)^2+b*DTP1+c$ 

    %Persamaan #2
    %FCP175= $a*(DTP1*0.75)^2+b*DTP1*0.75+c$ 

    %Persamaan #3
    %FCP150= $a*(DTP1*0.50)^2+b*DTP1*0.50+c$ 

    %Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
    %FCP1100*= $a*(DTP1)^2+b*DTP1+c$            x1.5 #1

```

```

%FCP175=a*(DTP1*0.75)^2+b*DTP1*0.75+c    x2    #2

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP1100*=a*(DTP1)^2+b*DTP1+c            x1 #1
%FCP150=a*(DTP1*0.50)^2+b*DTP1*0.50+c    x2 #3
%Eliminasi #4 & #5
a1=(2*FCP1100-4*FCP175+2*FCP150)/(2*(DTP1)^2-
    (4*(0.75*DTP1)^2)+(2*(0.5*DTP1)^2));
d1=((DTP1^2-(2*(0.5*DTP1)^2))*a1)-(FCP1100-2*FCP150);
b1=(FCP1100-((DTP1)^2*a1)-d1)/DTP1;

%UNIT P2
%FC (l/h) @Daya(%)
FC2100=309;
FC275=235;
FC250=165;
%FCP (IDR/h) @Daya(%)
FCP2100=FC2100*PDO;
FCP275=FC275*PDO;
FCP250=FC250*PDO;

%Persamaan #1
%FCP2100=a*(DTP2)^2+b*DTP2+c

%Persamaan #2
%FCP275=a*(DTP2*0.75)^2+b*DTP2*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP250=a*(DTP2*0.50)^2+b*DTP2*0.50+c

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP2100*=a*(DTP2)^2+b*DTP2+c            x1.5 #1
%FCP275=a*(DTP2*0.75)^2+b*DTP2*0.75+c    x2    #2

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP2100*=a*(DTP2)^2+b*DTP2+c            x1 #1
%FCP250=a*(DTP2*0.50)^2+b*DTP2*0.50+c    x2 #3

%Eliminasi #4 & #5
a2=(2*FCP2100-4*FCP275+2*FCP250)/(2*(DTP2)^2-
    (4*(0.75*DTP2)^2)+(2*(0.5*DTP2)^2));
d2=((DTP2^2-(2*(0.5*DTP2)^2))*a2)-(FCP2100-2*FCP250);
b2=(FCP2100-((DTP2)^2*a2)-d2)/DTP2;

%UNIT P3
%FC (l/h) @Daya(%)
FC3100=309;
FC375=235;
FC350=165;

```



```

%FCP(IDR/h) @Daya(%)
FCP3100=FC3100*PDO;
FCP375=FC375*PDO;
FCP350=FC350*PDO;

%Persamaan #1
%FCP3100=a*(DTP3)^2+b*DTP3+c

%Persamaan #2
%FCP375=a*(DTP3*0.75)^2+b*DTP3*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP350=a*(DTP3*0.50)^2+b*DTP3*0.50+c

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP3100*=a*(DTP3)^2+b*DTP3+c      x1.5 #1
%FCP375=a*(DTP3*0.75)^2+b*DTP3*0.75+c  x2 #2

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP3100*=a*(DTP3)^2+b*DTP3+c      x1 #1
%FCP350=a*(DTP3*0.50)^2+b*DTP3*0.50+c  x2 #3

%ELiminasi #4 & #5
a3=(2*FCP3100-4*FCP375+2*FCP350)/(2*(DTP3)^2-
    (4*(0.75*DTP3)^2)+(2*(0.5*DTP3)^2));
d3=((DTP3^2-(2*(0.5*DTP3)^2))*a3)-(FCP3100-2*FCP350);
b3=(FCP3100-((DTP3)^2*a3)-d3)/DTP3;

%UNIT P4
%FC(1/h) @Daya(%)
FC4100=309;
FC475=235;
FC450=165;
%FCP(IDR/h) @Daya(%)
FCP4100=FC4100*PDO;
FCP475=FC475*PDO;
FCP450=FC450*PDO;

%Persamaan #1
%FCP4100=a*(DTP4)^2+b*DTP4+c

%Persamaan #2
%FCP475=a*(DTP4*0.75)^2+b*DTP4*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP450=a*(DTP4*0.50)^2+b*DTP4*0.50+c

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP4100*=a*(DTP4)^2+b*DTP4+c      x1.5 #1

```

```

%FCP475=a*(DTP4*0.75)^2+b*DTP4*0.75+c    x2    #2

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP4100*=a*(DTP4)^2+b*DTP4+c            x1 #1
%FCP450=a*(DTP4*0.50)^2+b*DTP4*0.50+c    x2 #3

%Eliminasi #4 & #5
a4=(2*FCP4100-4*FCP475+2*FCP450)/(2*(DTP4)^2-
    (4*(0.75*DTP4)^2)+(2*(0.5*DTP4)^2));
d4=((DTP4^2-(2*(0.5*DTP4)^2))*a4)-(FCP4100-2*FCP450);
b4=(FCP4100-((DTP4)^2*a4)-d4)/DTP4;

%UNIT P5
%FC (l/h) @Daya(%)
FC5100=308;
FC575=232.5;
FC550=162.3;
%FCP (IDR/h) @Daya(%)
FCP5100=FC5100*PDO;
FCP575=FC575*PDO;
FCP550=FC550*PDO;

%Persamaan #1
%FCP5100=a*(DTP5)^2+b*DTP5+c

%Persamaan #2
%FCP575=a*(DTP5*0.75)^2+b*DTP5*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP550=a*(DTP5*0.50)^2+b*DTP5*0.50+c

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP5100*=a*(DTP5)^2+b*DTP5+c            x1.5 #1
%FCP575=a*(DTP5*0.75)^2+b*DTP5*0.75+c    x2    #2

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP5100*=a*(DTP5)^2+b*DTP5+c            x1 #1
%FCP550=a*(DTP5*0.50)^2+b*DTP5*0.50+c    x2 #3

%Eliminasi #4 & #5
a5=(2*FCP5100-4*FCP575+2*FCP550)/(2*(DTP5)^2-
    (4*(0.75*DTP5)^2)+(2*(0.5*DTP5)^2));
d5=((DTP5^2-(2*(0.5*DTP5)^2))*a5)-(FCP5100-2*FCP550);
b5=(FCP5100-((DTP5)^2*a5)-d5)/DTP5;

%UNIT P6
%FC (l/h) @Daya(%)
FC6100=308;
FC675=232.5

```

```

FC650=162.3;

%FCP (IDR/h) @Daya(%)
FCP6100=FC6100*PDO;
FCP675=FC675*PDO;
FCP650=FC650*PDO;

%Persamaan #1
%FCP6100=a*(DTP6)^2+b*DTP6+c

%Persamaan #2
%FCP675=a*(DTP6*0.75)^2+b*DTP6*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP650=a*(DTP6*0.50)^2+b*DTP6*0.50+c

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP6100*=a*(DTP6)^2+b*DTP6+c      x1.5 #1
%FCP675=a*(DTP6*0.75)^2+b*DTP6*0.75+c  x2 #2

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP6100*=a*(DTP6)^2+b*DTP6+c      x1 #1
%FCP650=a*(DTP6*0.50)^2+b*DTP6*0.50+c  x2 #3
%ELiminasi #4 & #5
a6=(2*FCP6100-4*FCP675+2*FCP650)/(2*(DTP6)^2-
(4*(0.75*DTP6)^2)+(2*(0.5*DTP6)^2));
d6=((DTP6^2-(2*(0.5*DTP6)^2))*a6)-(FCP6100-2*FCP650);
b6=(FCP6100-((DTP6)^2*a6)-d6)/DTP6;

%UNIT P7
%FC (l/h) @Daya(%)
FC7100=308;
FC775=232.5;
FC750=162.3;

%FCP (IDR/h) @Daya(%)
FCP7100=FC7100*PDO;
FCP775=FC775*PDO;
FCP750=FC750*PDO;

%Persamaan #1
%FCP7100=a*(DTP7)^2+b*DTP7+c

%Persamaan #2
%FCP775=a*(DTP7*0.75)^2+b*DTP7*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP750=a*(DTP7*0.50)^2+b*DTP7*0.50+c

```

```

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP7100*=a*(DTP7)^2+b*DTP7+c          x1.5 #1
%FCP775=a*(DTP7*0.75)^2+b*DTP7*0.75+c  x2 #2

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP7100*=a*(DTP7)^2+b*DTP7+c          x1 #1
%FCP750=a*(DTP7*0.50)^2+b*DTP7*0.50+c  x2 #3

%Eliminasi #4 & #5
a7=(2*FCP7100-4*FCP775+2*FCP750)/(2*(DTP7)^2-
(4*(0.75*DTP7)^2)+(2*(0.5*DTP7)^2));
d7=((DTP7^2-(2*(0.5*DTP7)^2))*a7)-(FCP7100-2*FCP750);
b7=(FCP7100-((DTP7)^2*a7)-d7)/DTP7;

%UNIT P8
%FC (l/h) @Daya(%)
FC8100=308;
FC875=232.5;
FC850=162.3;

%FCP (IDR/h) @Daya(%)
FCP8100=FC8100*PDO;
FCP875=FC875*PDO;
FCP850=FC850*PDO;

%Persamaan #1
%FCP8100=a*(DTP8)^2+b*DTP8+c

%Persamaan #2
%FCP875=a*(DTP8*0.75)^2+b*DTP8*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP850=a*(DTP8*0.50)^2+b*DTP8*0.50+c

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP8100*=a*(DTP8)^2+b*DTP8+c          x1.5 #1
%FCP875=a*(DTP8*0.75)^2+b*DTP8*0.75+c  x2 #2

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP8100*=a*(DTP8)^2+b*DTP8+c          x1 #1
%FCP850=a*(DTP8*0.50)^2+b*DTP8*0.50+c  x2 #3

%Eliminasi #4 & #5
a8=(2*FCP8100-4*FCP875+2*FCP850)/(2*(DTP8)^2-
(4*(0.75*DTP8)^2)+(2*(0.5*DTP8)^2));
d8=((DTP8^2-(2*(0.5*DTP8)^2))*a8)-(FCP8100-2*FCP850);
b8=(FCP8100-((DTP8)^2*a8)-d8)/DTP8;

%UNIT P9

```

```

%FC(1/h) @Daya(%)
FC9100=308;
FC975=232.5;
FC950=162.3;

%FCP(IDR/h) @Daya(%)
FCP9100=FC9100*PDO;
FCP975=FC975*PDO;
FCP950=FC950*PDO;

%Persamaan #1
%FCP9100=a*(DTP9)^2+b*DTP9+c

%Persamaan #2
%FCP975=a*(DTP9*0.75)^2+b*DTP9*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP950=a*(DTP9*0.50)^2+b*DTP9*0.50+c

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP9100*=a*(DTP9)^2+b*DTP9+c      x1.5 #1
%FCP975=a*(DTP9*0.75)^2+b*DTP9*0.75+c  x2 #2

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP9100*=a*(DTP9)^2+b*DTP9+c      x1 #1
%FCP950=a*(DTP9*0.50)^2+b*DTP9*0.50+c  x2 #3

%ELiminasi #4 & #5
a9=(2*FCP9100-4*FCP975+2*FCP950)/(2*(DTP9)^2-
(4*(0.75*DTP9)^2)+(2*(0.5*DTP9)^2));
d9=((DTP9^2-(2*(0.5*DTP9)^2))*a9)-(FCP9100-2*FCP950);
b9=(FCP9100-((DTP9)^2*a9)-d9)/DTP9;

%UNIT P10
%FC(1/h) @Daya(%)
FC10100=363;
FC1075=270;
FC1050=190;

%FCP(IDR/h) @Daya(%)
FCP10100=FC10100*PDO;
FCP1075=FC1075*PDO;
FCP1050=FC1050*PDO;

%Persamaan #1
%FCP10100=a*(DTP10)^2+b*DTP10+c

%Persamaan #2

```

```

%FCP1075=a*(DTP10*0.75)^2+b*DTP10*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP1050=a*(DTP10*0.50)^2+b*DTP10*0.50+c

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP10100*=a*(DTP10)^2+b*DTP10+c          x1.5 #1
%FCP1075=a*(DTP10*0.75)^2+b*DTP10*0.75+c  x2   #2

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP10100*=a*(DTP10)^2+b*DTP10+c          x1 #1
%FCP1050=a*(DTP10*0.50)^2+b*DTP10*0.50+c  x2 #3

%Eliminasi #4 & #5
a10=(2*FCP10100-4*FCP1075+2*FCP1050)/(2*(DTP10)^2-
      (4*(0.75*DTP10)^2)+(2*(0.5*DTP10)^2));
d10=((DTP10^2-(2*(0.5*DTP10)^2))*a10)-(FCP10100-2*FCP1050);
b10=(FCP10100-((DTP10)^2*a10)-d10)/DTP10;

%UNIT P11
%FC(l/h) @Daya(%)
FC11100=363;
FC1175=270;
FC1150=190;

%FCP(IDR/h) @Daya(%)
FCP11100=FC11100*PDO;
FCP1175=FC1175*PDO;
FCP1150=FC1150*PDO;

%Persamaan #1
%FCP11100=a*(DTP11)^2+b*DTP11+c

%Persamaan #2
%FCP1175=a*(DTP11*0.75)^2+b*DTP11*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP1150=a*(DTP11*0.50)^2+b*DTP11*0.50+c

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP11100*=a*(DTP11)^2+b*DTP11+c          x1.5 #1
%FCP1175=a*(DTP11*0.75)^2+b*DTP11*0.75+c  x2   #2

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP11100*=a*(DTP11)^2+b*DTP11+c          x1 #1
%FCP1150=a*(DTP11*0.50)^2+b*DTP11*0.50+c  x2 #3
%Eliminasi #4 & #5
a11=(2*FCP11100-4*FCP1175+2*FCP1150)/(2*(DTP11)^2-
      (4*(0.75*DTP11)^2)+(2*(0.5*DTP11)^2));

```

```
d11=((DTP11^2-(2*(0.5*DTP11)^2))*a11)-(FCP11100-2*FCP1150);
b11=(FCP11100-((DTP11)^2*a11)-d11)/DTP11;
```

```
%UNIT P12
%FC(l/h) @Daya(%)
FC12100=363;
FC1275=270;
FC1250=190;
```

```
%FCP(IDR/h) @Daya(%)
FCP12100=FC12100*PDO;
FCP1275=FC1275*PDO;
FCP1250=FC1250*PDO;
```

```
%Persamaan #1
%FCP12100=a*(DTP12)^2+b*DTP12+c
```

```
%Persamaan #2
%FCP1275=a*(DTP12*0.75)^2+b*DTP12*0.75+c
```

```
%Persamaan #3
%FCP1250=a*(DTP12*0.50)^2+b*DTP12*0.50+c
```

```
%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP12100*=a*(DTP12)^2+b*DTP12+c          x1.5 #1
%FCP1275=a*(DTP12*0.75)^2+b*DTP12*0.75+c  x2    #2
```

```
%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP12100*=a*(DTP12)^2+b*DTP12+c          x1 #1
%FCP1250=a*(DTP12*0.50)^2+b*DTP12*0.50+c  x2 #3
```

```
%ELiminasi #4 & #5
a12=(2*FCP12100-4*FCP1275+2*FCP1250)/(2*(DTP12)^2-
      (4*(0.75*DTP12)^2)+(2*(0.5*DTP12)^2));
d12=((DTP12^2-(2*(0.5*DTP12)^2))*a12)-(FCP12100-2*FCP1250);
b12=(FCP12100-((DTP12)^2*a12)-d12)/DTP12;
```

```
%UNIT P13
%FC(l/h) @Daya(%)
FC13100=363;
FC1375=270;
FC1350=190;
```

```
%FCP(IDR/h) @Daya(%)
FCP13100=FC13100*PDO;
FCP1375=FC1375*PDO;
FCP1350=FC1350*PDO;
```

```
%Persamaan #1
```

```

%FCP13100=a*(DTP13)^2+b*DTP13+c

%Persamaan #2
%FCP1375=a*(DTP13*0.75)^2+b*DTP13*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP1350=a*(DTP13*0.50)^2+b*DTP13*0.50+c

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP13100*=a*(DTP13)^2+b*DTP13+c          x1.5 #1
%FCP1375=a*(DTP13*0.75)^2+b*DTP13*0.75+c  x2   #2

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP13100*=a*(DTP13)^2+b*DTP13+c          x1 #1
%FCP1350=a*(DTP13*0.50)^2+b*DTP13*0.50+c x2 #3

%Eliminasi #4 & #5
a13=(2*FCP13100-4*FCP1375+2*FCP1350)/(2*(DTP13)^2-
      (4*(0.75*DTP13)^2)+(2*(0.5*DTP13)^2));
d13=((DTP13^2-(2*(0.5*DTP13)^2))*a13)-(FCP13100-2*FCP1350);
b13=(FCP13100-((DTP13)^2*a13)-d13)/DTP13;

%UNIT P14
%FC (l/h) @Daya(%)
FC14100=363;
FC1475=270;
FC1450=190;

%FCP (IDR/h) @Daya(%)
FCP14100=FC14100*PDO;
FCP1475=FC1475*PDO;
FCP1450=FC1450*PDO;

%Persamaan #1
%FCP14100=a*(DTP14)^2+b*DTP14+c

%Persamaan #2
%FCP1475=a*(DTP14*0.75)^2+b*DTP14*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP1450=a*(DTP14*0.50)^2+b*DTP14*0.50+c

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP14100*=a*(DTP14)^2+b*DTP14+c          x1.5 #1
%FCP1475=a*(DTP14*0.75)^2+b*DTP14*0.75+c x2   #2

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP14100*=a*(DTP14)^2+b*DTP14+c          x1 #1
%FCP1450=a*(DTP14*0.50)^2+b*DTP14*0.50+c x2 #3

```



```

%ELiminasi #4 & #5
a14=(2*FCP14100-4*FCP1475+2*FCP1450)/(2*(DTP14)^2-
      (4*(0.75*DTP14)^2)+(2*(0.5*DTP14)^2));
d14=((DTP14^2-(2*(0.5*DTP14)^2))*a14)-(FCP14100-2*FCP1450);
b14=(FCP14100-((DTP14)^2*a14)-d14)/DTP14;

%UNIT P15
%FC(l/h) @Daya(%)
FC15100=363;
FC1575=270;
FC1550=190;

%FCP(IDR/h) @Daya(%)
FCP15100=FC15100*PDO;
FCP1575=FC1575*PDO;
FCP1550=FC1550*PDO;

%Persamaan #1
%FCP15100=a*(DTP15)^2+b*DTP15+c

%Persamaan #2
%FCP1575=a*(DTP15*0.75)^2+b*DTP15*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP1550=a*(DTP15*0.50)^2+b*DTP15*0.50+c

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP15100*=a*(DTP15)^2+b*DTP15+c          x1.5 #1
%FCP1575=a*(DTP15*0.75)^2+b*DTP15*0.75+c  x2   #2

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP15100*=a*(DTP15)^2+b*DTP15+c          x1 #1
%FCP1550=a*(DTP15*0.50)^2+b*DTP15*0.50+c  x2 #3

%ELiminasi #4 & #5
a15=(2*FCP15100-4*FCP1575+2*FCP1550)/(2*(DTP15)^2-
      (4*(0.75*DTP15)^2)+(2*(0.5*DTP15)^2));
d15=((DTP15^2-(2*(0.5*DTP15)^2))*a15)-(FCP15100-2*FCP1550);
b15=(FCP15100-((DTP15)^2*a15)-d15)/DTP15;

%UNIT P16
%FC(l/h) @Daya(%)
FC16100=363;
FC1675=270;
FC1650=190;

%FCP(IDR/h) @Daya(%)
FCP16100=FC16100*PDO;

```

```

FCP1675=FC1675*PDO;
FCP1650=FC1650*PDO;

%Persamaan #1
%FCP16100=a*(DTP16)^2+b*DTP16+c

%Persamaan #2
%FCP1675=a*(DTP16*0.75)^2+b*DTP16*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP1650=a*(DTP16*0.50)^2+b*DTP16*0.50+c

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP16100*=a*(DTP16)^2+b*DTP16+c          x1.5 #1
%FCP1675=a*(DTP16*0.75)^2+b*DTP16*0.75+c  x2   #2

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP16100*=a*(DTP16)^2+b*DTP16+c          x1 #1
%FCP1650=a*(DTP16*0.50)^2+b*DTP16*0.50+c x2 #3
%ELiminasi #4 & #5
a16=(2*FCP16100-4*FCP1675+2*FCP1650)/(2*(DTP16)^2-
      (4*(0.75*DTP16)^2)+(2*(0.5*DTP16)^2));
d16=((DTP16^2-(2*(0.5*DTP16)^2))*a16)-(FCP16100-2*FCP1650);
b16=(FCP16100-((DTP16)^2*a16)-d16)/DTP16;

%UNIT P17
%FC (l/h) @Daya(%)
FC17100=363;
FC1775=270;
FC1750=190;

%FCP (IDR/h) @Daya(%)
FCP17100=FC17100*PDO;
FCP1775=FC1775*PDO;
FCP1750=FC1750*PDO;

%Persamaan #1
%FCP17100=a*(DTP17)^2+b*DTP17+c

%Persamaan #2
%FCP1775=a*(DTP17*0.75)^2+b*DTP17*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP1750=a*(DTP17*0.50)^2+b*DTP17*0.50+c

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP17100*=a*(DTP17)^2+b*DTP17+c          x1.5 #1
%FCP1775=a*(DTP17*0.75)^2+b*DTP17*0.75+c x2   #2

```

```

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP17100*=a*(DTP17)^2+b*DTP17+c          x1 #1
%FCP1750=a*(DTP17*0.50)^2+b*DTP17*0.50+c  x2 #3

%ELiminasi #4 & #5
a17=(2*FCP17100-4*FCP1775+2*FCP1750)/(2*(DTP17)^2-
      (4*(0.75*DTP17)^2)+(2*(0.5*DTP17)^2));
d17=((DTP17^2-(2*(0.5*DTP17)^2))*a17)-(FCP17100-2*FCP1750);
b17=(FCP17100-((DTP17)^2*a17)-d17)/DTP17;

%MENENTUKAN NILAI Cik (SLOPE), BB (LOWER BOUNDS), AND BA
(UPPER BOUND) SETIAP UNIT Pi
%UNIT P1
%c (Slope)
c11=((a1*(0.75*DTP1)^2+b1*(0.75*DTP1)+d1)-
      (a1*(0.65*DTP1)^2+b1*(0.65*DTP1)+d1))/(0.75*DTP1-
      0.65*DTP1);
c12=((a1*(0.8*DTP1)^2+b1*(0.8*DTP1)+d1)-
      (a1*(0.75*DTP1)^2+b1*(0.75*DTP1)+d1))/(0.8*DTP1-
      0.75*DTP1);
c13=((a1*(0.85*DTP1)^2+b1*(0.85*DTP1)+d1)-
      (a1*(0.8*DTP1)^2+b1*(0.8*DTP1)+d1))/(0.85*DTP1-
      0.8*DTP1);

%BB (Lower Bounds)
BBP11=0;
BBP12=0;
BBP13=0;

%BA (Upper Bounds)
BAP11=(0.75*DTP1-0.65*DTP1);
BAP12=(0.8*DTP1-0.75*DTP1);
BAP13=(0.85*DTP1-0.8*DTP1);

%UNIT P2
%c (Slope)
c21=((a2*(0.75*DTP2)^2+b2*(0.75*DTP2)+d2)-
      (a2*(0.65*DTP2)^2+b2*(0.65*DTP2)+d2))/(0.75*DTP2-
      0.65*DTP2);
c22=((a2*(0.8*DTP2)^2+b2*(0.8*DTP2)+d2)-
      (a2*(0.75*DTP2)^2+b2*(0.75*DTP2)+d2))/(0.8*DTP2-
      0.75*DTP2);
c23=((a2*(0.85*DTP2)^2+b2*(0.85*DTP2)+d2)-
      (a2*(0.8*DTP2)^2+b2*(0.8*DTP2)+d2))/(0.85*DTP2-
      0.8*DTP2);

%BB (Lower Bounds)
BBP21=0;

```

```
BBP22=0;
BBP23=0;
```

```
%BA (Upper Bounds)
```

```
BAP21=(0.75*DTP2-0.65*DTP2);
BAP22=(0.8*DTP2-0.75*DTP2);
BAP23=(0.85*DTP2-0.8*DTP2);
```

```
%UNIT P3
```

```
%c (Slope)
```

```
c31=((a3*(0.75*DTP3)^2+b3*(0.75*DTP3)+d3)-
      (a3*(0.65*DTP3)^2+b3*(0.65*DTP3)+d3))/(0.75*DTP3-
      0.65*DTP3);
c32=((a3*(0.8*DTP3)^2+b3*(0.8*DTP3)+d3)-
      (a3*(0.75*DTP3)^2+b3*(0.75*DTP3)+d3))/(0.8*DTP3-
      0.75*DTP3);
c33=((a3*(0.85*DTP3)^2+b3*(0.85*DTP3)+d3)-
      (a3*(0.8*DTP3)^2+b3*(0.8*DTP3)+d3))/(0.85*DTP3-
      0.8*DTP3);
```

```
%BB (Lower Bounds)
```

```
BBP31=0;
BBP32=0;
BBP33=0;
```

```
%BA (Upper Bounds)
```

```
BAP31=(0.75*DTP3-0.65*DTP3);
BAP32=(0.8*DTP3-0.75*DTP3);
BAP33=(0.85*DTP3-0.8*DTP3);
```

```
%UNIT P4
```

```
%c (Slope)
```

```
c41=((a4*(0.75*DTP4)^2+b4*(0.75*DTP4)+d4)-
      (a4*(0.65*DTP4)^2+b4*(0.65*DTP4)+d4))/(0.75*DTP4-
      0.65*DTP4);
c42=((a4*(0.8*DTP4)^2+b4*(0.8*DTP4)+d4)-
      (a4*(0.75*DTP4)^2+b4*(0.75*DTP4)+d4))/(0.8*DTP4-
      0.75*DTP4);
c43=((a4*(0.85*DTP4)^2+b4*(0.85*DTP4)+d4)-
      (a4*(0.8*DTP4)^2+b4*(0.8*DTP4)+d4))/(0.85*DTP4-
      0.8*DTP4);
```

```
%BB (Lower Bounds)
```

```
BBP41=0;
BBP42=0;
BBP43=0;
```

```
%BA (Upper Bounds)
```

```
BAP41=(0.75*DTP4-0.65*DTP4);
```

```
BAP42=(0.8*DTP4-0.75*DTP4);
BAP43=(0.85*DTP4-0.8*DTP4);
```

```
%UNIT P5
```

```
%c (Slope)
```

```
c51=((a5*(0.75*DTP5)^2+b5*(0.75*DTP5)+d5)-
      (a5*(0.65*DTP5)^2+b5*(0.65*DTP5)+d5))/(0.75*DTP5-
      0.65*DTP5);
c52=((a5*(0.8*DTP5)^2+b5*(0.8*DTP5)+d5)-
      (a5*(0.75*DTP5)^2+b5*(0.75*DTP5)+d5))/(0.8*DTP5-
      0.75*DTP5);
c53=((a5*(0.85*DTP5)^2+b5*(0.85*DTP5)+d5)-
      (a5*(0.8*DTP5)^2+b5*(0.8*DTP5)+d5))/(0.85*DTP5-
      0.8*DTP5);
```

```
%BB (Lower Bounds)
```

```
BBP51=0;
BBP52=0;
BBP53=0;
```

```
%BA (Upper Bounds)
```

```
BAP51=(0.75*DTP5-0.65*DTP5);
BAP52=(0.8*DTP5-0.75*DTP5);
BAP53=(0.85*DTP5-0.8*DTP5);
```

```
%UNIT P6
```

```
%c (Slope)
```

```
c61=((a6*(0.75*DTP6)^2+b6*(0.75*DTP6)+d6)-
      (a6*(0.65*DTP6)^2+b6*(0.65*DTP6)+d6))/(0.75*DTP6-
      0.65*DTP6);
c62=((a6*(0.8*DTP6)^2+b6*(0.8*DTP6)+d6)-
      (a6*(0.75*DTP6)^2+b6*(0.75*DTP6)+d6))/(0.8*DTP6-
      0.75*DTP6);
c63=((a6*(0.85*DTP6)^2+b6*(0.85*DTP6)+d6)-
      (a6*(0.8*DTP6)^2+b6*(0.8*DTP6)+d6))/(0.85*DTP6-
      0.8*DTP6);
```

```
%BB (Lower Bounds)
```

```
BBP61=0;
BBP62=0;
BBP63=0;
```

```
%BA (Upper Bounds)
```

```
BAP61=(0.75*DTP6-0.65*DTP6);
BAP62=(0.8*DTP6-0.75*DTP6);
BAP63=(0.85*DTP6-0.8*DTP6);
```

```
%UNIT P7
```

```
%c (Slope)
```

```

c71= ((a7*(0.75*DTP7)^2+b7*(0.75*DTP7)+d7) -
      (a7*(0.65*DTP7)^2+b7*(0.65*DTP7)+d7)) / (0.75*DTP7-
      0.65*DTP7);
c72= ((a7*(0.8*DTP7)^2+b7*(0.8*DTP7)+d7) -
      (a7*(0.75*DTP7)^2+b7*(0.75*DTP7)+d7)) / (0.8*DTP7-
      0.75*DTP7);
c73= ((a7*(0.85*DTP7)^2+b7*(0.85*DTP7)+d7) -
      (a7*(0.8*DTP7)^2+b7*(0.8*DTP7)+d7)) / (0.85*DTP7-
      0.8*DTP7);

```

```
%BB (Lower Bounds)
```

```
BBP71=0;
```

```
BBP72=0;
```

```
BBP73=0;
```

```
%BA (Upper Bounds)
```

```
BAP71=(0.75*DTP7-0.65*DTP7);
```

```
BAP72=(0.8*DTP7-0.75*DTP7);
```

```
BAP73=(0.85*DTP7-0.8*DTP7);
```

```
%UNIT P8
```

```
%c (Slope)
```

```

c81= ((a8*(0.75*DTP8)^2+b8*(0.75*DTP8)+d8) -
      (a8*(0.65*DTP8)^2+b8*(0.65*DTP8)+d8)) / (0.75*DTP8-
      0.65*DTP8);

```

```

c82= ((a8*(0.8*DTP8)^2+b8*(0.8*DTP8)+d8) -
      (a8*(0.75*DTP8)^2+b8*(0.75*DTP8)+d8)) / (0.8*DTP8-
      0.75*DTP8);

```

```

c83= ((a8*(0.85*DTP8)^2+b8*(0.85*DTP8)+d8) -
      (a8*(0.8*DTP8)^2+b8*(0.8*DTP8)+d8)) / (0.85*DTP8-
      0.8*DTP8);

```

```
%BB (Lower Bounds)
```

```
BBP81=0;
```

```
BBP82=0;
```

```
BBP83=0;
```

```
%BA (Upper Bounds)
```

```
BAP81=(0.75*DTP8-0.65*DTP8);
```

```
BAP82=(0.8*DTP8-0.75*DTP8);
```

```
BAP83=(0.85*DTP8-0.8*DTP8);
```

```
%UNIT P9
```

```
%c (Slope)
```

```

c91= ((a9*(0.75*DTP9)^2+b9*(0.75*DTP9)+d9) -
      (a9*(0.65*DTP9)^2+b9*(0.65*DTP9)+d9)) / (0.75*DTP9-
      0.65*DTP9);

```

```

c92=( (a9*(0.8*DTP9)^2+b9*(0.8*DTP9)+d9) -
      (a9*(0.75*DTP9)^2+b9*(0.75*DTP9)+d9) ) / (0.8*DTP9-
      0.75*DTP9);
c93=( (a9*(0.85*DTP9)^2+b9*(0.85*DTP9)+d9) -
      (a9*(0.8*DTP9)^2+b9*(0.8*DTP9)+d9) ) / (0.85*DTP9-
      0.8*DTP9);

```

```
%BB (Lower Bounds)
```

```

BBP91=0;
BBP92=0;
BBP93=0;

```

```
%BA (Upper Bounds)
```

```

BAP91=(0.75*DTP9-0.65*DTP9);
BAP92=(0.8*DTP9-0.75*DTP9);
BAP93=(0.85*DTP9-0.8*DTP9);

```

```
%MENENTUKAN NILAI Cik (SLOPE)
```

```
%UNIT P10
```

```
%c (Slope)
```

```

c101=( (a10*(0.75*DTP10)^2+b10*(0.75*DTP10)+d10) -
      (a10*(0.65*DTP10)^2+b10*(0.65*DTP10)+d10) ) / (0.75*DTP10-
      0.65*DTP10);
c102=( (a10*(0.8*DTP10)^2+b10*(0.8*DTP10)+d10) -
      (a10*(0.75*DTP10)^2+b10*(0.75*DTP10)+d10) ) / (0.8*DTP10-
      0.75*DTP10);
c103=( (a10*(0.85*DTP10)^2+b10*(0.85*DTP10)+d10) -
      (a10*(0.8*DTP10)^2+b10*(0.8*DTP10)+d10) ) / (0.85*DTP10-
      0.8*DTP10);

```

```
%BB (Lower Bounds)
```

```

BBP101=0;
BBP102=0;
BBP103=0;

```

```
%BA (Upper Bounds)
```

```

BAP101=(0.75*DTP10-0.65*DTP10);
BAP102=(0.8*DTP10-0.75*DTP10);
BAP103=(0.85*DTP10-0.8*DTP10);

```

```
%UNIT P11
```

```
%c (Slope)
```

```

c111=( (a11*(0.75*DTP11)^2+b11*(0.75*DTP11)+d11) -
      (a11*(0.65*DTP11)^2+b11*(0.65*DTP11)+d11) ) / (0.75*DTP11-
      0.65*DTP11);
c112=( (a11*(0.8*DTP11)^2+b11*(0.8*DTP11)+d11) -
      (a11*(0.75*DTP11)^2+b11*(0.75*DTP11)+d11) ) / (0.8*DTP11-
      0.75*DTP11);

```

```

c113=((a11*(0.85*DTP11)^2+b11*(0.85*DTP11)+d11)-
      (a11*(0.8*DTP11)^2+b11*(0.8*DTP11)+d11))/(0.85*DTP11-
      0.8*DTP11);

%BB (Lower Bounds)
BBP111=0;
BBP112=0;
BBP113=0;

%BA (Upper Bounds)
BAP111=(0.75*DTP11-0.65*DTP11);
BAP112=(0.8*DTP11-0.75*DTP11);
BAP113=(0.85*DTP11-0.8*DTP11);

%UNIT P12
%c (Slope)
c121=((a12*(0.75*DTP12)^2+b12*(0.75*DTP12)+d12)-
      (a12*(0.65*DTP12)^2+b12*(0.65*DTP12)+d12))/(0.75*DTP12-
      0.65*DTP12);
c122=((a12*(0.8*DTP12)^2+b12*(0.8*DTP12)+d12)-
      (a12*(0.75*DTP12)^2+b12*(0.75*DTP12)+d12))/(0.8*DTP12-
      0.75*DTP12);
c123=((a12*(0.85*DTP12)^2+b12*(0.85*DTP12)+d12)-
      (a12*(0.8*DTP12)^2+b12*(0.8*DTP12)+d12))/(0.85*DTP12-
      0.8*DTP12);

%BB (Lower Bounds)
BBP121=0;
BBP122=0;
BBP123=0;

%BA (Upper Bounds)
BAP121=(0.75*DTP12-0.65*DTP12);
BAP122=(0.8*DTP12-0.75*DTP12);
BAP123=(0.85*DTP12-0.8*DTP12);

%UNIT P13
%c (Slope)
c131=((a13*(0.75*DTP13)^2+b13*(0.75*DTP13)+d13)-
      (a13*(0.65*DTP13)^2+b13*(0.65*DTP13)+d13))/(0.75*DTP13-
      0.65*DTP13);
c132=((a13*(0.8*DTP13)^2+b13*(0.8*DTP13)+d13)-
      (a13*(0.75*DTP13)^2+b13*(0.75*DTP13)+d13))/(0.8*DTP13-
      0.75*DTP13);
c133=((a13*(0.85*DTP13)^2+b13*(0.85*DTP13)+d13)-
      (a13*(0.8*DTP13)^2+b13*(0.8*DTP13)+d13))/(0.85*DTP13-
      0.8*DTP13);

```


%BB (Lower Bounds)

BBP131=0;

BBP132=0;

BBP133=0;

%BA (Upper Bounds)

BAP131=(0.75*DTP13-0.65*DTP13);

BAP132=(0.8*DTP13-0.75*DTP13);

BAP133=(0.85*DTP13-0.8*DTP13);

%UNIT P14

%c (Slope)

$$c141 = \frac{(a14*(0.75*DTP14)^2 + b14*(0.75*DTP14) + d14) - (a14*(0.65*DTP14)^2 + b14*(0.65*DTP14) + d14)}{(0.75*DTP14 - 0.65*DTP14)};$$

$$c142 = \frac{(a14*(0.8*DTP14)^2 + b14*(0.8*DTP14) + d14) - (a14*(0.75*DTP14)^2 + b14*(0.75*DTP14) + d14)}{(0.8*DTP14 - 0.75*DTP14)};$$

$$c143 = \frac{(a14*(0.85*DTP14)^2 + b14*(0.85*DTP14) + d14) - (a14*(0.8*DTP14)^2 + b14*(0.8*DTP14) + d14)}{(0.85*DTP14 - 0.8*DTP14)};$$

%BB (Lower Bounds)

BBP141=0;

BBP142=0;

BBP143=0;

%BA (Upper Bounds)

BAP141=(0.75*DTP14-0.65*DTP14);

BAP142=(0.8*DTP14-0.75*DTP14);

BAP143=(0.85*DTP14-0.8*DTP14);

%UNIT P15

%c (Slope)

$$c151 = \frac{(a15*(0.75*DTP15)^2 + b15*(0.75*DTP15) + d15) - (a15*(0.65*DTP15)^2 + b15*(0.65*DTP15) + d15)}{(0.75*DTP15 - 0.65*DTP15)};$$

$$c152 = \frac{(a15*(0.8*DTP15)^2 + b15*(0.8*DTP15) + d15) - (a15*(0.75*DTP15)^2 + b15*(0.75*DTP15) + d15)}{(0.8*DTP15 - 0.75*DTP15)};$$

$$c153 = \frac{(a15*(0.85*DTP15)^2 + b15*(0.85*DTP15) + d15) - (a15*(0.8*DTP15)^2 + b15*(0.8*DTP15) + d15)}{(0.85*DTP15 - 0.8*DTP15)};$$

%BB (Lower Bounds)

BBP151=0;

BBP152=0;

BBP153=0;

```

%BA (Upper Bounds)
BAP151=(0.75*DTP15-0.65*DTP15);
BAP152=(0.8*DTP15-0.75*DTP15);
BAP153=(0.85*DTP15-0.8*DTP15);

%UNIT P16
%c (Slope)
c161=((a16*(0.75*DTP16)^2+b16*(0.75*DTP16)+d16)-
      (a16*(0.65*DTP16)^2+b16*(0.65*DTP16)+d16))/(0.75*DTP16-
      0.65*DTP16);
c162=((a16*(0.8*DTP16)^2+b16*(0.8*DTP16)+d16)-
      (a16*(0.75*DTP16)^2+b16*(0.75*DTP16)+d16))/(0.8*DTP16-
      0.75*DTP16);
c163=((a16*(0.85*DTP16)^2+b16*(0.85*DTP16)+d16)-
      (a16*(0.8*DTP16)^2+b16*(0.8*DTP16)+d16))/(0.85*DTP16-
      0.8*DTP16);
%BB (Lower Bounds)
BBP161=0;
BBP162=0;
BBP163=0;

%BA (Upper Bounds)
BAP161=(0.75*DTP16-0.65*DTP16);
BAP162=(0.8*DTP16-0.75*DTP16);
BAP163=(0.85*DTP16-0.8*DTP16);

%UNIT P17
%c (Slope)
c171=((a17*(0.75*DTP17)^2+b17*(0.75*DTP17)+d17)-
      (a17*(0.65*DTP17)^2+b17*(0.65*DTP17)+d17))/(0.75*DTP17-
      0.65*DTP17);
c172=((a17*(0.8*DTP17)^2+b17*(0.8*DTP17)+d17)-
      (a17*(0.75*DTP17)^2+b17*(0.75*DTP17)+d17))/(0.8*DTP17-
      0.75*DTP17);
c173=((a17*(0.85*DTP17)^2+b17*(0.85*DTP17)+d17)-
      (a17*(0.8*DTP17)^2+b17*(0.8*DTP17)+d17))/(0.85*DTP17-
      0.8*DTP17);

%BB (Lower Bounds)
BBP171=0;
BBP172=0;
BBP173=0;

%BA (Upper Bounds)
BAP171=(0.75*DTP17-0.65*DTP17);
BAP172=(0.8*DTP17-0.75*DTP17);
BAP173=(0.85*DTP17-0.8*DTP17);

```

```

%Daya operasi Minimal (KW)@65% setiap Unit Pi
MinOP1=0.65*DTP1;
MinOP2=0.65*DTP2;
MinOP3=0.65*DTP3;
MinOP4=0.65*DTP4;
MinOP5=0.65*DTP5;
MinOP6=0.65*DTP6;
MinOP7=0.65*DTP7;
MinOP8=0.65*DTP8;
MinOP9=0.65*DTP9;
MinOP10=0.65*DTP10;
MinOP11=0.65*DTP11;
MinOP12=0.65*DTP12;
MinOP13=0.65*DTP13;
MinOP14=0.65*DTP14;
MinOP15=0.65*DTP15;
MinOP16=0.65*DTP16;
MinOP17=0.65*DTP17;
for i= input ( ' Kebutuhan Listrik Periode Ke : ' );
    Load=i

s= input ( ' Skenario : ' );
Skenario=s
    if Skenario==1
        DMP18=0;
        DMP19=0;
        DMP20=0;
        DMP21=0;
    end
    if Skenario==2
        DMP18=0.85*7000;
        DMP19=0.85*7000;
        DMP20=0;
        DMP21=0;
    end
    if Skenario==3
        DMP18=0.85*7000;
        DMP19=0.85*7000;
        DMP20=0.85*7000;
        DMP21=0.85*7000;
    End

%Harga biaya total pembangkitan pada 85%
%Unit P18
%SFCEP (IDR/KWh)
SFCEP18=175.16;
%FCP (IDR/h)
FCP18=SFCEP18*DMP18;

%Unit P19
%SFCEP (IDR/KWh)

```

```
SFCP19=175.16;
%FCP (IDR/h)
FCP19=SFCP19*DMP19;
```

```
%Unit P20
%SFCP (IDR/KWh)
SFCP20=175.16;
%FCP (IDR/h)
FCP20=SFCP20*DMP20;
```

```
%Unit P21
%SFCP (IDR/KWh)
SFCP21=175.16;
%FCP (IDR/h)
FCP21=SFCP21*DMP21;
```

```
%Jumlah total Daya Operasi Minimum (KW) Unit Pi
Summingen=MinOP1+MinOP2+MinOP3+MinOP4+MinOP5+MinOP6+MinOP7+MinOP
8+MinOP9+MinOP10+MinOP11+MinOP12+MinOP13+MinOP14+MinOP15+MinOP16
+MinOP17;
```

```
%Nilai S(slope) : Ci1, Ci2, Ci3
%Membangun vektor fungsi objektif.
c=[c11 c12 c13 c21 c22 c23 c31 c32 c33 c41 c42 c43 c51 c52 c53
c61 c62 c63 c71 c72 c73 c81 c82 c83 c91 c92 c93 c101 c102 c103
c111 c112 c113 c121 c122 c123 c131 c132 c133 c141 c142 c143 c151
c152 c153 c161 c162 c163 c171 c172 c173];
```

```
%Bangun matriks Aeq untuk equality constraints.
%Karena hanya ada satu equality constraint, hanya baris atas
%yang memiliki elemen %bukan nol.
%Semua elemen ini adalah "1" karena batasannya adalah jumlah
%variabel = jumlah-%beban generasi minimum
Aeq=zeros(3*N);
Aeq(1,:)=1;
```

```
%Bangun sisi kanan dari equality constraints. Ini akan menjadi
%vektor nol kecuali untuk elemen di baris pertama, yang
%merupakan jumlah beban dari daya minimum.
beq=zeros(3*N,1);
beq(1)=Load-Summingen-DMP18-DMP19-DMP20-DMP21;
```

```
%Bangun batas atas dan bawah pada variabel keputusan
BB=[BBP11 BBP12 BBP13 BBP21 BBP22 BBP23 BBP31 BBP32 BBP33 BBP41
BBP42 BBP43 BBP51 BBP52 BBP53 BBP61 BBP62 BBP63 BBP71 BBP72
BBP73 BBP81 BBP82 BBP83 BBP91 BBP92 BBP93 BBP101 BBP102 BBP103
BBP111 BBP112 BBP113 BBP121 BBP122 BBP123 BBP131 BBP132 BBP133
BBP141 BBP142 BBP143 BBP151 BBP152 BBP153 BBP161 BBP162 BBP163
BBP171 BBP172 BBP173];
```

```

BA=[BAP11 BAP12 BAP13 BAP21 BAP22 BAP23 BAP31 BAP32 BAP33 BAP41
BAP42 BAP43 BAP51 BAP52 BAP53 BAP61 BAP62 BAP63 BAP71 BAP72
BAP73 BAP81 BAP82 BAP83 BAP91 BAP92 BAP93 BAP101 BAP102 BAP103
BAP111 BAP112 BAP113 BAP121 BAP122 BAP123 BAP131 BAP132 BAP133
BAP141 BAP142 BAP143 BAP151 BAP152 BAP153 BAP161 BAP162 BAP163
BAP171 BAP172 BAP173];

```

```
[X]=glpk(c,Aeq,beq,BB,BA);
```

```
%Incremental Power Unit Pi
```

```
%X1=incremental power unit P1, dst.
```

```
X1=X(1)+X(2)+X(3);
```

```
X2=X(4)+X(5)+X(6);
```

```
X3=X(7)+X(8)+X(9);
```

```
X4=X(10)+X(11)+X(12);
```

```
X5=X(13)+X(14)+X(15);
```

```
X6=X(16)+X(17)+X(18);
```

```
X7=X(19)+X(20)+X(21);
```

```
X8=X(22)+X(23)+X(24);
```

```
X9=X(25)+X(26)+X(27);
```

```
X10=X(28)+X(29)+X(30);
```

```
X11=X(31)+X(32)+X(33);
```

```
X12=X(34)+X(35)+X(36);
```

```
X13=X(37)+X(38)+X(39);
```

```
X14=X(40)+X(41)+X(42);
```

```
X15=X(43)+X(44)+X(45);
```

```
X16=X(46)+X(47)+X(48);
```

```
X17=X(49)+X(50)+X(51);
```

```
%Daya total yang dibangkitkan tiap unit Pi
```

```
P1=MinOP1+X1;
```

```
P2=MinOP2+X2;
```

```
P3=MinOP3+X3;
```

```
P4=MinOP4+X4;
```

```
P5=MinOP5+X5;
```

```
P6=MinOP6+X6;
```

```
P7=MinOP7+X7;
```

```
P8=MinOP8+X8;
```

```
P9=MinOP9+X9;
```

```
P10=MinOP10+X10;
```

```
P11=MinOP11+X11;
```

```
P12=MinOP12+X12;
```

```
P13=MinOP13+X13;
```

```
P14=MinOP14+X14;
```

```
P15=MinOP15+X15;
```

```
P16=MinOP16+X16;
```

```
P17=MinOP17+X17;
```

```
P18=DMP18;
```

```
P19=DMP19;
```

```
P20=DMP20;
```

```
P21=DMP21;
```

```
if P1 <=390.1
    P1=390;
end
if P2 <=780.1
    P2=780;
end
if P3 <=780.1
    P3=780;
end
if P4 <=780.1
    P4=780;
end
if P5 <=780.1
    P5=780;
end
if P6 <=780.1
    P6=780;
end
if P7 <=780.1
    P7=780;
end
if P8 <=780.1
    P8=780;
end
if P9 <=780.1
    P9=780;
end
if P10 <=988.1
    P10=988;
end
if P11 <=988.1
    P11=988;
end
if P12 <=988.1
    P12=988;
end
if P13 <=988.1
    P13=988;
end
if P14 <=988.1
    P14=988;
end
if P15 <=988.1
    P15=988;
end
if P16 <=988.1
    P16=988;
end
if P17 <=988.1
    P17=988;
end
```

```

%Harga bahan bakar yang dikeluarkan setiap unit Pi
F1=a1*(P1)^2+b1*(P1)+d1;
F2=a2*(P2)^2+b2*(P2)+d2;
F3=a3*(P3)^2+b3*(P3)+d3;
F4=a4*(P4)^2+b4*(P4)+d4;
F5=a5*(P5)^2+b5*(P5)+d5;
F6=a6*(P6)^2+b6*(P6)+d6;
F7=a7*(P7)^2+b7*(P7)+d7;
F8=a8*(P8)^2+b8*(P8)+d8;
F9=a9*(P9)^2+b9*(P9)+d9;
F10=a10*(P10)^2+b10*(P10)+d10;
F11=a11*(P11)^2+b11*(P11)+d11;
F12=a12*(P12)^2+b12*(P12)+d12;
F13=a13*(P13)^2+b13*(P13)+d13;
F14=a14*(P14)^2+b14*(P14)+d14;
F15=a15*(P15)^2+b15*(P15)+d15;
F16=a16*(P16)^2+b16*(P16)+d16;
F17=a17*(P17)^2+b17*(P17)+d17;
F18=FCP18;
F19=FCP19;
F20=FCP20;
F21=FCP21;

%insert tabel untuk daya yang dikeluarkan setiap unit Pi
Pi=[P1 P2 P3 P4 P5 P6 P7 P8 P9 P10 P11 P12 P13 P14 P15 P16 P17];
tabel(:,1)=Pi';
disp('Pi')
disp(tabel)

% insert tabel untuk tota harga bahan bakar yang dikeluarkan
Fi=F1+F2+F3+F4+F5+F6+F7+F8+F9+F10+F11+F12+F13+F14+F15+F16+F17+F18+F19+F20+F21;

end

```

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

**LAMPIRAN 3: Program Matlab Perhitungan *Unit Commitment*
*Improvement***

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

```

clear;
clc;

for i= input ( ' Kebutuhan Listrik Periode Ke : ' );
    Load=i

s= input ( ' Skenario : ' );
    Skenario=s
        %Daya Terpasang (KW) setiap Unit Pi
        if Skenario==1
            DTP18=0;
            DTP19=0;
            DTP20=0;
            DTP21=0;
            if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=19006
                DTP1=600;
                DTP2=1200;
                DTP3=1200;
                DTP4=1200;
                DTP5=1200;
                DTP6=1200;
                DTP7=1200;
                DTP8=1200;
                DTP9=1200;
                DTP10=1520;
                DTP11=1520;
                DTP12=1520;
                DTP13=1520;
                DTP14=1520;
                DTP15=1520;
                DTP16=1520;
                DTP17=1520;
            end
            if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=18496
                DTP1=0;
                DTP2=1200;
                DTP3=1200;
                DTP4=1200;
                DTP5=1200;
                DTP6=1200;
                DTP7=1200;
                DTP8=1200;
                DTP9=1200;
                DTP10=1520;
                DTP11=1520;
                DTP12=1520;
                DTP13=1520;
                DTP14=1520;
                DTP15=1520;
                DTP16=1520;
            end
        end
    end
end

```

```
DTP17=1520;
end
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=17476
DTP1=0;
DTP2=1200;
DTP3=1200;
DTP4=1200;
DTP5=1200;
DTP6=1200;
DTP7=1200;
DTP8=1200;
DTP9=0;
DTP10=1520;
DTP11=1520;
DTP12=1520;
DTP13=1520;
DTP14=1520;
DTP15=1520;
DTP16=1520;
DTP17=1520;
end
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=16456
DTP1=0;
DTP2=1200;
DTP3=1200;
DTP4=1200;
DTP5=1200;
DTP6=1200;
DTP7=1200;
DTP8=0;
DTP9=0;
DTP10=1520;
DTP11=1520;
DTP12=1520;
DTP13=1520;
DTP14=1520;
DTP15=1520;
DTP16=1520;
DTP17=1520;
end
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=15436
DTP1=0;
DTP2=1200;
DTP3=1200;
DTP4=1200;
DTP5=1200;
DTP6=1200;
DTP7=0;
DTP8=0;
DTP9=0;
DTP10=1520;
```

```
DTP11=1520;
DTP12=1520;
DTP13=1520;
DTP14=1520;
DTP15=1520;
DTP16=1520;
DTP17=1520;
end
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=14416
DTP1=0;
DTP2=1200;
DTP3=1200;
DTP4=1200;
DTP5=1200;
DTP6=0;
DTP7=0;
DTP8=0;
DTP9=0;
DTP10=1520;
DTP11=1520;
DTP12=1520;
DTP13=1520;
DTP14=1520;
DTP15=1520;
DTP16=1520;
DTP17=1520;
end
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=13396
DTP1=0;
DTP2=1200;
DTP3=1200;
DTP4=1200;
DTP5=0;
DTP6=0;
DTP7=0;
DTP8=0;
DTP9=0;
DTP10=1520;
DTP11=1520;
DTP12=1520;
DTP13=1520;
DTP14=1520;
DTP15=1520;
DTP16=1520;
DTP17=1520;
end
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=12376
DTP1=0;
DTP2=1200;
DTP3=1200;
DTP4=0;
```

```
DTP5=0;
DTP6=0;
DTP7=0;
DTP8=0;
DTP9=0;
DTP10=1520;
DTP11=1520;
DTP12=1520;
DTP13=1520;
DTP14=1520;
DTP15=1520;
DTP16=1520;
DTP17=1520;
end
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=11356
    DTP1=0;
    DTP2=1200;
    DTP3=0;
    DTP4=0;
    DTP5=0;
    DTP6=0;
    DTP7=0;
    DTP8=0;
    DTP9=0;
    DTP10=1520;
    DTP11=1520;
    DTP12=1520;
    DTP13=1520;
    DTP14=1520;
    DTP15=1520;
    DTP16=1520;
    DTP17=1520;
end
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=10336
    DTP1=0;
    DTP2=0;
    DTP3=0;
    DTP4=0;
    DTP5=0;
    DTP6=0;
    DTP7=0;
    DTP8=0;
    DTP9=0;
    DTP10=1520;
    DTP11=1520;
    DTP12=1520;
    DTP13=1520;
    DTP14=1520;
    DTP15=1520;
    DTP16=1520;
    DTP17=1520;
```

```
end
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=9044
    DTP1=0;
    DTP2=0;
    DTP3=0;
    DTP4=0;
    DTP5=0;
    DTP6=0;
    DTP7=0;
    DTP8=0;
    DTP9=0;
    DTP10=1520;
    DTP11=1520;
    DTP12=1520;
    DTP13=1520;
    DTP14=1520;
    DTP15=1520;
    DTP16=1520;
    DTP17=0;
end
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=7752
    DTP1=0;
    DTP2=0;
    DTP3=0;
    DTP4=0;
    DTP5=0;
    DTP6=0;
    DTP7=0;
    DTP8=0;
    DTP9=0;
    DTP10=1520;
    DTP11=1520;
    DTP12=1520;
    DTP13=1520;
    DTP14=1520;
    DTP15=1520;
    DTP16=0;
    DTP17=0;
end
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=6460
    DTP1=0;
    DTP2=0;
    DTP3=0;
    DTP4=0;
    DTP5=0;
    DTP6=0;
    DTP7=0;
    DTP8=0;
    DTP9=0;
    DTP10=1520;
    DTP11=1520;
```

```
DTP12=1520;
DTP13=1520;
DTP14=1520;
DTP15=0;
DTP16=0;
DTP17=0;
end
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=5168
DTP1=0;
DTP2=0;
DTP3=0;
DTP4=0;
DTP5=0;
DTP6=0;
DTP7=0;
DTP8=0;
DTP9=0;
DTP10=1520;
DTP11=1520;
DTP12=1520;
DTP13=1520;
DTP14=0;
DTP15=0;
DTP16=0;
DTP17=0;
end
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=3876
DTP1=0;
DTP2=0;
DTP3=0;
DTP4=0;
DTP5=0;
DTP6=0;
DTP7=0;
DTP8=0;
DTP9=0;
DTP10=1520;
DTP11=1520;
DTP12=1520;
DTP13=0;
DTP14=0;
DTP15=0;
DTP16=0;
DTP17=0;
end
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=2584
DTP1=0;
DTP2=0;
DTP3=0;
DTP4=0;
DTP5=0;
```



```
DTP6=0;
DTP7=0;
DTP8=0;
DTP9=0;
DTP10=1520;
DTP11=1520;
DTP12=0;
DTP13=0;
DTP14=0;
DTP15=0;
DTP16=0;
DTP17=0;
end
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=1292
DTP1=0;
DTP2=0;
DTP3=0;
DTP4=0;
DTP5=0;
DTP6=0;
DTP7=0;
DTP8=0;
DTP9=0;
DTP10=1520;
DTP11=0;
DTP12=0;
DTP13=0;
DTP14=0;
DTP15=0;
DTP16=0;
DTP17=0;
end
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=0
DTP1=0;
DTP2=0;
DTP3=0;
DTP4=0;
DTP5=0;
DTP6=0;
DTP7=0;
DTP8=0;
DTP9=0;
DTP10=0;
DTP11=0;
DTP12=0;
DTP13=0;
DTP14=0;
DTP15=0;
DTP16=0;
DTP17=0;
end
```

```
end
if Skenario==2
    DTP18=0.85*7000;
    DTP19=0.85*7000;
    DTP20=0;
    DTP21=0;
    if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=19006
        DTP1=600;
        DTP2=1200;
        DTP3=1200;
        DTP4=1200;
        DTP5=1200;
        DTP6=1200;
        DTP7=1200;
        DTP8=1200;
        DTP9=1200;
        DTP10=1520;
        DTP11=1520;
        DTP12=1520;
        DTP13=1520;
        DTP14=1520;
        DTP15=1520;
        DTP16=1520;
        DTP17=1520;
    end
    if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=18496
        DTP1=0;
        DTP2=1200;
        DTP3=1200;
        DTP4=1200;
        DTP5=1200;
        DTP6=1200;
        DTP7=1200;
        DTP8=1200;
        DTP9=1200;
        DTP10=1520;
        DTP11=1520;
        DTP12=1520;
        DTP13=1520;
        DTP14=1520;
        DTP15=1520;
        DTP16=1520;
        DTP17=1520;
    end
    if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=17476
        DTP1=0;
        DTP2=1200;
        DTP3=1200;
        DTP4=1200;
        DTP5=1200;
```

```
DTP6=1200;
DTP7=1200;
DTP8=1200;
DTP9=0;
DTP10=1520;
DTP11=1520;
DTP12=1520;
DTP13=1520;
DTP14=1520;
DTP15=1520;
DTP16=1520;
DTP17=1520;
end
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=16456
DTP1=0;
DTP2=1200;
DTP3=1200;
DTP4=1200;
DTP5=1200;
DTP6=1200;
DTP7=1200;
DTP8=0;
DTP9=0;
DTP10=1520;
DTP11=1520;
DTP12=1520;
DTP13=1520;
DTP14=1520;
DTP15=1520;
DTP16=1520;
DTP17=1520;
end
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=15436
DTP1=0;
DTP2=1200;
DTP3=1200;
DTP4=1200;
DTP5=1200;
DTP6=1200;
DTP7=0;
DTP8=0;
DTP9=0;
DTP10=1520;
DTP11=1520;
DTP12=1520;
DTP13=1520;
DTP14=1520;
DTP15=1520;
DTP16=1520;
DTP17=1520;
End
```

```
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=14416
    DTP1=0;
    DTP2=1200;
    DTP3=1200;
    DTP4=1200;
    DTP5=1200;
    DTP6=0;
    DTP7=0;
    DTP8=0;
    DTP9=0;
    DTP10=1520;
    DTP11=1520;
    DTP12=1520;
    DTP13=1520;
    DTP14=1520;
    DTP15=1520;
    DTP16=1520;
    DTP17=1520;
end
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=13396
    DTP1=0;
    DTP2=1200;
    DTP3=1200;
    DTP4=1200;
    DTP5=0;
    DTP6=0;
    DTP7=0;
    DTP8=0;
    DTP9=0;
    DTP10=1520;
    DTP11=1520;
    DTP12=1520;
    DTP13=1520;
    DTP14=1520;
    DTP15=1520;
    DTP16=1520;
    DTP17=1520;
end
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=12376
    DTP1=0;
    DTP2=1200;
    DTP3=1200;
    DTP4=0;
    DTP5=0;
    DTP6=0;
    DTP7=0;
    DTP8=0;
    DTP9=0;
    DTP10=1520;
    DTP11=1520;
```

```
DTP12=1520;
DTP13=1520;
DTP14=1520;
DTP15=1520;
DTP16=1520;
DTP17=1520;
end
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=11356
    DTP1=0;
    DTP2=1200;
    DTP3=0;
    DTP4=0;
    DTP5=0;
    DTP6=0;
    DTP7=0;
    DTP8=0;
    DTP9=0;
    DTP10=1520;
    DTP11=1520;
    DTP12=1520;
    DTP13=1520;
    DTP14=1520;
    DTP15=1520;
    DTP16=1520;
    DTP17=1520;
end
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=10336
    DTP1=0;
    DTP2=0;
    DTP3=0;
    DTP4=0;
    DTP5=0;
    DTP6=0;
    DTP7=0;
    DTP8=0;
    DTP9=0;
    DTP10=1520;
    DTP11=1520;
    DTP12=1520;
    DTP13=1520;
    DTP14=1520;
    DTP15=1520;
    DTP16=1520;
    DTP17=1520;
end
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=9044
    DTP1=0;
    DTP2=0;
    DTP3=0;
    DTP4=0;
    DTP5=0;
```

```
DTP6=0;
DTP7=0;
DTP8=0;
DTP9=0;
DTP10=1520;
DTP11=1520;
DTP12=1520;
DTP13=1520;
DTP14=1520;
DTP15=1520;
DTP16=1520;
DTP17=0;
end
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=7752
DTP1=0;
DTP2=0;
DTP3=0;
DTP4=0;
DTP5=0;
DTP6=0;
DTP7=0;
DTP8=0;
DTP9=0;
DTP10=1520;
DTP11=1520;
DTP12=1520;
DTP13=1520;
DTP14=1520;
DTP15=1520;
DTP16=0;
DTP17=0;
end
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=6460
DTP1=0;
DTP2=0;
DTP3=0;
DTP4=0;
DTP5=0;
DTP6=0;
DTP7=0;
DTP8=0;
DTP9=0;
DTP10=1520;
DTP11=1520;
DTP12=1520;
DTP13=1520;
DTP14=1520;
DTP15=0;
DTP16=0;
DTP17=0;
End
```

```
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=5168
    DTP1=0;
    DTP2=0;
    DTP3=0;
    DTP4=0;
    DTP5=0;
    DTP6=0;
    DTP7=0;
    DTP8=0;
    DTP9=0;
    DTP10=1520;
    DTP11=1520;
    DTP12=1520;
    DTP13=1520;
    DTP14=0;
    DTP15=0;
    DTP16=0;
    DTP17=0;
end
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=3876
    DTP1=0;
    DTP2=0;
    DTP3=0;
    DTP4=0;
    DTP5=0;
    DTP6=0;
    DTP7=0;
    DTP8=0;
    DTP9=0;
    DTP10=1520;
    DTP11=1520;
    DTP12=1520;
    DTP13=0;
    DTP14=0;
    DTP15=0;
    DTP16=0;
    DTP17=0;
end
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=2584
    DTP1=0;
    DTP2=0;
    DTP3=0;
    DTP4=0;
    DTP5=0;
    DTP6=0;
    DTP7=0;
    DTP8=0;
    DTP9=0;
    DTP10=1520;
    DTP11=1520;
```

```
DTP12=0;
DTP13=0;
DTP14=0;
DTP15=0;
DTP16=0;
DTP17=0;
end
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=1292
DTP1=0;
DTP2=0;
DTP3=0;
DTP4=0;
DTP5=0;
DTP6=0;
DTP7=0;
DTP8=0;
DTP9=0;
DTP10=1520;
DTP11=0;
DTP12=0;
DTP13=0;
DTP14=0;
DTP15=0;
DTP16=0;
DTP17=0;
end
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=0
DTP1=1;
DTP2=0;
DTP3=0;
DTP4=0;
DTP5=0;
DTP6=0;
DTP7=0;
DTP8=0;
DTP9=0;
DTP10=0;
DTP11=0;
DTP12=0;
DTP13=0;
DTP14=0;
DTP15=0;
DTP16=0;
DTP17=0;
end
end
if Skenario==3
DTP18=0.85*7000;
DTP19=0.85*7000;
DTP20=0.85*7000;
DTP21=0.85*7000;
```



```
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=19006
    DTP1=600;
    DTP2=1200;
    DTP3=1200;
    DTP4=1200;
    DTP5=1200;
    DTP6=1200;
    DTP7=1200;
    DTP8=1200;
    DTP9=1200;
    DTP10=1520;
    DTP11=1520;
    DTP12=1520;
    DTP13=1520;
    DTP14=1520;
    DTP15=1520;
    DTP16=1520;
    DTP17=1520;
end
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=18496
    DTP1=0;
    DTP2=1200;
    DTP3=1200;
    DTP4=1200;
    DTP5=1200;
    DTP6=1200;
    DTP7=1200;
    DTP8=1200;
    DTP9=1200;
    DTP10=1520;
    DTP11=1520;
    DTP12=1520;
    DTP13=1520;
    DTP14=1520;
    DTP15=1520;
    DTP16=1520;
    DTP17=1520;
end
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=17476
    DTP1=0;
    DTP2=1200;
    DTP3=1200;
    DTP4=1200;
    DTP5=1200;
    DTP6=1200;
    DTP7=1200;
    DTP8=1200;
    DTP9=0;
    DTP10=1520;
    DTP11=1520;
```

```
DTP12=1520;
DTP13=1520;
DTP14=1520;
DTP15=1520;
DTP16=1520;
DTP17=1520;
end
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=16456
DTP1=0;
DTP2=1200;
DTP3=1200;
DTP4=1200;
DTP5=1200;
DTP6=1200;
DTP7=1200;
DTP8=0;
DTP9=0;
DTP10=1520;
DTP11=1520;
DTP12=1520;
DTP13=1520;
DTP14=1520;
DTP15=1520;
DTP16=1520;
DTP17=1520;
end
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=15436
DTP1=0;
DTP2=1200;
DTP3=1200;
DTP4=1200;
DTP5=1200;
DTP6=1200;
DTP7=0;
DTP8=0;
DTP9=0;
DTP10=1520;
DTP11=1520;
DTP12=1520;
DTP13=1520;
DTP14=1520;
DTP15=1520;
DTP16=1520;
DTP17=1520;
end
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=14416
DTP1=0;
DTP2=1200;
DTP3=1200;
DTP4=1200;
DTP5=1200;
```

```
DTP6=0;
DTP7=0;
DTP8=0;
DTP9=0;
DTP10=1520;
DTP11=1520;
DTP12=1520;
DTP13=1520;
DTP14=1520;
DTP15=1520;
DTP16=1520;
DTP17=1520;
end
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=13396
DTP1=0;
DTP2=1200;
DTP3=1200;
DTP4=1200;
DTP5=0;
DTP6=0;
DTP7=0;
DTP8=0;
DTP9=0;
DTP10=1520;
DTP11=1520;
DTP12=1520;
DTP13=1520;
DTP14=1520;
DTP15=1520;
DTP16=1520;
DTP17=1520;
end
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=12376
DTP1=0;
DTP2=1200;
DTP3=1200;
DTP4=0;
DTP5=0;
DTP6=0;
DTP7=0;
DTP8=0;
DTP9=0;
DTP10=1520;
DTP11=1520;
DTP12=1520;
DTP13=1520;
DTP14=1520;
DTP15=1520;
DTP16=1520;
DTP17=1520;
End
```

```
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=11356
    DTP1=0;
    DTP2=1200;
    DTP3=0;
    DTP4=0;
    DTP5=0;
    DTP6=0;
    DTP7=0;
    DTP8=0;
    DTP9=0;
    DTP10=1520;
    DTP11=1520;
    DTP12=1520;
    DTP13=1520;
    DTP14=1520;
    DTP15=1520;
    DTP16=1520;
    DTP17=1520;
end
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=10336
    DTP1=0;
    DTP2=0;
    DTP3=0;
    DTP4=0;
    DTP5=0;
    DTP6=0;
    DTP7=0;
    DTP8=0;
    DTP9=0;
    DTP10=1520;
    DTP11=1520;
    DTP12=1520;
    DTP13=1520;
    DTP14=1520;
    DTP15=1520;
    DTP16=1520;
    DTP17=1520;
end
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=9044
    DTP1=0;
    DTP2=0;
    DTP3=0;
    DTP4=0;
    DTP5=0;
    DTP6=0;
    DTP7=0;
    DTP8=0;
    DTP9=0;
    DTP10=1520;
    DTP11=1520;
```

```
DTP12=1520;
DTP13=1520;
DTP14=1520;
DTP15=1520;
DTP16=1520;
DTP17=0;
end
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=7752
DTP1=0;
DTP2=0;
DTP3=0;
DTP4=0;
DTP5=0;
DTP6=0;
DTP7=0;
DTP8=0;
DTP9=0;
DTP10=1520;
DTP11=1520;
DTP12=1520;
DTP13=1520;
DTP14=1520;
DTP15=1520;
DTP16=0;
DTP17=0;
end
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=6460
DTP1=0;
DTP2=0;
DTP3=0;
DTP4=0;
DTP5=0;
DTP6=0;
DTP7=0;
DTP8=0;
DTP9=0;
DTP10=1520;
DTP11=1520;
DTP12=1520;
DTP13=1520;
DTP14=1520;
DTP15=0;
DTP16=0;
DTP17=0;
end
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=5168
DTP1=0;
DTP2=0;
DTP3=0;
DTP4=0;
DTP5=0;
```

```
DTP6=0;
DTP7=0;
DTP8=0;
DTP9=0;
DTP10=1520;
DTP11=1520;
DTP12=1520;
DTP13=1520;
DTP14=0;
DTP15=0;
DTP16=0;
DTP17=0;
end
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=3876
DTP1=0;
DTP2=0;
DTP3=0;
DTP4=0;
DTP5=0;
DTP6=0;
DTP7=0;
DTP8=0;
DTP9=0;
DTP10=1520;
DTP11=1520;
DTP12=1520;
DTP13=0;
DTP14=0;
DTP15=0;
DTP16=0;
DTP17=0;
end
if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=2584
DTP1=0;
DTP2=0;
DTP3=0;
DTP4=0;
DTP5=0;
DTP6=0;
DTP7=0;
DTP8=0;
DTP9=0;
DTP10=1520;
DTP11=1520;
DTP12=0;
DTP13=0;
DTP14=0;
DTP15=0;
DTP16=0;
DTP17=0;
End
```

```

if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=1292
    DTP1=0;
    DTP2=0;
    DTP3=0;
    DTP4=0;
    DTP5=0;
    DTP6=0;
    DTP7=0;
    DTP8=0;
    DTP9=0;
    DTP10=1520;
    DTP11=0;
    DTP12=0;
    DTP13=0;
    DTP14=0;
    DTP15=0;
    DTP16=0;
    DTP17=0;

```

```
end
```

```

if Load-DTP18-DTP19-DTP20-DTP21<=0
    DTP1=1;
    DTP2=0;
    DTP3=0;
    DTP4=0;
    DTP5=0;
    DTP6=0;
    DTP7=0;
    DTP8=0;
    DTP9=0;
    DTP10=0;
    DTP11=0;
    DTP12=0;
    DTP13=0;
    DTP14=0;
    DTP15=0;
    DTP16=0;
    DTP17=0;

```

```
end
```

```
end
```

```
%Harga Bahan Bakar Diesel Oil (IDR) Per Liter
```

```
PDO=5984.75;
```

```
%Menentukan nilai koefisien bahan bakar setiap Unit Pi
```

```
  %menggunakan persamaan  $FC_i = aP_i^2 + bP_i + d$ 
```

```
  %UNIT P1
```

```
  %FC (l/h) @Daya(%)
```

```
  FC1100=167;
```

```
  FC175=128;
```

```
  FC150=90;
```

```

%FCP (IDR/h) @Daya (%)
FCP1100=FC1100*PDO;
FCP175=FC175*PDO;
FCP150=FC150*PDO;

%Persamaan #1
%FCP1100=a*(DTP1)^2+b*DTP1+c

%Persamaan #2
%FCP175=a*(DTP1*0.75)^2+b*DTP1*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP150=a*(DTP1*0.50)^2+b*DTP1*0.50+c

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP1100*=a*(DTP1)^2+b*DTP1+c      x1.5 #1
%FCP175=a*(DTP1*0.75)^2+b*DTP1*0.75+c  x2 #2

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP1100*=a*(DTP1)^2+b*DTP1+c      x1 #1
%FCP150=a*(DTP1*0.50)^2+b*DTP1*0.50+c  x2 #3
%Eliminasi #4 & #5
a1=(2*FCP1100-4*FCP175+2*FCP150)/(2*(DTP1)^2-
      (4*(0.75*DTP1)^2)+(2*(0.5*DTP1)^2));
d1=((DTP1^2-(2*(0.5*DTP1)^2))*a1)-(FCP1100-2*FCP150);
b1=(FCP1100-((DTP1)^2*a1)-d1)/DTP1;

%UNIT P2
%FC (l/h) @Daya (%)
FC2100=309;
FC275=235;
FC250=165;

%FCP (IDR/h) @Daya (%)
FCP2100=FC2100*PDO;
FCP275=FC275*PDO;
FCP250=FC250*PDO;

%Persamaan #1
%FCP2100=a*(DTP2)^2+b*DTP2+c

%Persamaan #2
%FCP275=a*(DTP2*0.75)^2+b*DTP2*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP250=a*(DTP2*0.50)^2+b*DTP2*0.50+c

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4

```



```

%FCP2100*=a*(DTP2)^2+b*DTP2+c      x1.5 #1
%FCP275=a*(DTP2*0.75)^2+b*DTP2*0.75+c  x2 #2

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP2100*=a*(DTP2)^2+b*DTP2+c      x1 #1
%FCP250=a*(DTP2*0.50)^2+b*DTP2*0.50+c  x2 #3

%ELiminasi #4 & #5
a2=(2*FCP2100-4*FCP275+2*FCP250)/(2*(DTP2)^2-
(4*(0.75*DTP2)^2)+(2*(0.5*DTP2)^2));
d2=((DTP2^2-(2*(0.5*DTP2)^2))*a2)-(FCP2100-2*FCP250);
b2=(FCP2100-((DTP2)^2*a2)-d2)/DTP2;

%UNIT P3
%FC(l/h) @Daya(%)
FC3100=309;
FC375=235;
FC350=165;

%FCP(IDR/h) @Daya(%)
FCP3100=FC3100*PDO;
FCP375=FC375*PDO;
FCP350=FC350*PDO;

%Persamaan #1
%FCP3100=a*(DTP3)^2+b*DTP3+c

%Persamaan #2
%FCP375=a*(DTP3*0.75)^2+b*DTP3*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP350=a*(DTP3*0.50)^2+b*DTP3*0.50+c

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP3100*=a*(DTP3)^2+b*DTP3+c      x1.5 #1
%FCP375=a*(DTP3*0.75)^2+b*DTP3*0.75+c  x2 #2

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP3100*=a*(DTP3)^2+b*DTP3+c      x1 #1
%FCP350=a*(DTP3*0.50)^2+b*DTP3*0.50+c  x2 #3

%ELiminasi #4 & #5
a3=(2*FCP3100-4*FCP375+2*FCP350)/(2*(DTP3)^2-
(4*(0.75*DTP3)^2)+(2*(0.5*DTP3)^2));
d3=((DTP3^2-(2*(0.5*DTP3)^2))*a3)-(FCP3100-2*FCP350);
b3=(FCP3100-((DTP3)^2*a3)-d3)/DTP3;

```

```

%UNIT P4
%FC (l/h) @Daya (%)
FC4100=309;
FC475=235;
FC450=165;

%FCP (IDR/h) @Daya (%)
FCP4100=FC4100*PDO;
FCP475=FC475*PDO;
FCP450=FC450*PDO;

%Persamaan #1
%FCP4100=a* (DTP4) ^2+b*DTP4+c

%Persamaan #2
%FCP475=a* (DTP4*0.75) ^2+b*DTP4*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP450=a* (DTP4*0.50) ^2+b*DTP4*0.50+c

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP4100*=a* (DTP4) ^2+b*DTP4+c      x1.5 #1
%FCP475=a* (DTP4*0.75) ^2+b*DTP4*0.75+c      x2 #2

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP4100*=a* (DTP4) ^2+b*DTP4+c      x1 #1
%FCP450=a* (DTP4*0.50) ^2+b*DTP4*0.50+c      x2 #3

%ELiminasi #4 & #5
a4=(2*FCP4100-4*FCP475+2*FCP450) / (2* (DTP4) ^2-
      (4* (0.75*DTP4) ^2) + (2* (0.5*DTP4) ^2) );
d4=( (DTP4^2- (2* (0.5*DTP4) ^2) ) *a4) - (FCP4100-2*FCP450) ;
b4=(FCP4100- ( (DTP4) ^2*a4) -d4) /DTP4;

%UNIT P5
%FC (l/h) @Daya (%)
FC5100=308;
FC575=232.5;
FC550=162.3;

%FCP (IDR/h) @Daya (%)
FCP5100=FC5100*PDO;
FCP575=FC575*PDO;
FCP550=FC550*PDO;

%Persamaan #1
%FCP5100=a* (DTP5) ^2+b*DTP5+c

```

```

%Persamaan #2
%FCP575=a*(DTP5*0.75)^2+b*DTP5*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP550=a*(DTP5*0.50)^2+b*DTP5*0.50+c

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP5100*=a*(DTP5)^2+b*DTP5+c      x1.5 #1
%FCP575=a*(DTP5*0.75)^2+b*DTP5*0.75+c  x2 #2

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP5100*=a*(DTP5)^2+b*DTP5+c      x1 #1
%FCP550=a*(DTP5*0.50)^2+b*DTP5*0.50+c  x2 #3

%ELiminasi #4 & #5
a5=(2*FCP5100-4*FCP575+2*FCP550)/(2*(DTP5)^2-
(4*(0.75*DTP5)^2)+(2*(0.5*DTP5)^2));
d5=((DTP5^2-(2*(0.5*DTP5)^2))*a5)-(FCP5100-2*FCP550);
b5=(FCP5100-((DTP5)^2*a5)-d5)/DTP5;

%UNIT P6
%FC(l/h) @Daya(%)
FC6100=308;
FC675=232.5;
FC650=162.3;

%FCP(IDR/h) @Daya(%)
FCP6100=FC6100*PDO;
FCP675=FC675*PDO;
FCP650=FC650*PDO;

%Persamaan #1
%FCP6100=a*(DTP6)^2+b*DTP6+c

%Persamaan #2
%FCP675=a*(DTP6*0.75)^2+b*DTP6*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP650=a*(DTP6*0.50)^2+b*DTP6*0.50+c

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP6100*=a*(DTP6)^2+b*DTP6+c      x1.5 #1
%FCP675=a*(DTP6*0.75)^2+b*DTP6*0.75+c  x2 #2

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP6100*=a*(DTP6)^2+b*DTP6+c      x1 #1
%FCP650=a*(DTP6*0.50)^2+b*DTP6*0.50+c  x2 #3
%ELiminasi #4 & #5

```

```

a6=(2*FCP6100-4*FCP675+2*FCP650)/(2*(DTP6)^2-
(4*(0.75*DTP6)^2)+(2*(0.5*DTP6)^2));
d6=((DTP6^2-(2*(0.5*DTP6)^2))*a6)-(FCP6100-2*FCP650);
b6=(FCP6100-((DTP6)^2*a6)-d6)/DTP6;

```

```

%UNIT P7
%FC (l/h) @Daya (%)
FC7100=308;
FC775=232.5;
FC750=162.3;

```

```

%FCP (IDR/h) @Daya (%)
FCP7100=FC7100*PDO;
FCP775=FC775*PDO;
FCP750=FC750*PDO;

```

```

%Persamaan #1
%FCP7100=a*(DTP7)^2+b*DTP7+c

```

```

%Persamaan #2
%FCP775=a*(DTP7*0.75)^2+b*DTP7*0.75+c

```

```

%Persamaan #3
%FCP750=a*(DTP7*0.50)^2+b*DTP7*0.50+c

```

```

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP7100*=a*(DTP7)^2+b*DTP7+c          x1.5 #1
%FCP775=a*(DTP7*0.75)^2+b*DTP7*0.75+c  x2 #2

```

```

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP7100*=a*(DTP7)^2+b*DTP7+c          x1 #1
%FCP750=a*(DTP7*0.50)^2+b*DTP7*0.50+c  x2 #3

```

```

%ELiminasi #4 & #5
a7=(2*FCP7100-4*FCP775+2*FCP750)/(2*(DTP7)^2-
(4*(0.75*DTP7)^2)+(2*(0.5*DTP7)^2));
d7=((DTP7^2-(2*(0.5*DTP7)^2))*a7)-(FCP7100-2*FCP750);
b7=(FCP7100-((DTP7)^2*a7)-d7)/DTP7;

```

```

%UNIT P8
%FC (l/h) @Daya (%)
FC8100=308;
FC875=232.5;
FC850=162.3;

```

```

%FCP (IDR/h) @Daya (%)
FCP8100=FC8100*PDO;
FCP875=FC875*PDO;
FCP850=FC850*PDO;

```

```

%Persamaan #1
%FCP8100=a*(DTP8)^2+b*DTP8+c

%Persamaan #2
%FCP875=a*(DTP8*0.75)^2+b*DTP8*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP850=a*(DTP8*0.50)^2+b*DTP8*0.50+c

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP8100*=a*(DTP8)^2+b*DTP8+c      x1.5 #1
%FCP875=a*(DTP8*0.75)^2+b*DTP8*0.75+c  x2 #2

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP8100*=a*(DTP8)^2+b*DTP8+c      x1 #1
%FCP850=a*(DTP8*0.50)^2+b*DTP8*0.50+c  x2 #3

%ELiminasi #4 & #5
a8=(2*FCP8100-4*FCP875+2*FCP850)/(2*(DTP8)^2-
    (4*(0.75*DTP8)^2)+(2*(0.5*DTP8)^2));
d8=((DTP8^2-(2*(0.5*DTP8)^2))*a8)-(FCP8100-2*FCP850);
b8=(FCP8100-((DTP8)^2*a8)-d8)/DTP8;

%UNIT P9
%FC(l/h) @Daya(%)
FC9100=308;
FC975=232.5;
FC950=162.3;

%FCP(IDR/h) @Daya(%)
FCP9100=FC9100*PDO;
FCP975=FC975*PDO;
FCP950=FC950*PDO;

%Persamaan #1
%FCP9100=a*(DTP9)^2+b*DTP9+c

%Persamaan #2
%FCP975=a*(DTP9*0.75)^2+b*DTP9*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP950=a*(DTP9*0.50)^2+b*DTP9*0.50+c

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP9100*=a*(DTP9)^2+b*DTP9+c      x1.5 #1
%FCP975=a*(DTP9*0.75)^2+b*DTP9*0.75+c  x2 #2

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5

```

```

%FCP9100*=a*(DTP9)^2+b*DTP9+c          x1 #1
%FCP950=a*(DTP9*0.50)^2+b*DTP9*0.50+c  x2 #3

%ELiminasi #4 & #5
a9=(2*FCP9100-4*FCP975+2*FCP950)/(2*(DTP9)^2-
    (4*(0.75*DTP9)^2)+(2*(0.5*DTP9)^2));
d9=((DTP9^2-(2*(0.5*DTP9)^2))*a9)-(FCP9100-2*FCP950);
b9=(FCP9100-((DTP9)^2*a9)-d9)/DTP9;

%UNIT P10
%FC(l/h) @Daya(%)
FC10100=363;
FC1075=270;
FC1050=190;

%FCP(IDR/h) @Daya(%)
FCP10100=FC10100*PDO;
FCP1075=FC1075*PDO;
FCP1050=FC1050*PDO;

%Persamaan #1
%FCP10100=a*(DTP10)^2+b*DTP10+c

%Persamaan #2
%FCP1075=a*(DTP10*0.75)^2+b*DTP10*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP1050=a*(DTP10*0.50)^2+b*DTP10*0.50+c

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP10100*=a*(DTP10)^2+b*DTP10+c          x1.5 #1
%FCP1075=a*(DTP10*0.75)^2+b*DTP10*0.75+c  x2 #2

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP10100*=a*(DTP10)^2+b*DTP10+c          x1 #1
%FCP1050=a*(DTP10*0.50)^2+b*DTP10*0.50+c  x2 #3

%ELiminasi #4 & #5
a10=(2*FCP10100-4*FCP1075+2*FCP1050)/(2*(DTP10)^2-
    (4*(0.75*DTP10)^2)+(2*(0.5*DTP10)^2));
d10=((DTP10^2-(2*(0.5*DTP10)^2))*a10)-(FCP10100-2*FCP1050);
b10=(FCP10100-((DTP10)^2*a10)-d10)/DTP10;

%UNIT P11
%FC(l/h) @Daya(%)
FC11100=363;
FC1175=270;
FC1150=190;

```

```

%FCP (IDR/h) @Daya (%)
FCP11100=FC11100*PDO;
FCP11175=FC11175*PDO;
FCP11150=FC11150*PDO;

%Persamaan #1
%FCP11100=a*(DTP11)^2+b*DTP11+c

%Persamaan #2
%FCP11175=a*(DTP11*0.75)^2+b*DTP11*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP11150=a*(DTP11*0.50)^2+b*DTP11*0.50+c

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP11100*=a*(DTP11)^2+b*DTP11+c          x1.5 #1
%FCP11175*=a*(DTP11*0.75)^2+b*DTP11*0.75+c  x2 #2

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP11100*=a*(DTP11)^2+b*DTP11+c          x1 #1
%FCP11150*=a*(DTP11*0.50)^2+b*DTP11*0.50+c  x2 #3
%ELiminasi #4 & #5
a11=(2*FCP11100-4*FCP11175+2*FCP11150)/(2*(DTP11)^2-
      (4*(0.75*DTP11)^2)+(2*(0.5*DTP11)^2));
d11=((DTP11^2-(2*(0.5*DTP11)^2))*a11)-(FCP11100-2*FCP11150);
b11=(FCP11100-((DTP11)^2*a11)-d11)/DTP11;

%UNIT P12
%FC (l/h) @Daya (%)
FC12100=363;
FC1275=270;
FC1250=190;

%FCP (IDR/h) @Daya (%)
FCP12100=FC12100*PDO;
FCP1275=FC1275*PDO;
FCP1250=FC1250*PDO;

%Persamaan #1
%FCP12100=a*(DTP12)^2+b*DTP12+c

%Persamaan #2
%FCP1275=a*(DTP12*0.75)^2+b*DTP12*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP1250=a*(DTP12*0.50)^2+b*DTP12*0.50+c

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP12100*=a*(DTP12)^2+b*DTP12+c          x1.5 #1

```

```

%FCP1275=a*(DTP12*0.75)^2+b*DTP12*0.75+c    x2    #2

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP12100*=a*(DTP12)^2+b*DTP12+c            x1 #1
%FCP1250=a*(DTP12*0.50)^2+b*DTP12*0.50+c    x2 #3

%Eliminasi #4 & #5
a12=(2*FCP12100-4*FCP1275+2*FCP1250)/(2*(DTP12)^2-
      (4*(0.75*DTP12)^2)+(2*(0.5*DTP12)^2));
d12=((DTP12^2-(2*(0.5*DTP12)^2))*a12)-(FCP12100-2*FCP1250);
b12=(FCP12100-((DTP12)^2*a12)-d12)/DTP12;

%UNIT P13
%FC(l/h) @Daya(%)
FC13100=363;
FC1375=270;
FC1350=190;

%FCP(IDR/h) @Daya(%)
FCP13100=FC13100*PDO;
FCP1375=FC1375*PDO;
FCP1350=FC1350*PDO;

%Persamaan #1
%FCP13100=a*(DTP13)^2+b*DTP13+c

%Persamaan #2
%FCP1375=a*(DTP13*0.75)^2+b*DTP13*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP1350=a*(DTP13*0.50)^2+b*DTP13*0.50+c

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP13100*=a*(DTP13)^2+b*DTP13+c            x1.5 #1
%FCP1375=a*(DTP13*0.75)^2+b*DTP13*0.75+c    x2    #2

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP13100*=a*(DTP13)^2+b*DTP13+c            x1 #1
%FCP1350=a*(DTP13*0.50)^2+b*DTP13*0.50+c    x2 #3

%Eliminasi #4 & #5
a13=(2*FCP13100-4*FCP1375+2*FCP1350)/(2*(DTP13)^2-
      (4*(0.75*DTP13)^2)+(2*(0.5*DTP13)^2));
d13=((DTP13^2-(2*(0.5*DTP13)^2))*a13)-(FCP13100-2*FCP1350);
b13=(FCP13100-((DTP13)^2*a13)-d13)/DTP13;

```



```

%UNIT P14
%FC(l/h) @Daya(%)
FC14100=363;
FC1475=270;
FC1450=190;

%FCP(IDR/h) @Daya(%)
FCP14100=FC14100*PDO;
FCP1475=FC1475*PDO;
FCP1450=FC1450*PDO;

%Persamaan #1
%FCP14100=a*(DTP14)^2+b*DTP14+c

%Persamaan #2
%FCP1475=a*(DTP14*0.75)^2+b*DTP14*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP1450=a*(DTP14*0.50)^2+b*DTP14*0.50+c

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP14100*=a*(DTP14)^2+b*DTP14+c          x1.5 #1
%FCP1475=a*(DTP14*0.75)^2+b*DTP14*0.75+c  x2   #2

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP14100*=a*(DTP14)^2+b*DTP14+c          x1 #1
%FCP1450=a*(DTP14*0.50)^2+b*DTP14*0.50+c  x2 #3

%ELiminasi #4 & #5
a14=(2*FCP14100-4*FCP1475+2*FCP1450)/(2*(DTP14)^2-
      (4*(0.75*DTP14)^2)+(2*(0.5*DTP14)^2));
d14=((DTP14^2-(2*(0.5*DTP14)^2))*a14)-(FCP14100-2*FCP1450);
b14=(FCP14100-((DTP14)^2*a14)-d14)/DTP14;

%UNIT P15
%FC(l/h) @Daya(%)
FC15100=363;
FC1575=270;
FC1550=190;

%FCP(IDR/h) @Daya(%)
FCP15100=FC15100*PDO;
FCP1575=FC1575*PDO;
FCP1550=FC1550*PDO;

%Persamaan #1
%FCP15100=a*(DTP15)^2+b*DTP15+c

```

```

%Persamaan #2
%FCP1575=a*(DTP15*0.75)^2+b*DTP15*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP1550=a*(DTP15*0.50)^2+b*DTP15*0.50+c

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP15100*=a*(DTP15)^2+b*DTP15+c          x1.5 #1
%FCP1575=a*(DTP15*0.75)^2+b*DTP15*0.75+c  x2    #2

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP15100*=a*(DTP15)^2+b*DTP15+c          x1 #1
%FCP1550=a*(DTP15*0.50)^2+b*DTP15*0.50+c  x2 #3

%Eliminasi #4 & #5
a15=(2*FCP15100-4*FCP1575+2*FCP1550)/(2*(DTP15)^2-
      (4*(0.75*DTP15)^2)+(2*(0.5*DTP15)^2));
d15=((DTP15^2-(2*(0.5*DTP15)^2))*a15)-(FCP15100-2*FCP1550);
b15=(FCP15100-((DTP15)^2*a15)-d15)/DTP15;

%UNIT P16
%FC (l/h) @Daya(%)
FC16100=363;
FC1675=270;
FC1650=190;

%FCP (IDR/h) @Daya(%)
FCP16100=FC16100*PDO;
FCP1675=FC1675*PDO;
FCP1650=FC1650*PDO;

%Persamaan #1
%FCP16100=a*(DTP16)^2+b*DTP16+c

%Persamaan #2
%FCP1675=a*(DTP16*0.75)^2+b*DTP16*0.75+c

%Persamaan #3
%FCP1650=a*(DTP16*0.50)^2+b*DTP16*0.50+c

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP16100*=a*(DTP16)^2+b*DTP16+c          x1.5 #1
%FCP1675=a*(DTP16*0.75)^2+b*DTP16*0.75+c  x2    #2

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP16100*=a*(DTP16)^2+b*DTP16+c          x1 #1
%FCP1650=a*(DTP16*0.50)^2+b*DTP16*0.50+c  x2 #3
%Eliminasi #4 & #5

```

```

a16=(2*FCP16100-4*FCP1675+2*FCP1650)/(2*(DTP16)^2-
      (4*(0.75*DTP16)^2)+(2*(0.5*DTP16)^2));
d16=((DTP16^2-(2*(0.5*DTP16)^2))*a16)-(FCP16100-2*FCP1650);
b16=(FCP16100-((DTP16)^2*a16)-d16)/DTP16;

```

```

%UNIT P17
%FC(l/h) @Daya(%)
FC17100=363;
FC1775=270;
FC1750=190;

```

```

%FCP(IDR/h) @Daya(%)
FCP17100=FC17100*PDO;
FCP1775=FC1775*PDO;
FCP1750=FC1750*PDO;

```

```

%Persamaan #1
%FCP17100=a*(DTP17)^2+b*DTP17+c

```

```

%Persamaan #2
%FCP1775=a*(DTP17*0.75)^2+b*DTP17*0.75+c

```

```

%Persamaan #3
%FCP1750=a*(DTP17*0.50)^2+b*DTP17*0.50+c

```

```

%Eliminasi #1 & #2 creat Persamaan #4
%FCP17100*=a*(DTP17)^2+b*DTP17+c          x1.5 #1
%FCP1775=a*(DTP17*0.75)^2+b*DTP17*0.75+c  x2   #2

```

```

%Eliminasi #1 & #3 creat Persamaan #5
%FCP17100*=a*(DTP17)^2+b*DTP17+c          x1 #1
%FCP1750=a*(DTP17*0.50)^2+b*DTP17*0.50+c  x2 #3

```

```

%ELiminasi #4 & #5
a17=(2*FCP17100-4*FCP1775+2*FCP1750)/(2*(DTP17)^2-
      (4*(0.75*DTP17)^2)+(2*(0.5*DTP17)^2));
d17=((DTP17^2-(2*(0.5*DTP17)^2))*a17)-(FCP17100-2*FCP1750);
b17=(FCP17100-((DTP17)^2*a17)-d17)/DTP17;

```

```

%MENENTUKAN NILAI Cik (SLOPE), BB (LOWER BOUNDS), AND BA
(UPPER BOUND) SETIAP UNIT Pi

```

```

%UNIT P1
%c (Slope)
c11=((a1*(0.75*DTP1)^2+b1*(0.75*DTP1)+d1)-
      (a1*(0.65*DTP1)^2+b1*(0.65*DTP1)+d1))/(0.75*DTP1-
      0.65*DTP1);
c12=((a1*(0.8*DTP1)^2+b1*(0.8*DTP1)+d1)-
      (a1*(0.75*DTP1)^2+b1*(0.75*DTP1)+d1))/(0.8*DTP1-
      0.75*DTP1);

```

```
c13=((a1*(0.85*DTP1)^2+b1*(0.85*DTP1)+d1)-
      (a1*(0.8*DTP1)^2+b1*(0.8*DTP1)+d1))/(0.85*DTP1-
      0.8*DTP1);
```

```
%BB (Lower Bounds)
```

```
BBP11=0;
```

```
BBP12=0;
```

```
BBP13=0;
```

```
%BA (Upper Bounds)
```

```
BAP11=(0.75*DTP1-0.65*DTP1);
```

```
BAP12=(0.8*DTP1-0.75*DTP1);
```

```
BAP13=(0.85*DTP1-0.8*DTP1);
```

```
%UNIT P2
```

```
%c (Slope)
```

```
c21=((a2*(0.75*DTP2)^2+b2*(0.75*DTP2)+d2)-
      (a2*(0.65*DTP2)^2+b2*(0.65*DTP2)+d2))/(0.75*DTP2-
      0.65*DTP2);
```

```
c22=((a2*(0.8*DTP2)^2+b2*(0.8*DTP2)+d2)-
      (a2*(0.75*DTP2)^2+b2*(0.75*DTP2)+d2))/(0.8*DTP2-
      0.75*DTP2);
```

```
c23=((a2*(0.85*DTP2)^2+b2*(0.85*DTP2)+d2)-
      (a2*(0.8*DTP2)^2+b2*(0.8*DTP2)+d2))/(0.85*DTP2-
      0.8*DTP2);
```

```
%BB (Lower Bounds)
```

```
BBP21=0;
```

```
BBP22=0;
```

```
BBP23=0;
```

```
%BA (Upper Bounds)
```

```
BAP21=(0.75*DTP2-0.65*DTP2);
```

```
BAP22=(0.8*DTP2-0.75*DTP2);
```

```
BAP23=(0.85*DTP2-0.8*DTP2);
```

```
%UNIT P3
```

```
%c (Slope)
```

```
c31=((a3*(0.75*DTP3)^2+b3*(0.75*DTP3)+d3)-
      (a3*(0.65*DTP3)^2+b3*(0.65*DTP3)+d3))/(0.75*DTP3-
      0.65*DTP3);
```

```
c32=((a3*(0.8*DTP3)^2+b3*(0.8*DTP3)+d3)-
      (a3*(0.75*DTP3)^2+b3*(0.75*DTP3)+d3))/(0.8*DTP3-
      0.75*DTP3);
```

```
c33=((a3*(0.85*DTP3)^2+b3*(0.85*DTP3)+d3)-
      (a3*(0.8*DTP3)^2+b3*(0.8*DTP3)+d3))/(0.85*DTP3-
      0.8*DTP3);
```

%BB (Lower Bounds)

BBP31=0;

BBP32=0;

BBP33=0;

%BA (Upper Bounds)

BAP31=(0.75*DTP3-0.65*DTP3);

BAP32=(0.8*DTP3-0.75*DTP3);

BAP33=(0.85*DTP3-0.8*DTP3);

%UNIT P4

%c (Slope)

$$c41 = \frac{(a4 * (0.75 * DTP4)^2 + b4 * (0.75 * DTP4) + d4) - (a4 * (0.65 * DTP4)^2 + b4 * (0.65 * DTP4) + d4)}{(0.75 * DTP4 - 0.65 * DTP4)};$$

$$c42 = \frac{(a4 * (0.8 * DTP4)^2 + b4 * (0.8 * DTP4) + d4) - (a4 * (0.75 * DTP4)^2 + b4 * (0.75 * DTP4) + d4)}{(0.8 * DTP4 - 0.75 * DTP4)};$$

$$c43 = \frac{(a4 * (0.85 * DTP4)^2 + b4 * (0.85 * DTP4) + d4) - (a4 * (0.8 * DTP4)^2 + b4 * (0.8 * DTP4) + d4)}{(0.85 * DTP4 - 0.8 * DTP4)};$$

%BB (Lower Bounds)

BBP41=0;

BBP42=0;

BBP43=0;

%BA (Upper Bounds)

BAP41=(0.75*DTP4-0.65*DTP4);

BAP42=(0.8*DTP4-0.75*DTP4);

BAP43=(0.85*DTP4-0.8*DTP4);

%UNIT P5

%c (Slope)

$$c51 = \frac{(a5 * (0.75 * DTP5)^2 + b5 * (0.75 * DTP5) + d5) - (a5 * (0.65 * DTP5)^2 + b5 * (0.65 * DTP5) + d5)}{(0.75 * DTP5 - 0.65 * DTP5)};$$

$$c52 = \frac{(a5 * (0.8 * DTP5)^2 + b5 * (0.8 * DTP5) + d5) - (a5 * (0.75 * DTP5)^2 + b5 * (0.75 * DTP5) + d5)}{(0.8 * DTP5 - 0.75 * DTP5)};$$

$$c53 = \frac{(a5 * (0.85 * DTP5)^2 + b5 * (0.85 * DTP5) + d5) - (a5 * (0.8 * DTP5)^2 + b5 * (0.8 * DTP5) + d5)}{(0.85 * DTP5 - 0.8 * DTP5)};$$

%BB (Lower Bounds)

BBP51=0;

BBP52=0;

BBP53=0;

%BA (Upper Bounds)

BAP51=(0.75*DTP5-0.65*DTP5);

BAP52=(0.8*DTP5-0.75*DTP5);

BAP53=(0.85*DTP5-0.8*DTP5);

%UNIT P6**%c (Slope)**

c61=((a6*(0.75*DTP6)^2+b6*(0.75*DTP6)+d6)-
(a6*(0.65*DTP6)^2+b6*(0.65*DTP6)+d6))/(0.75*DTP6-
0.65*DTP6);

c62=((a6*(0.8*DTP6)^2+b6*(0.8*DTP6)+d6)-
(a6*(0.75*DTP6)^2+b6*(0.75*DTP6)+d6))/(0.8*DTP6-
0.75*DTP6);

c63=((a6*(0.85*DTP6)^2+b6*(0.85*DTP6)+d6)-
(a6*(0.8*DTP6)^2+b6*(0.8*DTP6)+d6))/(0.85*DTP6-
0.8*DTP6);

%BB (Lower Bounds)

BBP61=0;

BBP62=0;

BBP63=0;

%BA (Upper Bounds)

BAP61=(0.75*DTP6-0.65*DTP6);

BAP62=(0.8*DTP6-0.75*DTP6);

BAP63=(0.85*DTP6-0.8*DTP6);

%UNIT P7**%c (Slope)**

c71=((a7*(0.75*DTP7)^2+b7*(0.75*DTP7)+d7)-
(a7*(0.65*DTP7)^2+b7*(0.65*DTP7)+d7))/(0.75*DTP7-
0.65*DTP7);

c72=((a7*(0.8*DTP7)^2+b7*(0.8*DTP7)+d7)-
(a7*(0.75*DTP7)^2+b7*(0.75*DTP7)+d7))/(0.8*DTP7-
0.75*DTP7);

c73=((a7*(0.85*DTP7)^2+b7*(0.85*DTP7)+d7)-
(a7*(0.8*DTP7)^2+b7*(0.8*DTP7)+d7))/(0.85*DTP7-
0.8*DTP7);

%BB (Lower Bounds)

BBP71=0;

BBP72=0;

BBP73=0;

%BA (Upper Bounds)

BAP71=(0.75*DTP7-0.65*DTP7);

BAP72=(0.8*DTP7-0.75*DTP7);

BAP73=(0.85*DTP7-0.8*DTP7);

```

%UNIT P8
%c (Slope)
c81=( (a8*(0.75*DTP8)^2+b8*(0.75*DTP8)+d8) -
      (a8*(0.65*DTP8)^2+b8*(0.65*DTP8)+d8) ) / (0.75*DTP8-
      0.65*DTP8);
c82=( (a8*(0.8*DTP8)^2+b8*(0.8*DTP8)+d8) -
      (a8*(0.75*DTP8)^2+b8*(0.75*DTP8)+d8) ) / (0.8*DTP8-
      0.75*DTP8);
c83=( (a8*(0.85*DTP8)^2+b8*(0.85*DTP8)+d8) -
      (a8*(0.8*DTP8)^2+b8*(0.8*DTP8)+d8) ) / (0.85*DTP8-
      0.8*DTP8);

%BB (Lower Bounds)
BBP81=0;
BBP82=0;
BBP83=0;

%BA (Upper Bounds)
BAP81=(0.75*DTP8-0.65*DTP8);
BAP82=(0.8*DTP8-0.75*DTP8);
BAP83=(0.85*DTP8-0.8*DTP8);

%UNIT P9
%c (Slope)
c91=( (a9*(0.75*DTP9)^2+b9*(0.75*DTP9)+d9) -
      (a9*(0.65*DTP9)^2+b9*(0.65*DTP9)+d9) ) / (0.75*DTP9-
      0.65*DTP9);
c92=( (a9*(0.8*DTP9)^2+b9*(0.8*DTP9)+d9) -
      (a9*(0.75*DTP9)^2+b9*(0.75*DTP9)+d9) ) / (0.8*DTP9-
      0.75*DTP9);
c93=( (a9*(0.85*DTP9)^2+b9*(0.85*DTP9)+d9) -
      (a9*(0.8*DTP9)^2+b9*(0.8*DTP9)+d9) ) / (0.85*DTP9-
      0.8*DTP9);

%BB (Lower Bounds)
BBP91=0;
BBP92=0;
BBP93=0;

%BA (Upper Bounds)
BAP91=(0.75*DTP9-0.65*DTP9);
BAP92=(0.8*DTP9-0.75*DTP9);
BAP93=(0.85*DTP9-0.8*DTP9);

%MENENTUKAN NILAI Cik (SLOPE)
%UNIT P10
%c (Slope)
c101=( (a10*(0.75*DTP10)^2+b10*(0.75*DTP10)+d10) -
      (a10*(0.65*DTP10)^2+b10*(0.65*DTP10)+d10) ) / (0.75*DTP10-
      0.65*DTP10);

```

```
c102=((a10*(0.8*DTP10)^2+b10*(0.8*DTP10)+d10)-
      (a10*(0.75*DTP10)^2+b10*(0.75*DTP10)+d10))/(0.8*DTP10-
      0.75*DTP10);
```

```
c103=((a10*(0.85*DTP10)^2+b10*(0.85*DTP10)+d10)-
      (a10*(0.8*DTP10)^2+b10*(0.8*DTP10)+d10))/(0.85*DTP10-
      0.8*DTP10);
```

```
%BB (Lower Bounds)
```

```
BBP101=0;
```

```
BBP102=0;
```

```
BBP103=0;
```

```
%BA (Upper Bounds)
```

```
BAP101=(0.75*DTP10-0.65*DTP10);
```

```
BAP102=(0.8*DTP10-0.75*DTP10);
```

```
BAP103=(0.85*DTP10-0.8*DTP10);
```

```
%UNIT P11
```

```
%c (Slope)
```

```
c111=((a11*(0.75*DTP11)^2+b11*(0.75*DTP11)+d11)-
      (a11*(0.65*DTP11)^2+b11*(0.65*DTP11)+d11))/(0.75*DTP11-
      0.65*DTP11);
```

```
c112=((a11*(0.8*DTP11)^2+b11*(0.8*DTP11)+d11)-
      (a11*(0.75*DTP11)^2+b11*(0.75*DTP11)+d11))/(0.8*DTP11-
      0.75*DTP11);
```

```
c113=((a11*(0.85*DTP11)^2+b11*(0.85*DTP11)+d11)-
      (a11*(0.8*DTP11)^2+b11*(0.8*DTP11)+d11))/(0.85*DTP11-
      0.8*DTP11);
```

```
%BB (Lower Bounds)
```

```
BBP111=0;
```

```
BBP112=0;
```

```
BBP113=0;
```

```
%BA (Upper Bounds)
```

```
BAP111=(0.75*DTP11-0.65*DTP11);
```

```
BAP112=(0.8*DTP11-0.75*DTP11);
```

```
BAP113=(0.85*DTP11-0.8*DTP11);
```

```
%UNIT P12
```

```
%c (Slope)
```

```
c121=((a12*(0.75*DTP12)^2+b12*(0.75*DTP12)+d12)-
      (a12*(0.65*DTP12)^2+b12*(0.65*DTP12)+d12))/(0.75*DTP12-
      0.65*DTP12);
```

```
c122=((a12*(0.8*DTP12)^2+b12*(0.8*DTP12)+d12)-
      (a12*(0.75*DTP12)^2+b12*(0.75*DTP12)+d12))/(0.8*DTP12-
      0.75*DTP12);
```



```

c123=((a12*(0.85*DTP12)^2+b12*(0.85*DTP12)+d12)-
      (a12*(0.8*DTP12)^2+b12*(0.8*DTP12)+d12))/(0.85*DTP12-
      0.8*DTP12);

%BB (Lower Bounds)
BBP121=0;
BBP122=0;
BBP123=0;

%BA (Upper Bounds)
BAP121=(0.75*DTP12-0.65*DTP12);
BAP122=(0.8*DTP12-0.75*DTP12);
BAP123=(0.85*DTP12-0.8*DTP12);

%UNIT P13
%c (Slope)
c131=((a13*(0.75*DTP13)^2+b13*(0.75*DTP13)+d13)-
      (a13*(0.65*DTP13)^2+b13*(0.65*DTP13)+d13))/(0.75*DTP13-
      0.65*DTP13);
c132=((a13*(0.8*DTP13)^2+b13*(0.8*DTP13)+d13)-
      (a13*(0.75*DTP13)^2+b13*(0.75*DTP13)+d13))/(0.8*DTP13-
      0.75*DTP13);
c133=((a13*(0.85*DTP13)^2+b13*(0.85*DTP13)+d13)-
      (a13*(0.8*DTP13)^2+b13*(0.8*DTP13)+d13))/(0.85*DTP13-
      0.8*DTP13);

%BB (Lower Bounds)
BBP131=0;
BBP132=0;
BBP133=0;

%BA (Upper Bounds)
BAP131=(0.75*DTP13-0.65*DTP13);
BAP132=(0.8*DTP13-0.75*DTP13);
BAP133=(0.85*DTP13-0.8*DTP13);

%UNIT P14
%c (Slope)
c141=((a14*(0.75*DTP14)^2+b14*(0.75*DTP14)+d14)-
      (a14*(0.65*DTP14)^2+b14*(0.65*DTP14)+d14))/(0.75*DTP14-
      0.65*DTP14);
c142=((a14*(0.8*DTP14)^2+b14*(0.8*DTP14)+d14)-
      (a14*(0.75*DTP14)^2+b14*(0.75*DTP14)+d14))/(0.8*DTP14-
      0.75*DTP14);
c143=((a14*(0.85*DTP14)^2+b14*(0.85*DTP14)+d14)-
      (a14*(0.8*DTP14)^2+b14*(0.8*DTP14)+d14))/(0.85*DTP14-
      0.8*DTP14);

```

%BB (Lower Bounds)

BBP141=0;

BBP142=0;

BBP143=0;

%BA (Upper Bounds)

BAP141=(0.75*DTP14-0.65*DTP14);

BAP142=(0.8*DTP14-0.75*DTP14);

BAP143=(0.85*DTP14-0.8*DTP14);

%UNIT P15

%c (Slope)

c151=((a15*(0.75*DTP15)^2+b15*(0.75*DTP15)+d15)-
(a15*(0.65*DTP15)^2+b15*(0.65*DTP15)+d15))/(0.75*DTP15-
0.65*DTP15);

c152=((a15*(0.8*DTP15)^2+b15*(0.8*DTP15)+d15)-
(a15*(0.75*DTP15)^2+b15*(0.75*DTP15)+d15))/(0.8*DTP15-
0.75*DTP15);

c153=((a15*(0.85*DTP15)^2+b15*(0.85*DTP15)+d15)-
(a15*(0.8*DTP15)^2+b15*(0.8*DTP15)+d15))/(0.85*DTP15-
0.8*DTP15);

%BB (Lower Bounds)

BBP151=0;

BBP152=0;

BBP153=0;

%BA (Upper Bounds)

BAP151=(0.75*DTP15-0.65*DTP15);

BAP152=(0.8*DTP15-0.75*DTP15);

BAP153=(0.85*DTP15-0.8*DTP15);

%UNIT P16

%c (Slope)

c161=((a16*(0.75*DTP16)^2+b16*(0.75*DTP16)+d16)-
(a16*(0.65*DTP16)^2+b16*(0.65*DTP16)+d16))/(0.75*DTP16-
0.65*DTP16);

c162=((a16*(0.8*DTP16)^2+b16*(0.8*DTP16)+d16)-
(a16*(0.75*DTP16)^2+b16*(0.75*DTP16)+d16))/(0.8*DTP16-
0.75*DTP16);

c163=((a16*(0.85*DTP16)^2+b16*(0.85*DTP16)+d16)-
(a16*(0.8*DTP16)^2+b16*(0.8*DTP16)+d16))/(0.85*DTP16-
0.8*DTP16);

%BB (Lower Bounds)

BBP161=0;

BBP162=0;

BBP163=0;

```

%BA (Upper Bounds)
BAP161=(0.75*DTP16-0.65*DTP16);
BAP162=(0.8*DTP16-0.75*DTP16);
BAP163=(0.85*DTP16-0.8*DTP16);

%UNIT P17
%c (Slope)
c171=((a17*(0.75*DTP17)^2+b17*(0.75*DTP17)+d17)-
      (a17*(0.65*DTP17)^2+b17*(0.65*DTP17)+d17))/(0.75*DTP17-
      0.65*DTP17);
c172=((a17*(0.8*DTP17)^2+b17*(0.8*DTP17)+d17)-
      (a17*(0.75*DTP17)^2+b17*(0.75*DTP17)+d17))/(0.8*DTP17-
      0.75*DTP17);
c173=((a17*(0.85*DTP17)^2+b17*(0.85*DTP17)+d17)-
      (a17*(0.8*DTP17)^2+b17*(0.8*DTP17)+d17))/(0.85*DTP17-
      0.8*DTP17);

%BB (Lower Bounds)
BBP171=0;
BBP172=0;
BBP173=0;

%BA (Upper Bounds)
BAP171=(0.75*DTP17-0.65*DTP17);
BAP172=(0.8*DTP17-0.75*DTP17);
BAP173=(0.85*DTP17-0.8*DTP17);

%Daya operasi Minimal (KW)@65% setiap Unit Pi
MinOP1=0.65*DTP1;
MinOP2=0.65*DTP2;
MinOP3=0.65*DTP3;
MinOP4=0.65*DTP4;
MinOP5=0.65*DTP5;
MinOP6=0.65*DTP6;
MinOP7=0.65*DTP7;
MinOP8=0.65*DTP8;
MinOP9=0.65*DTP9;
MinOP10=0.65*DTP10;
MinOP11=0.65*DTP11;
MinOP12=0.65*DTP12;
MinOP13=0.65*DTP13;
MinOP14=0.65*DTP14;
MinOP15=0.65*DTP15;
MinOP16=0.65*DTP16;
MinOP17=0.65*DTP17;

```

```

%jumlah unit sistem pembangkit eksisting
N=17;

%Jumlah total Daya Operasi Minimum (KW) Unit Pi
Summingen=MinOP1+MinOP2+MinOP3+MinOP4+MinOP5+MinOP6+MinOP7+M
inOP8+MinOP9+MinOP10+MinOP11+MinOP12+MinOP13+MinOP14+MinOP15
+MinOP16+MinOP17;

%Nilai S(slope) : Ci1, Ci2, Ci3
%Membangun vektor fungsi objektif.
c=[c11 c12 c13 c21 c22 c23 c31 c32 c33 c41 c42 c43 c51 c52
c53 c61 c62 c63 c71 c72 c73 c81 c82 c83 c91 c92 c93 c101
c102 c103 c111 c112 c113 c121 c122 c123 c131 c132 c133 c141
c142 c143 c151 c152 c153 c161 c162 c163 c171 c172 c173];

%Bangun matriks Aeq untuk equality constraints.
%Karena hanya ada satu equality constraint, hanya baris atas
%yang memiliki elemen %bukan nol.
%Semua elemen ini adalah "1" karena batasannya adalah jumlah
%variabel = jumlah-%beban generasi minimum
Aeq=zeros(3*N);
Aeq(1,:)=1;

%Bangun sisi kanan dari equality constraints. Ini akan
menjadi %vektor nol kecuali untuk elemen di baris pertama,
yang %merupakan jumlah beban dari daya minimum.
beq=zeros(3*N,1);
beq(1)=Load-Summingen-DMP18-DMP19-DMP20-DMP21;

%Bangun batas atas dan bawah pada variabel keputusan
BB=[BBP11 BBP12 BBP13 BBP21 BBP22 BBP23 BBP31 BBP32 BBP33
BBP41 BBP42 BBP43 BBP51 BBP52 BBP53 BBP61 BBP62 BBP63 BBP71
BBP72 BBP73 BBP81 BBP82 BBP83 BBP91 BBP92 BBP93 BBP101
BBP102 BBP103 BBP111 BBP112 BBP113 BBP121 BBP122 BBP123
BBP131 BBP132 BBP133 BBP141 BBP142 BBP143 BBP151 BBP152
BBP153 BBP161 BBP162 BBP163 BBP171 BBP172 BBP173];

BA=[BAP11 BAP12 BAP13 BAP21 BAP22 BAP23 BAP31 BAP32 BAP33
BAP41 BAP42 BAP43 BAP51 BAP52 BAP53 BAP61 BAP62 BAP63 BAP71
BAP72 BAP73 BAP81 BAP82 BAP83 BAP91 BAP92 BAP93 BAP101
BAP102 BAP103 BAP111 BAP112 BAP113 BAP121 BAP122 BAP123
BAP131 BAP132 BAP133 BAP141 BAP142 BAP143 BAP151 BAP152
BAP153 BAP161 BAP162 BAP163 BAP171 BAP172 BAP173];

[X]=glpk(c,Aeq,beq,BB,BA);

```

```

%Incremental Power Unit Pi
%X1=incremental power unit P1, dst.
X1=X(1)+X(2)+X(3);
X2=X(4)+X(5)+X(6);
X3=X(7)+X(8)+X(9);
X4=X(10)+X(11)+X(12);
X5=X(13)+X(14)+X(15);
X6=X(16)+X(17)+X(18);
X7=X(19)+X(20)+X(21);
X8=X(22)+X(23)+X(24);
X9=X(25)+X(26)+X(27);
X10=X(28)+X(29)+X(30);
X11=X(31)+X(32)+X(33);
X12=X(34)+X(35)+X(36);
X13=X(37)+X(38)+X(39);
X14=X(40)+X(41)+X(42);
X15=X(43)+X(44)+X(45);
X16=X(46)+X(47)+X(48);
X17=X(49)+X(50)+X(51);

%Daya total yang dibangkitkan tiap unit Pi
P1=MinOP1+X1;
P2=MinOP2+X2;
P3=MinOP3+X3;
P4=MinOP4+X4;
P5=MinOP5+X5;
P6=MinOP6+X6;
P7=MinOP7+X7;
P8=MinOP8+X8;
P9=MinOP9+X9;
P10=MinOP10+X10;
P11=MinOP11+X11;
P12=MinOP12+X12;
P13=MinOP13+X13;
P14=MinOP14+X14;
P15=MinOP15+X15;
P16=MinOP16+X16;
P17=MinOP17+X17;
P18=DMP18;
P19=DMP19;
P20=DMP20;
P21=DMP21;

    if P1 <=390.1
        P1=390;
    end
    if P2 <=780.1
        P2=780;
    end
    if P3 <=780.1
        P3=780;
    end

```

```

end
if P4 <=780.1
    P4=780;
end
if P5 <=780.1
    P5=780;
end
if P6 <=780.1
    P6=780;
end
if P7 <=780.1
    P7=780;
end
if P8 <=780.1
    P8=780;
end
if P9 <=780.1
    P9=780;
end
if P10 <=988.1
    P10=988;
end
if P11 <=988.1
    P11=988;
end
if P12 <=988.1
    P12=988;
end
if P13 <=988.1
    P13=988;
end
if P14 <=988.1
    P14=988;
end
if P15 <=988.1
    P15=988;
end
if P16 <=988.1
    P16=988;
end
if P17 <=988.1
    P17=988;
end

```

%Harga bahan bakar yang dikeluarkan setiap unit Pi

```

F1=a1*(P1)^2+b1*(P1)+d1;
F2=a2*(P2)^2+b2*(P2)+d2;
F3=a3*(P3)^2+b3*(P3)+d3;
F4=a4*(P4)^2+b4*(P4)+d4;
F5=a5*(P5)^2+b5*(P5)+d5;
F6=a6*(P6)^2+b6*(P6)+d6;

```

```

F7=a7*(P7)^2+b7*(P7)+d7;
F8=a8*(P8)^2+b8*(P8)+d8;
F9=a9*(P9)^2+b9*(P9)+d9;
F10=a10*(P10)^2+b10*(P10)+d10;
F11=a11*(P11)^2+b11*(P11)+d11;
F12=a12*(P12)^2+b12*(P12)+d12;
F13=a13*(P13)^2+b13*(P13)+d13;
F14=a14*(P14)^2+b14*(P14)+d14;
F15=a15*(P15)^2+b15*(P15)+d15;
F16=a16*(P16)^2+b16*(P16)+d16;
F17=a17*(P17)^2+b17*(P17)+d17;
F18=FCP18;
F19=FCP19;
F20=FCP20;
F21=FCP21;

%insert tabel untuk daya yang dikeluarkan setiap unit Pi
Pi=[P1 P2 P3 P4 P5 P6 P7 P8 P9 P10 P11 P12 P13 P14 P15 P16
P17];

tabel(:,1)=Pi';
disp('Pi')
disp(tabel)

% insert tabel untuk tota harga bahan bakar yang dikeluarkan
Fi=F1+F2+F3+F4+F5+F6+F7+F8+F9+F10+F11+F12+F13+F14+F15+F16+
F17+F18+F19+F20+F21;
end

```

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

LAMPIRAN 4: Jadwal Pembangkitan Daya *Economic Dispatch*

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

Tabel jadwal daya yang dibangkitkan setiap Unit i pada bulan ke-3 tahun 2027, 2028, 2029, 2030, dan 2031

Jam ke-	Pembangkit Unit (KW)																		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
2	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
3	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
4	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
5	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
6	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
7	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
8	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
9	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
10	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
11	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
12	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
13	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
14	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
15	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
16	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
17	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
18	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
19	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
20	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
21	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
22	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
23	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
24	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950

Tabel jadwal daya yang dibangkitkan setiap Unit i pada bulan ke-3 tahun 2032

Jam ke-	Pembangkit Unit (KW)																				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19		
1	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
2	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
3	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
4	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
5	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
6	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
7	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
8	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
9	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
10	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
11	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
12	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
13	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
14	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
15	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
16	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
17	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
18	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
19	390	780	780	780	780	780	780	780	780	1124	1124	1124	1124	1124	1124	1124	1124	1124	1124	5950	5950
20	390	780	780	780	780	780	780	780	780	1061	1061	1061	1061	1061	1061	1061	1061	1061	1061	5950	5950
21	390	780	780	780	780	780	780	780	780	999	999	999	999	999	999	999	999	999	999	5950	5950
22	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
23	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
24	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950

Tabel jadwal daya yang dibangkitkan setiap Unit i pada bulan ke-3 tahun 2033

Jam ke-	Pembangkit Unit (KW)																		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
2	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
3	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
4	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
5	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
6	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
7	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
8	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
9	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
10	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
11	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
12	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
13	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
14	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
15	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
16	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
17	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
18	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
19	390	900	900	900	798	798	798	798	798	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	5950	5950
20	390	900	900	900	780	780	780	780	780	1236	1236	1236	1236	1236	1236	1236	1236	5950	5950
21	390	780	780	780	780	780	780	780	780	1215	1215	1215	1215	1215	1215	1215	1215	5950	5950
22	390	780	780	780	780	780	780	780	780	1092	1092	1092	1092	1092	1092	1092	1092	5950	5950
23	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950
24	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950

Tabel jadwal daya yang dibangkitkan setiap Unit i pada bulan ke-3 tahun 2034, 2035, 2036, dan 2037

Jam ke-	Pembangkit Unit (KW)																						
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21		
1	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950	5950	5950
2	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950	5950	5950
3	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950	5950	5950
4	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950	5950	5950
5	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950	5950	5950
6	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950	5950	5950
7	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950	5950	5950
8	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950	5950	5950
9	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950	5950	5950
10	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950	5950	5950
11	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950	5950	5950
12	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950	5950	5950
13	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950	5950	5950
14	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950	5950	5950
15	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950	5950	5950
16	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950	5950	5950
17	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950	5950	5950
18	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950	5950	5950
19	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950	5950	5950
20	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950	5950	5950
21	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950	5950	5950
22	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950	5950	5950
23	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950	5950	5950
24	390	780	780	780	780	780	780	780	780	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	5950	5950	5950	5950

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

LAMPIRAN 5: Jadwal Pembangkitan Daya *Unit Commitment Improvement*

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

Tabel jadwal daya yang dibangkitkan setiap Unit i pada bulan ke-3 tahun 2027

Jam ke-	Pembangkit Unit (KW)																		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1097	1097	1097	0	0	0	0	0	5950	5950
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	988	988	988	0	0	0	0	0	5950	5950
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1066	1066	0	0	0	0	0	0	5950	5950
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	988	988	0	0	0	0	0	0	5950	5950
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	988	988	0	0	0	0	0	0	5950	5950
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1097	1097	0	0	0	0	0	0	5950	5950
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	988	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	988	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1280	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	988	988	0	0	0	0	0	0	5950	5950
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	988	988	0	0	0	0	0	0	5950	5950
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1090	1090	0	0	0	0	0	0	5950	5950
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1024	1024	1024	0	0	0	0	0	5950	5950
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1208	1208	1208	0	0	0	0	0	5950	5950
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1227	1227	1227	0	0	0	0	0	5950	5950
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1123	1123	1123	0	0	0	0	0	5950	5950
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1131	1131	0	0	0	0	0	0	5950	5950
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1177	1177	0	0	0	0	0	0	5950	5950
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1165	1165	1165	1165	1165	1165	1165	0	5950	5950
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1113	1113	1113	1113	1113	1113	1113	0	5950	5950
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1238	1238	1238	1238	1238	1238	0	0	5950	5950
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1126	1126	1126	1126	1126	1126	0	0	5950	5950
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1024	1024	1024	0	0	0	0	0	5950	5950
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1208	1208	1208	0	0	0	0	0	5950	5950

Tabel jadwal daya yang dibangkitkan setiap Unit i pada bulan ke-3 tahun 2028

Jam ke-	Pembangkit Unit (KW)																		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1071	1071	1071	1071	0	0	0	0	5950	5950
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1224	1224	1224	0	0	0	0	0	5950	5950
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1016	1016	1016	0	0	0	0	0	5950	5950
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	988	988	988	0	0	0	0	0	5950	5950
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	988	988	988	0	0	0	0	0	5950	5950
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1038	1038	1038	0	0	0	0	0	5950	5950
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	988	988	0	0	0	0	0	0	5950	5950
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1147	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1071	1071	0	0	0	0	0	0	5950	5950
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	988	988	988	0	0	0	0	0	5950	5950
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1092	1092	0	0	0	0	0	0	5950	5950
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1033	1033	1033	0	0	0	0	0	5950	5950
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1012	1012	1012	1012	0	0	0	0	5950	5950
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1160	1160	1160	1160	0	0	0	0	5950	5950
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1175	1175	1175	1175	0	0	0	0	5950	5950
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1092	1092	1092	1092	0	0	0	0	5950	5950
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1062	1062	1062	0	0	0	0	0	5950	5950
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1095	1095	1095	0	0	0	0	0	5950	5950
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1183	1183	1183	1183	1183	1183	1183	1183	5950	5950
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1135	1135	1135	1135	1135	1135	1135	1135	5950	5950
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1242	1242	1242	1242	1242	1242	1242	0	5950	5950
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	0	5950	5950
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1012	1012	1012	1012	0	0	0	0	5950	5950
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1160	1160	1160	1160	0	0	0	0	5950	5950

Tabel jadwal daya yang dibangkitkan setiap Unit i pada bulan ke-3 tahun 2029

Jam ke-	Pembangkit Unit (KW)																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1068	1068	1068	1068	1068	0	0	0	0	5950	5950
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1172	1172	1172	1172	0	0	0	0	0	5950	5950
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1006	1006	1006	1006	0	0	0	0	0	5950	5950
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1188	1188	1188	0	0	0	0	0	0	5950	5950
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1195	1195	1195	0	0	0	0	0	0	5950	5950
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1024	1024	1024	1024	0	0	0	0	0	5950	5950
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1121	1121	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1000	1000	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1019	1019	1019	0	0	0	0	0	0	5950	5950
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1184	1184	1184	0	0	0	0	0	0	5950	5950
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1035	1035	1035	0	0	0	0	0	0	5950	5950
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1020	1020	1020	1020	0	0	0	0	0	5950	5950
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1273	1273	1273	1273	0	0	0	0	0	5950	5950
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1144	1144	1144	1144	1144	0	0	0	0	5950	5950
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1157	1157	1157	1157	1157	0	0	0	0	5950	5950
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1086	1086	1086	1086	1086	0	0	0	0	5950	5950
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1043	1043	1043	1043	0	0	0	0	0	5950	5950
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1069	1069	1069	1069	0	0	0	0	0	5950	5950
19	0	900	0	0	0	0	0	0	0	1245	1245	1245	1245	1245	1245	1245	1245	1245	5950	5950
20	0	780	0	0	0	0	0	0	0	1208	1208	1208	1208	1208	1208	1208	1208	1208	5950	5950
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1255	1255	1255	1255	1255	1255	1255	1255	1255	5950	5950
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1159	1159	1159	1159	1159	1159	1159	1159	1159	5950	5950
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1273	1273	1273	1273	0	0	0	0	0	5950	5950
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1144	1144	1144	1144	1144	0	0	0	0	5950	5950

Tabel jadwal daya yang dibangkitkan setiap Unit *i* pada bulan ke-3 tahun 2030

Jam ke-	Pembangkit Unit (KW)																		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1078	1078	1078	1078	1078	1078	0	0	5950	5950
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1154	1154	1154	1154	1154	0	0	0	5950	5950
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1266	1266	1266	1266	0	0	0	0	5950	5950
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1143	1143	1143	1143	0	0	0	0	5950	5950
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1149	1149	1149	1149	0	0	0	0	5950	5950
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1285	1285	1285	1285	0	0	0	0	5950	5950
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1055	1055	1055	0	0	0	0	0	5950	5950
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	988	988	988	0	0	0	0	0	5950	5950
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1009	1009	1009	1009	0	0	0	0	5950	5950
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1140	1140	1140	1140	0	0	0	0	5950	5950
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1021	1021	1021	1021	0	0	0	0	5950	5950
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1281	1281	1281	1281	0	0	0	0	5950	5950
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1240	1240	1240	1240	1240	0	0	0	5950	5950
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1145	1145	1145	1145	1145	1145	0	0	5950	5950
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1156	1156	1156	1156	1156	1156	0	0	5950	5950
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1094	1094	1094	1094	1094	1094	0	0	5950	5950
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1044	1044	1044	1044	1044	0	0	0	5950	5950
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1067	1067	1067	1067	1067	0	0	0	5950	5950
19	0	1007	1007	0	0	0	0	0	0	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	5950	5950
20	0	900	900	0	0	0	0	0	0	1263	1263	1263	1263	1263	1263	1263	1263	5950	5950
21	0	871	871	0	0	0	0	0	0	1216	1216	1216	1216	1216	1216	1216	1216	5950	5950
22	0	900	0	0	0	0	0	0	0	1219	1219	1219	1219	1219	1219	1219	1219	5950	5950
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1240	1240	1240	1240	1240	0	0	0	5950	5950
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1145	1145	1145	1145	1145	1145	0	0	5950	5950

Tabel jadwal daya yang dibangkitkan setiap Unit i pada bulan ke-3 tahun 2031

Jam ke-	Pembangkit Unit (KW)																		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1278	1278	1278	1278	1278	1278	0	0	5950	5950
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1154	1154	1154	1154	1154	1154	0	0	5950	5950
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1234	1234	1234	1234	1234	0	0	0	5950	5950
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1130	1130	1130	1130	1130	0	0	0	5950	5950
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1135	1135	1135	1135	1135	0	0	0	5950	5950
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1250	1250	1250	1250	1250	0	0	0	5950	5950
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1037	1037	1037	1037	0	0	0	0	5950	5950
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1291	1291	1291	0	0	0	0	0	5950	5950
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1269	1269	1269	1269	0	0	0	0	5950	5950
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1127	1127	1127	1127	1127	0	0	0	5950	5950
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1282	1282	1282	1282	0	0	0	0	5950	5950
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1247	1247	1247	1247	1247	0	0	0	5950	5950
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1230	1230	1230	1230	1230	1230	0	0	5950	5950
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1156	1156	1156	1156	1156	1156	1156	0	5950	5950
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1167	1167	1167	1167	1167	1167	1167	0	5950	5950
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1110	1110	1110	1110	1110	1110	1110	0	5950	5950
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1268	1268	1268	1268	1268	0	0	0	5950	5950
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1292	1292	1292	1292	1292	0	0	0	5950	5950
19	0	900	900	900	896	0	0	0	0	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	5950	5950
20	0	900	900	900	780	0	0	0	0	1248	1248	1248	1248	1248	1248	1248	1248	5950	5950
21	0	900	900	900	0	0	0	0	0	1287	1287	1287	1287	1287	1287	1287	1287	5950	5950
22	0	900	900	0	0	0	0	0	0	1291	1291	1291	1291	1291	1291	1291	1291	5950	5950
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1230	1230	1230	1230	1230	1230	0	0	5950	5950
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1156	1156	1156	1156	1156	1156	1156	0	5950	5950

Tabel jadwal daya yang dibangkitkan setiap Unit i pada bulan ke-3 tahun 2032

Jam ke-	Pembangkit Unit (KW)																		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1277	1277	1277	1277	1277	1277	1277	0	5950	5950
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1165	1165	1165	1165	1165	1165	1165	0	5950	5950
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1225	1225	1225	1225	1225	1225	0	0	5950	5950
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1132	1132	1132	1132	1132	1132	0	0	5950	5950
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1137	1137	1137	1137	1137	1137	0	0	5950	5950
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1240	1240	1240	1240	1240	1240	0	0	5950	5950
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1039	1039	1039	1039	1039	0	0	0	5950	5950
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1226	1226	1226	1226	0	0	0	0	5950	5950
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1237	1237	1237	1237	1237	0	0	0	5950	5950
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1130	1130	1130	1130	1130	1130	0	0	5950	5950
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1248	1248	1248	1248	1248	0	0	0	5950	5950
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1236	1236	1236	1236	1236	1236	0	0	5950	5950
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1235	1235	1235	1235	1235	1235	1235	0	5950	5950
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1175	1175	1175	1175	1175	1175	1175	1175	5950	5950
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1185	1185	1185	1185	1185	1185	1185	1185	5950	5950
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1131	1131	1131	1131	1131	1131	1131	1131	5950	5950
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1255	1255	1255	1255	1255	1255	0	0	5950	5950
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1276	1276	1276	1276	1276	1276	0	0	5950	5950
19	0	900	900	900	861	861	861	0	0	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	5950	5950
20	0	994	994	994	900	900	0	0	0	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	5950	5950
21	0	900	900	900	792	792	0	0	0	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	5950	5950
22	0	900	900	900	780	0	0	0	0	1277	1277	1277	1277	1277	1277	1277	1277	5950	5950
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1235	1235	1235	1235	1235	1235	1235	0	5950	5950
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1175	1175	1175	1175	1175	1175	1175	1175	5950	5950

Tabel jadwal daya yang dibangkitkan setiap Unit i pada bulan ke-3 tahun 2033

Jam ke-	Pembangkit Unit (KW)																		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1288	1288	1288	1288	1288	1288	1288	1288	5950	5950
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1183	1183	1183	1183	1183	1183	1183	1183	5950	5950
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1230	1230	1230	1230	1230	1230	1230	0	5950	5950
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1145	1145	1145	1145	1145	1145	1145	0	5950	5950
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1149	1149	1149	1149	1149	1149	1149	0	5950	5950
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1243	1243	1243	1243	1243	1243	1243	0	5950	5950
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1263	1263	1263	1263	1263	0	0	0	5950	5950
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1200	1200	1200	1200	1200	0	0	0	5950	5950
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1227	1227	1227	1227	1227	1227	0	0	5950	5950
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1143	1143	1143	1143	1143	1143	1143	0	5950	5950
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1237	1237	1237	1237	1237	1237	0	0	5950	5950
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1240	1240	1240	1240	1240	1240	1240	0	5950	5950
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1248	1248	1248	1248	1248	1248	1248	1248	5950	5950
14	0	900	0	0	0	0	0	0	0	1236	1236	1236	1236	1236	1236	1236	1236	5950	5950
15	0	900	0	0	0	0	0	0	0	1247	1247	1247	1247	1247	1247	1247	1247	5950	5950
16	0	780	0	0	0	0	0	0	0	1205	1205	1205	1205	1205	1205	1205	1205	5950	5950
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1257	1257	1257	1257	1257	1257	1257	0	5950	5950
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1276	1276	1276	1276	1276	1276	1276	0	5950	5950
19	0	1020	1020	1020	1005	1005	1005	1005	0	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	5950	5950
20	0	982	982	982	900	900	900	900	0	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	5950	5950
21	0	1020	1020	1020	985	985	985	0	0	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	5950	5950
22	0	1020	1020	1020	985	985	0	0	0	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	5950	5950
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1248	1248	1248	1248	1248	1248	1248	1248	5950	5950
24	0	900	0	0	0	0	0	0	0	1236	1236	1236	1236	1236	1236	1236	1236	5950	5950

Tabel jadwal daya yang dibangkitkan setiap Unit i pada bulan ke-3 tahun 2034

Jam ke-	Pembangkit Unit (KW)																				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	988	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	988	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1238	1238	1238	1238	1238	1238	0	0	5950	5950	5950	5950
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1144	1144	1144	1144	1144	1144	0	0	5950	5950	5950	5950
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1259	1259	1259	1259	1259	0	0	0	5950	5950	5950	5950
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1049	1049	1049	1049	1049	0	0	0	5950	5950	5950	5950
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	988	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950

Tabel jadwal daya yang dibangkitkan setiap Unit i pada bulan ke-3 tahun 2035

Jam ke-	Pembangkit Unit (KW)																				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	988	988	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	988	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1034	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	988	988	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1023	1023	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	988	988	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1184	1184	1184	1184	1184	1184	1184	1184	5950	5950	5950	5950
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1266	1266	1266	1266	1266	1266	1266	0	5950	5950	5950	5950
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1180	1180	1180	1180	1180	1180	1180	0	5950	5950	5950	5950
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1191	1191	1191	1191	1191	1191	0	0	5950	5950	5950	5950
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1034	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	988	988	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950

Tabel jadwal daya yang dibangkitkan setiap Unit i pada bulan ke-3 tahun 2036

Jam ke-	Pembangkit Unit (KW)																				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1014	1014	1014	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1014	1014	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	995	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	988	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	988	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1104	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	988	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1079	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	988	988	988	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1211	1211	1211	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1244	1244	1244	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1061	1061	1061	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1226	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	988	988	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
19	0	900	900	0	0	0	0	0	0	1230	1230	1230	1230	1230	1230	1230	1230	5950	5950	5950	5950
20	0	900	0	0	0	0	0	0	0	1262	1262	1262	1262	1262	1262	1262	1262	5950	5950	5950	5950
21	0	780	0	0	0	0	0	0	0	1197	1197	1197	1197	1197	1197	1197	1197	5950	5950	5950	5950
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1145	1145	1145	1145	1145	1145	1145	1145	5950	5950	5950	5950
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	988	988	988	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1211	1211	1211	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950

Tabel jadwal daya yang dibangkitkan setiap Unit i pada bulan ke-3 tahun 2037

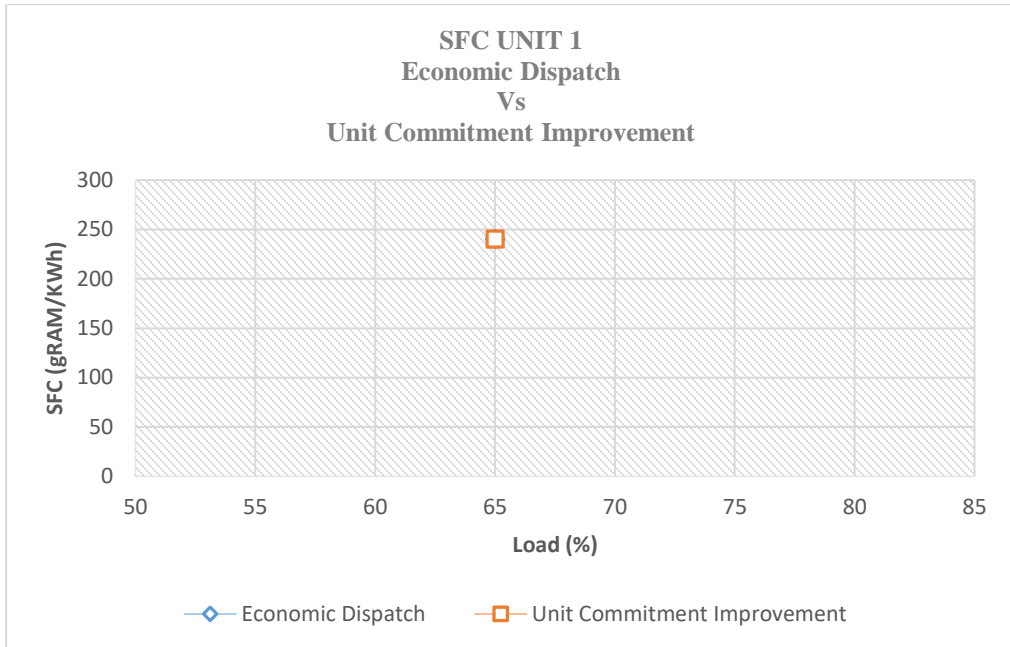
Jam ke-	Pembangkit Unit (KW)																				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	199	199	199	199	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1238	1238	1238	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	988	988	988	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	988	988	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	988	988	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	988	988	988	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1011	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	988	988	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1087	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	988	988	988	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1096	1096	1096	1096	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1085	1085	1085	1085	1085	0	0	0	5950	5950	5950	5950
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1106	1106	1106	1106	1106	0	0	0	5950	5950	5950	5950
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1237	1237	1237	1237	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	988	988	988	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1011	1011	1011	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
19	0	907	907	907	900	0	0	0	0	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	5950	5950	5950	5950
20	0	977	977	977	0	0	0	0	0	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	5950	5950	5950	5950
21	0	900	900	900	0	0	0	0	0	1236	1236	1236	1236	1236	1236	1236	1236	5950	5950	5950	5950
22	0	980	0	0	0	0	0	0	0	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	5950	5950	5950	5950
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1096	1096	1096	1096	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1085	1085	1085	1085	1085	0	0	0	5950	5950	5950	5950

Tabel jadwal daya yang dibangkitkan setiap Unit i pada bulan ke-3 tahun 2038

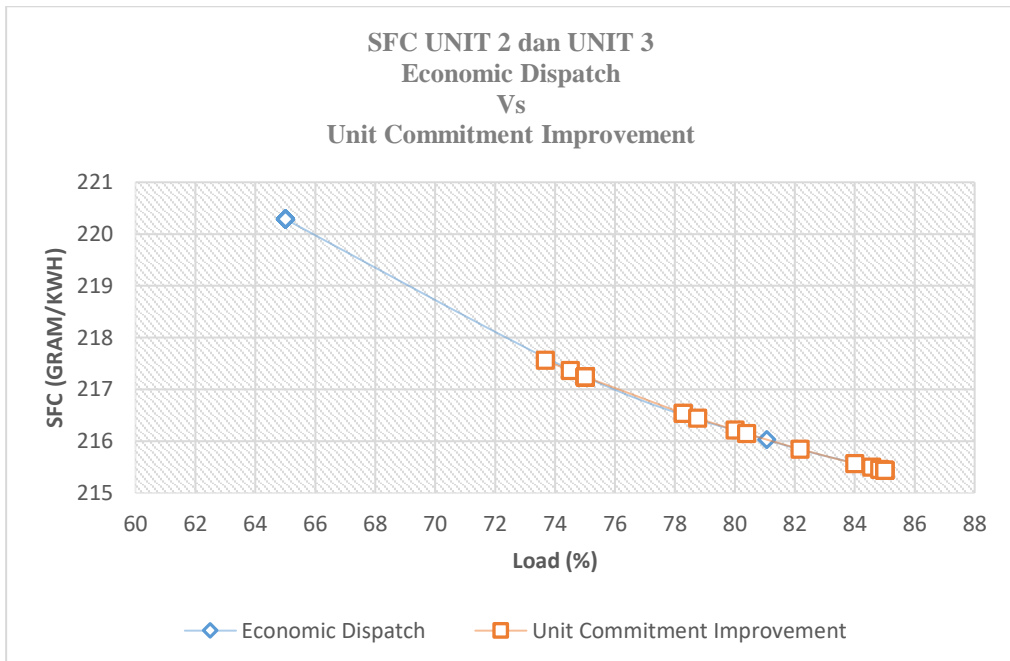
Jam ke-	Pembangkit Unit (KW)																				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1111	1111	1111	1111	1111	1111	0	0	5950	5950	5950	5950
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1102	1102	1102	1102	1102	0	0	0	5950	5950	5950	5950
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1085	1085	1085	1085	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1175	1175	1175	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1188	1188	1188	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1116	1116	1116	1116	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1189	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	988	0	0	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	988	988	988	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1168	1168	1168	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	988	988	988	0	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1109	1109	1109	1109	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1245	1245	1245	1245	1245	0	0	0	5950	5950	5950	5950
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1222	1222	1222	1222	1222	1222	0	0	5950	5950	5950	5950
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1241	1241	1241	1241	1241	1241	0	0	5950	5950	5950	5950
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1137	1137	1137	1137	1137	1137	0	0	5950	5950	5950	5950
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1150	1150	1150	1150	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1196	1196	1196	1196	0	0	0	0	5950	5950	5950	5950
19	0	1020	1020	1020	1009	1009	1009	0	0	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	5950	5950	5950	5950
20	0	900	900	900	884	884	884	0	0	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	5950	5950	5950	5950
21	0	942	942	942	900	900	0	0	0	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	5950	5950	5950	5950
22	0	900	900	900	780	0	0	0	0	1266	1266	1266	1266	1266	1266	1266	1266	5950	5950	5950	5950
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1245	1245	1245	1245	1245	0	0	0	5950	5950	5950	5950
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1222	1222	1222	1222	1222	1222	0	0	5950	5950	5950	5950

LAMPIRAN 6: Grafik Perbandingan SFC *Economic Dispatch* dan *Unit Commitment Improvement* Setiap Unit i Sistem Pembangkit Eksisting

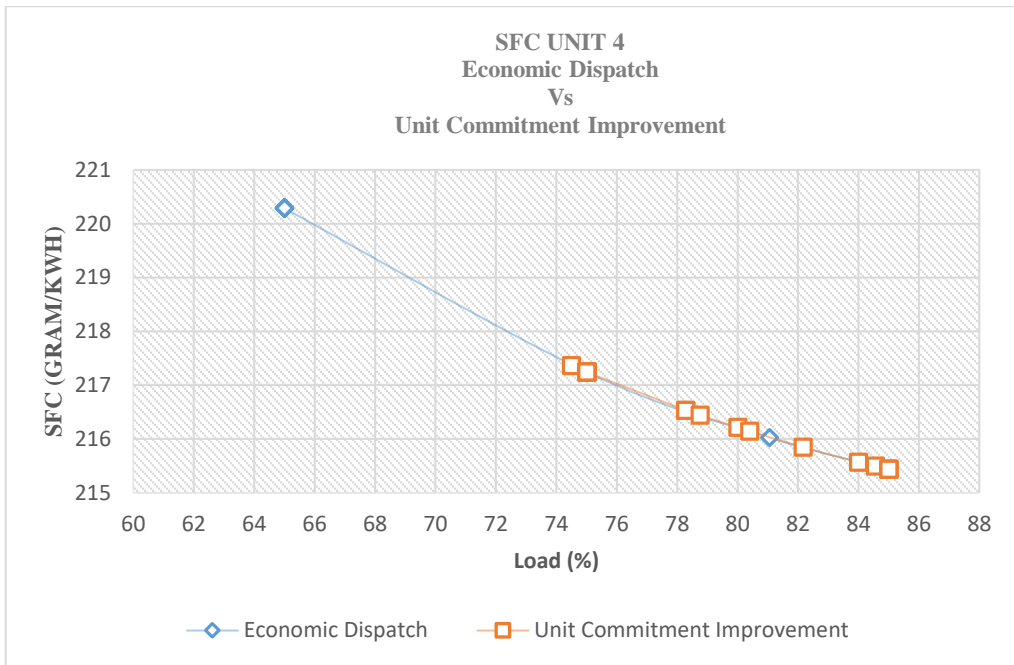
“Halaman ini sengaja dikosongkan”



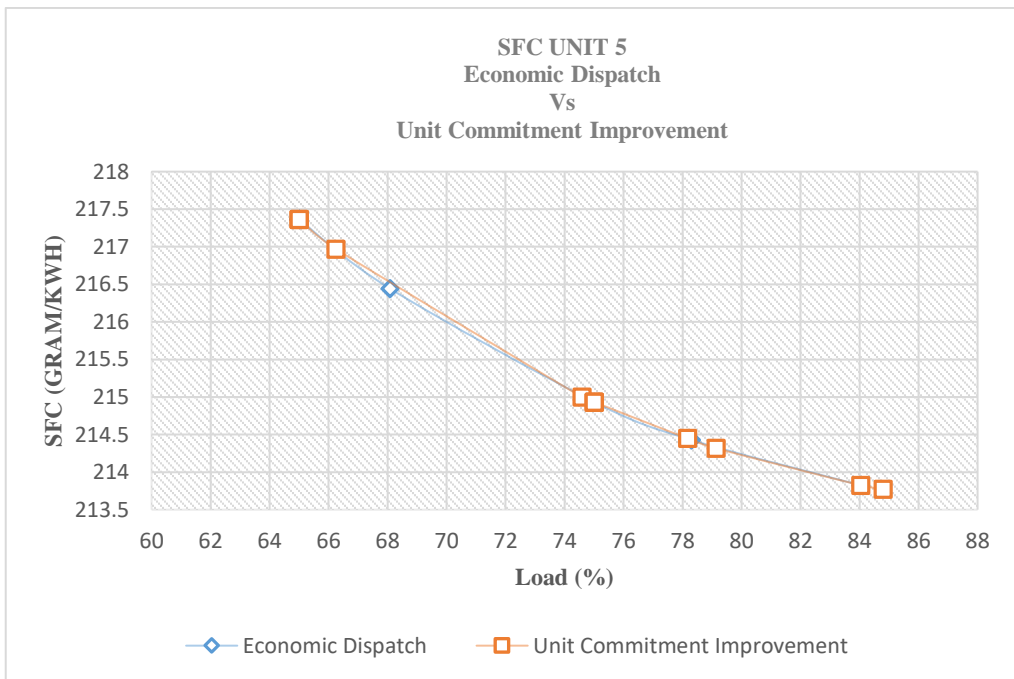
Gambar grafik perbandingan SFC hasil perhitungan *economic dispatch* dan *unit commitment improvement* Unit 1 bulan ke-3 tahun 2026 (skenario 1)



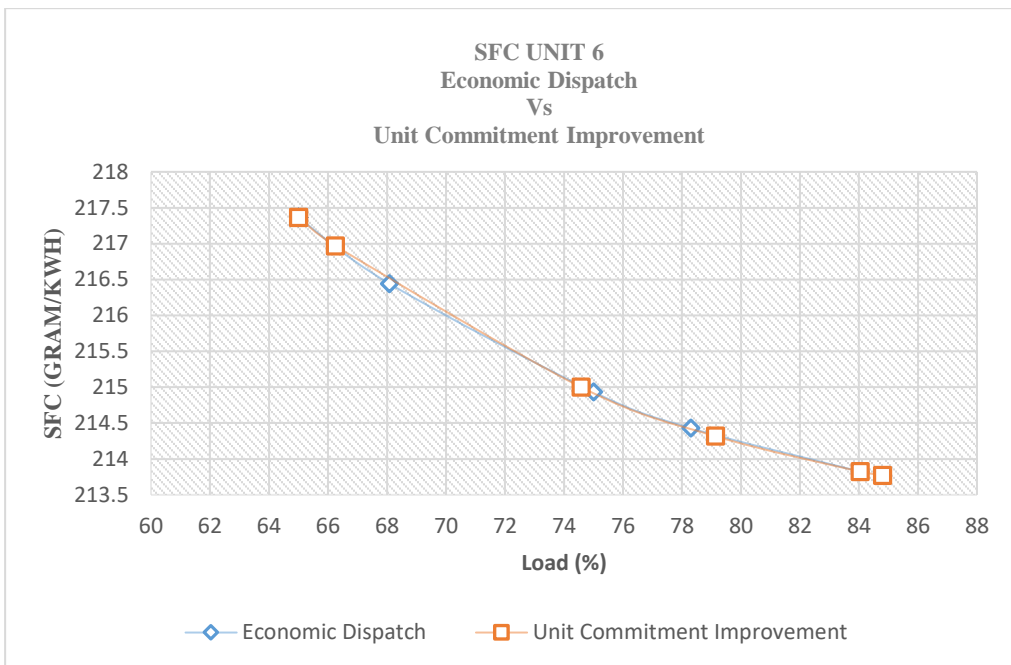
Gambar grafik perbandingan SFC hasil perhitungan *economic dispatch* dan *unit commitment improvement* Unit 2 dan Unit 3 bulan ke-3 tahun 2026 (skenario 1)



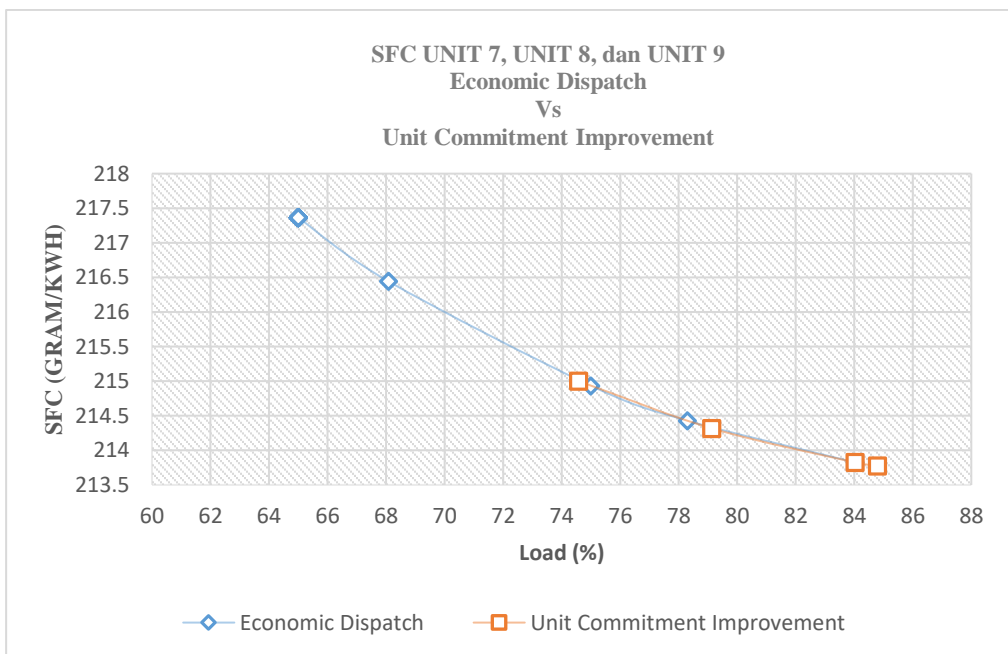
Gambar grafik perbandingan SFC hasil perhitungan *economic dispatch* dan *unit commitment improvement* Unit 4 bulan ke-3 tahun 2026 (skenario 1)



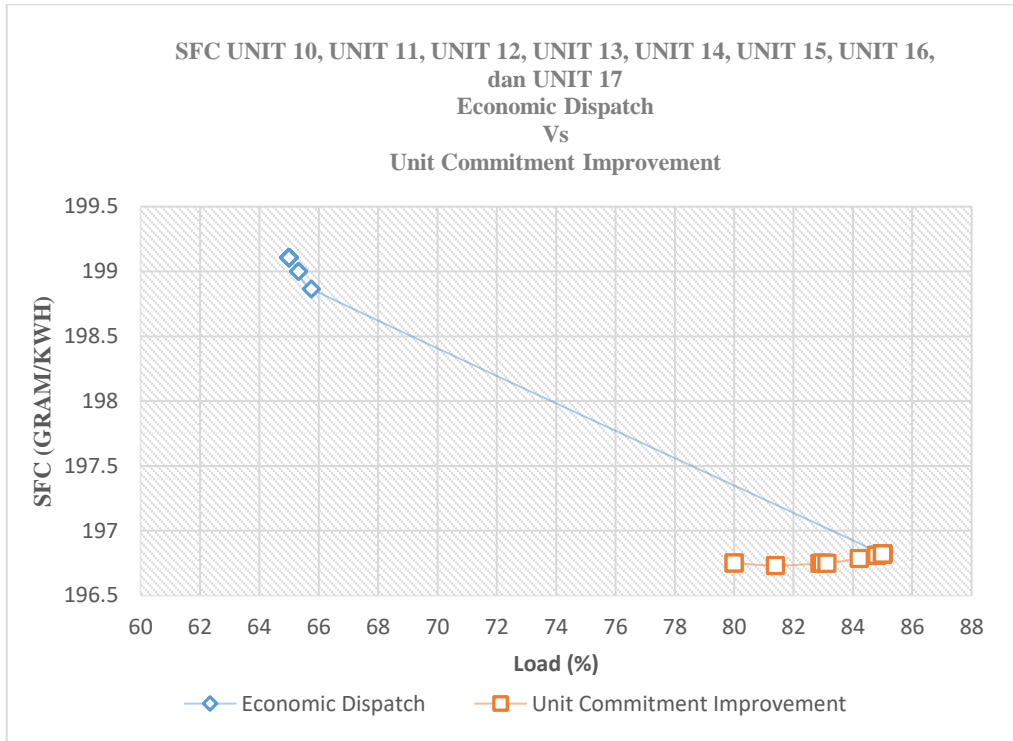
Gambar grafik perbandingan SFC hasil perhitungan *economic dispatch* dan *unit commitment improvement* Unit 5 bulan ke-3 tahun 2026 (skenario 1)



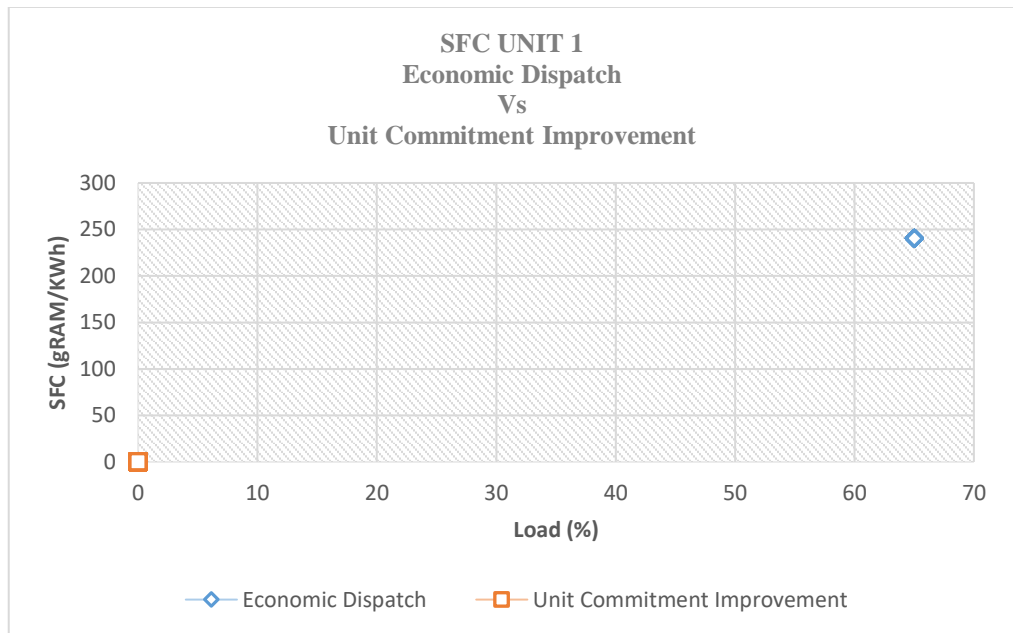
Gambar grafik perbandingan SFC hasil perhitungan *economic dispatch* dan *unit commitment improvement* Unit 5 bulan ke-3 tahun 2026 (scenario 1)



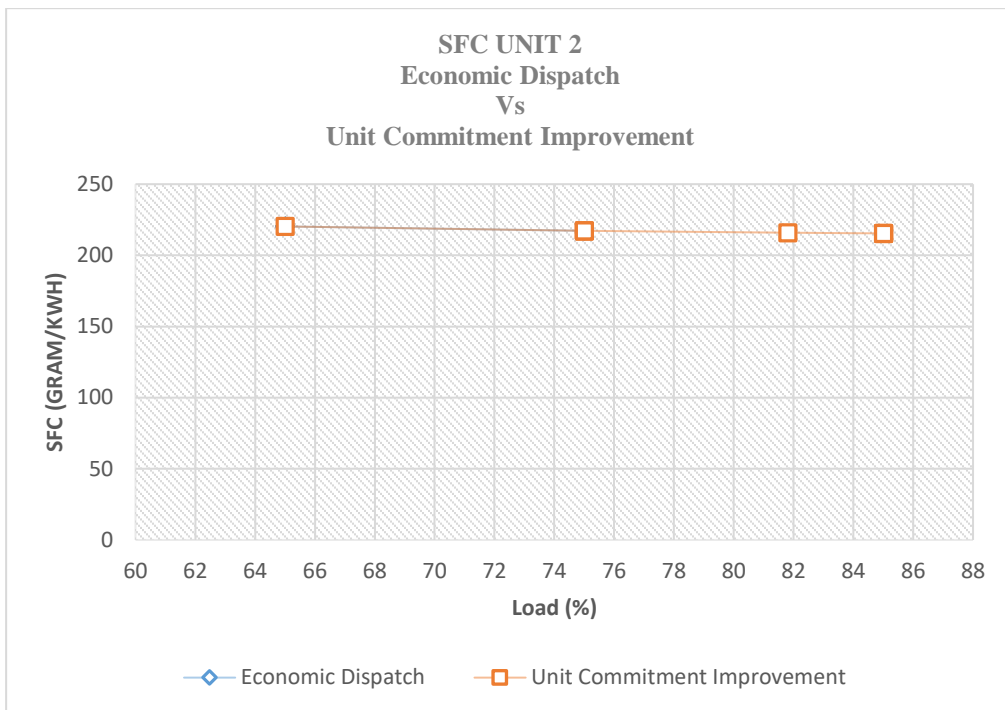
Gambar grafik perbandingan SFC hasil perhitungan *economic dispatch* dan *unit commitment improvement* Unit 7, Unit 8, dan Unit 9 bulan ke-3 tahun 2026 (skenario 1)



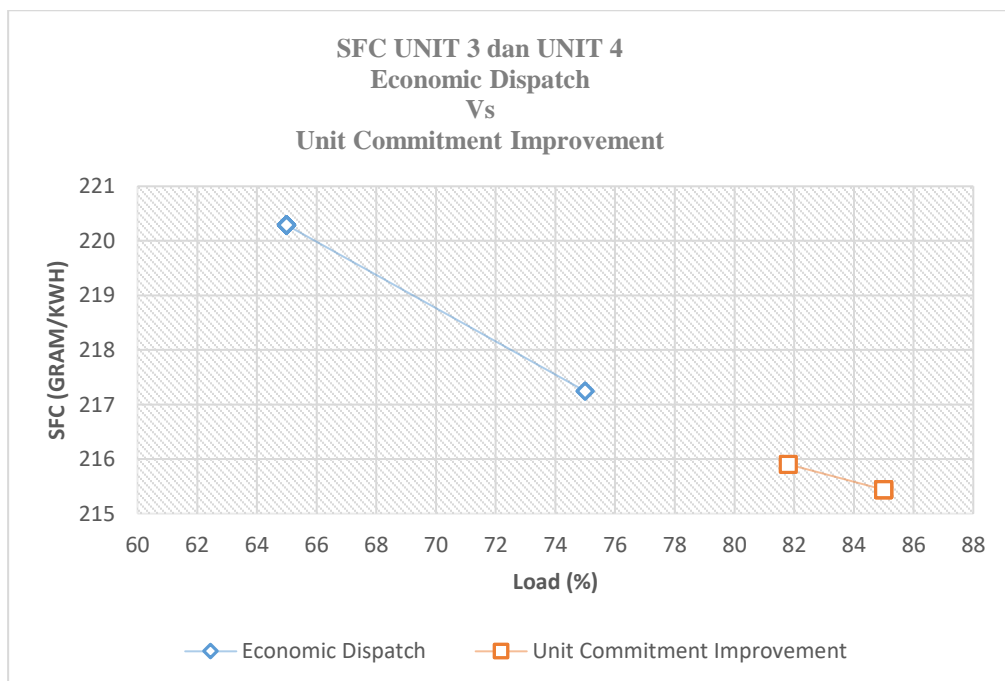
Gambar grafik perbandingan SFC hasil perhitungan *economic dispatch* dan *unit commitment improvement* Unit 10, Unit 11, Unit 12, Unit 13, Unit 14, Unit 15, Unit 16, dan Unit 17 bulan ke-3 tahun 2026 (skenario 1)



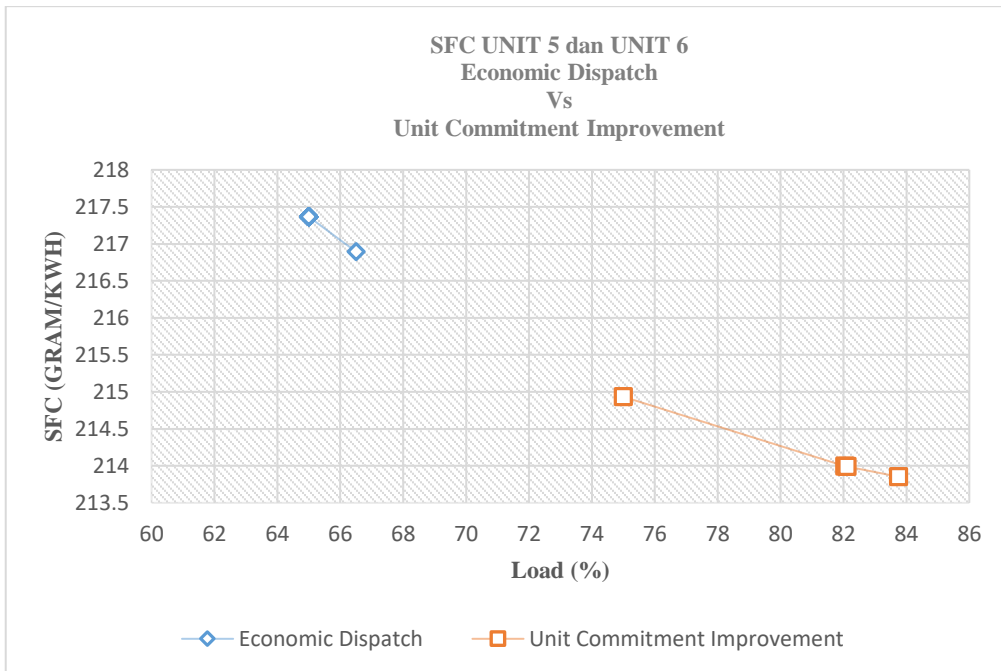
Gambar grafik perbandingan SFC hasil perhitungan *economic dispatch* dan *unit commitment improvement* Unit 1 bulan ke-3 tahun 2033 (skenario 2)



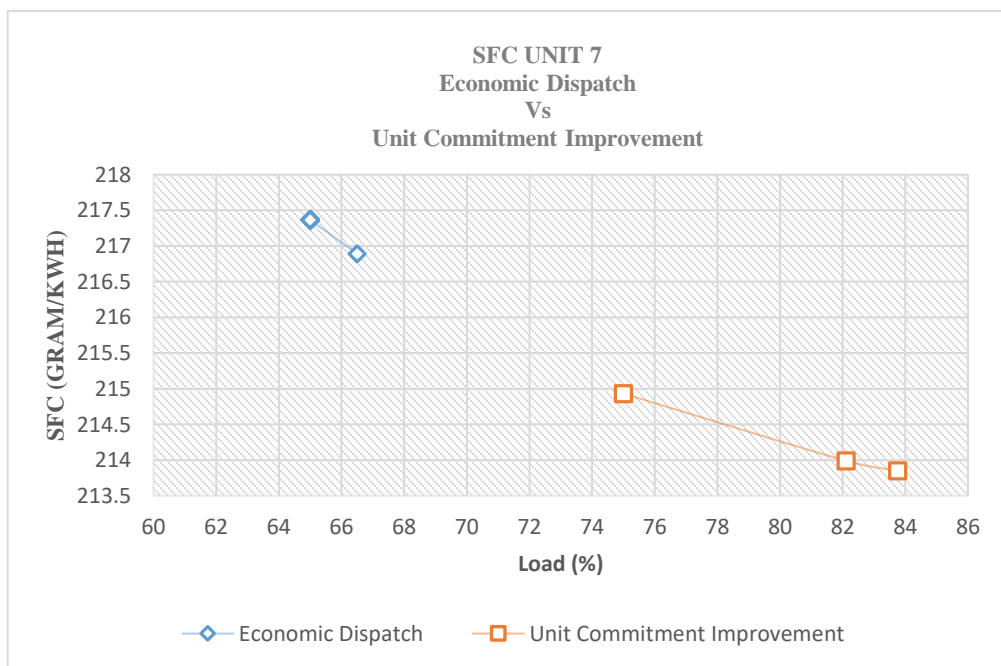
Gambar grafik perbandingan SFC hasil perhitungan *economic dispatch* dan *unit commitment improvement* Unit 2 bulan ke-3 tahun 2033 (skenario 2)



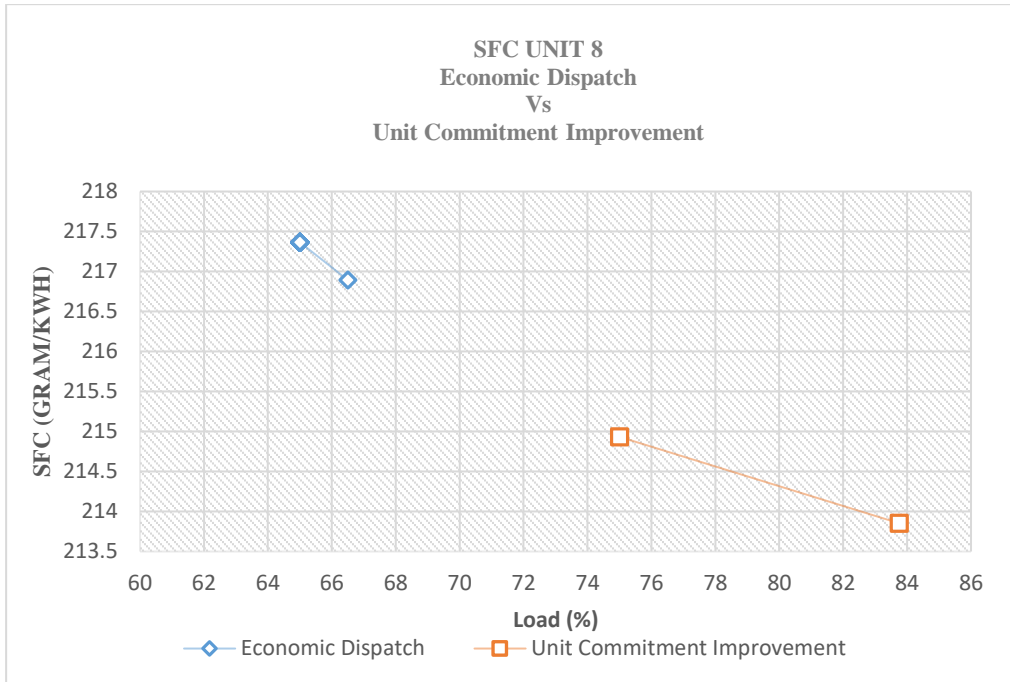
Gambar grafik perbandingan SFC hasil perhitungan *economic dispatch* dan *unit commitment improvement* Unit 3 dan Unit 4 bulan ke-3 tahun 2033 (skenario 2)



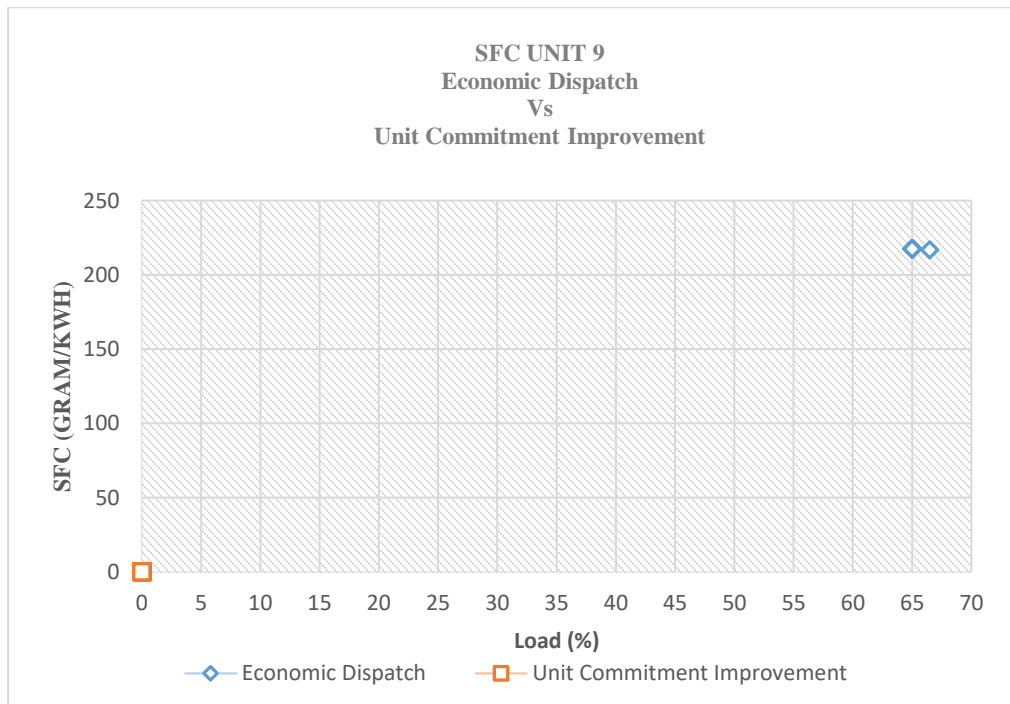
Gambar grafik perbandingan SFC hasil perhitungan *economic dispatch* dan *unit commitment improvement* Unit 5 dan Unit 6 bulan ke-3 tahun 2033 (skenario 2)



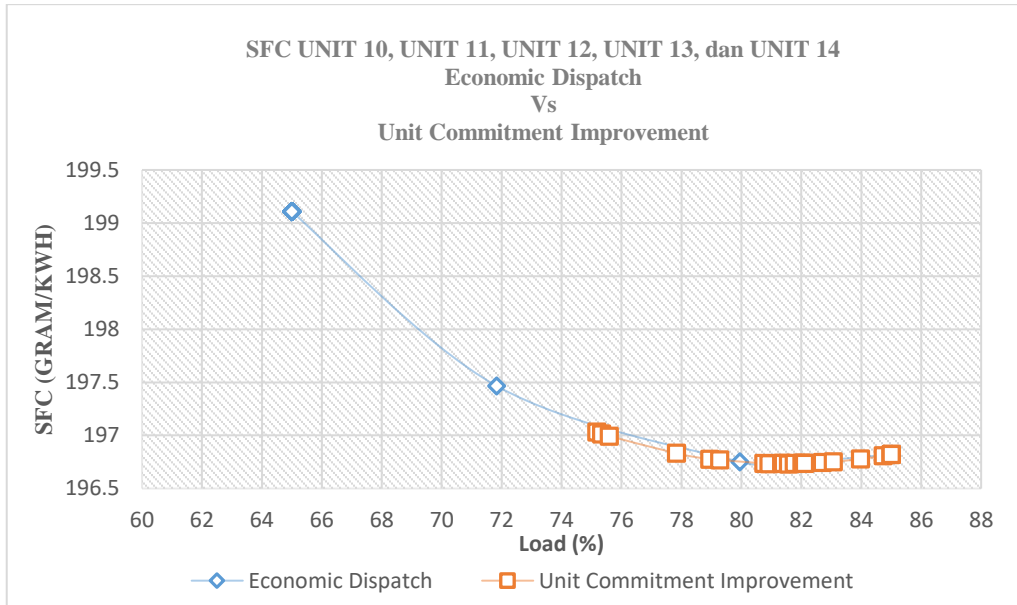
Gambar grafik perbandingan SFC hasil perhitungan *economic dispatch* dan *unit commitment improvement* Unit 7 bulan ke-3 tahun 2033 (skenario 2)



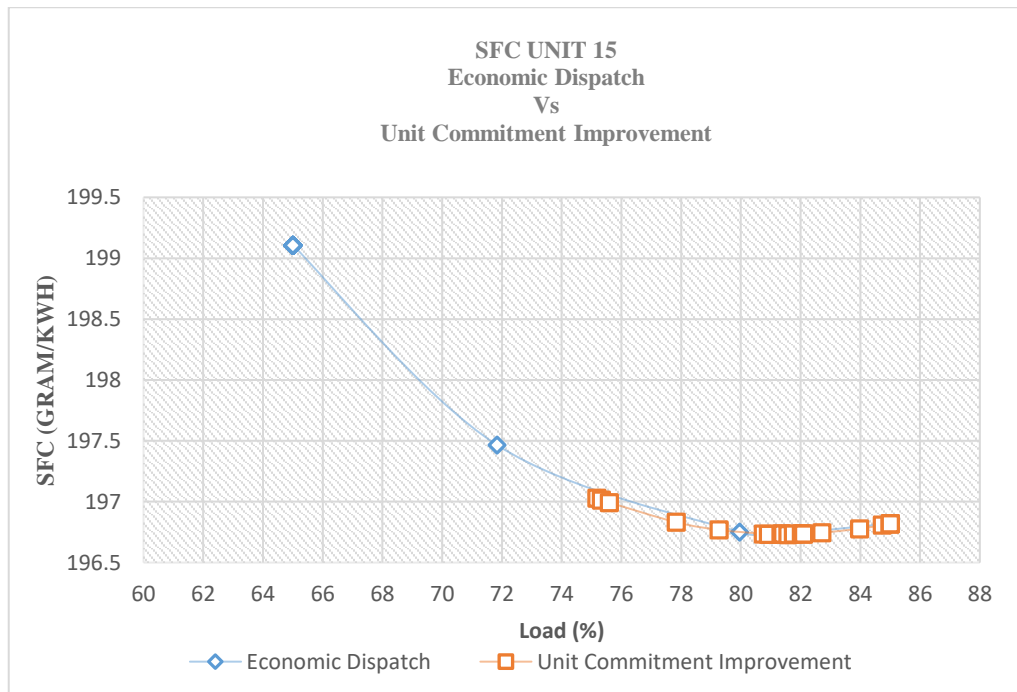
Gambar grafik perbandingan SFC hasil perhitungan *economic dispatch* dan *unit commitment improvement* Unit 8 bulan ke-3 tahun 2033 (skenario 2)



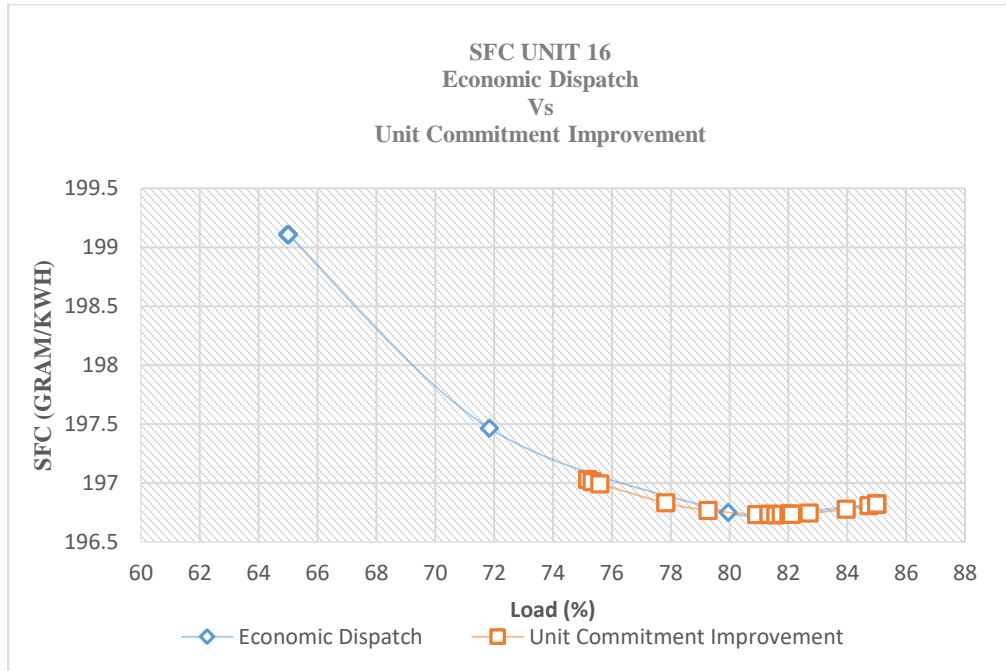
Gambar grafik perbandingan SFC hasil perhitungan *economic dispatch* dan *unit commitment improvement* Unit 9 bulan ke-3 tahun 2033 (skenario 2)



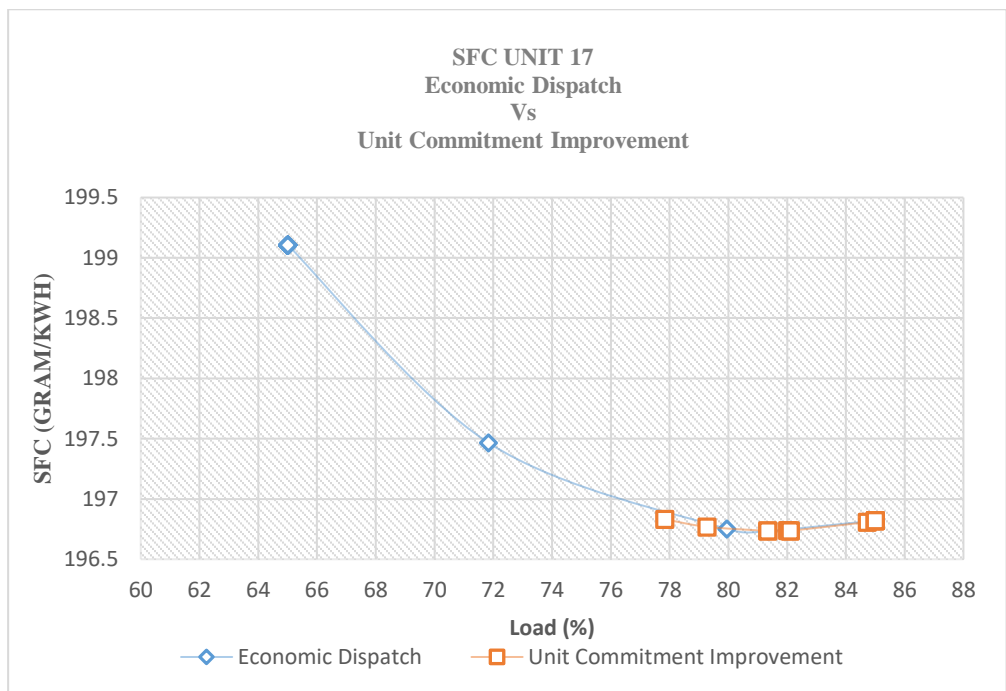
Gambar grafik perbandingan SFC hasil perhitungan *economic dispatch* dan *unit commitment improvement* Unit 10, Unit 11, Unit 12, Unit 13, dan Unit 14 bulan ke-3 tahun 2033 (skenario 2)



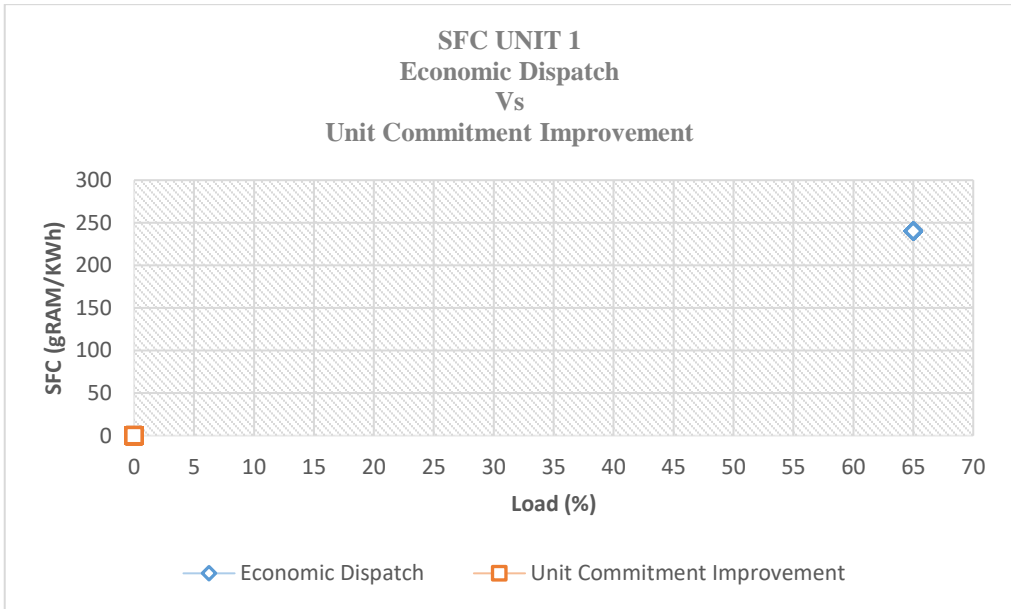
Gambar grafik perbandingan SFC hasil perhitungan *economic dispatch* dan *unit commitment improvement* Unit 15 bulan ke-3 tahun 2033 (skenario 2)



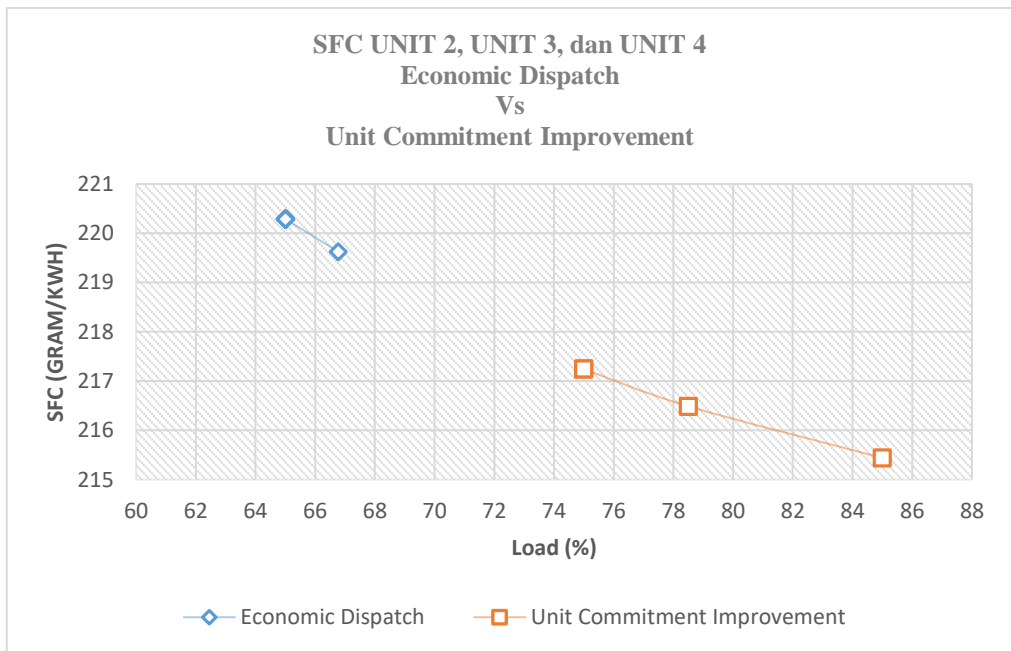
Gambar grafik perbandingan SFC hasil perhitungan *economic dispatch* dan *unit commitment improvement* Unit 16 bulan ke-3 tahun 2033 (skenario 2)



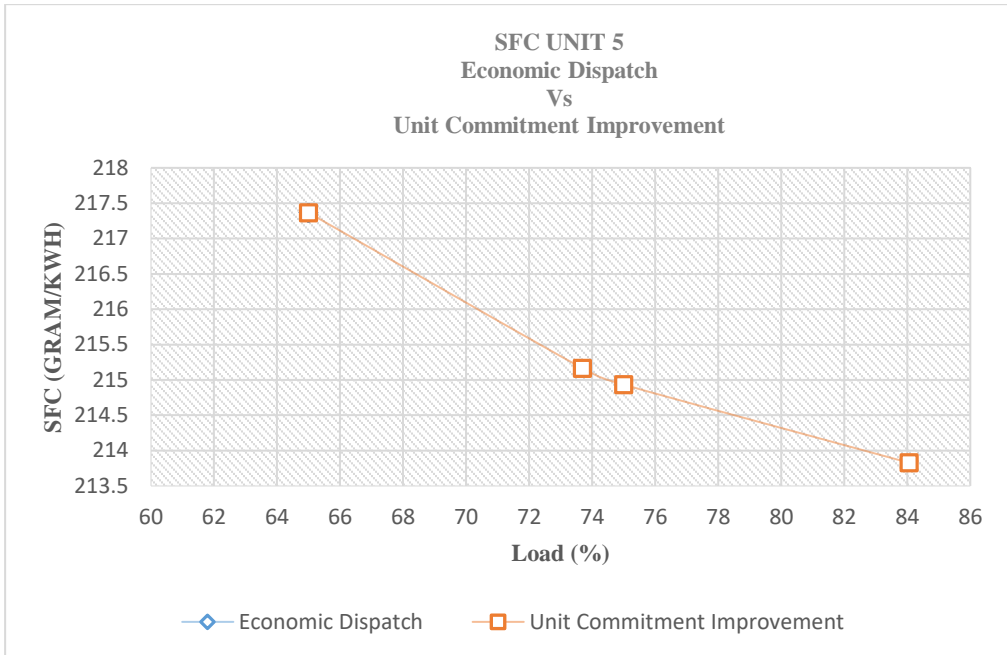
Gambar grafik perbandingan SFC hasil perhitungan *economic dispatch* dan *unit commitment improvement* Unit 17 bulan ke-3 tahun 2033 (skenario 2)



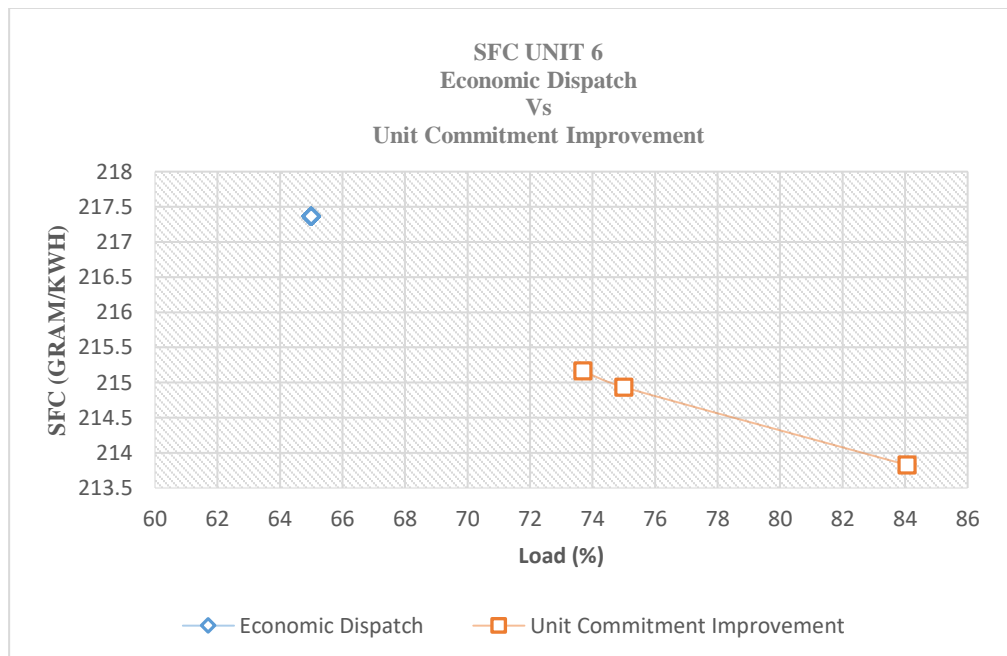
Gambar grafik perbandingan SFC hasil perhitungan *economic dispatch* dan *unit commitment improvement* Unit 1 bulan ke-3 tahun 2038 (skenario 3)



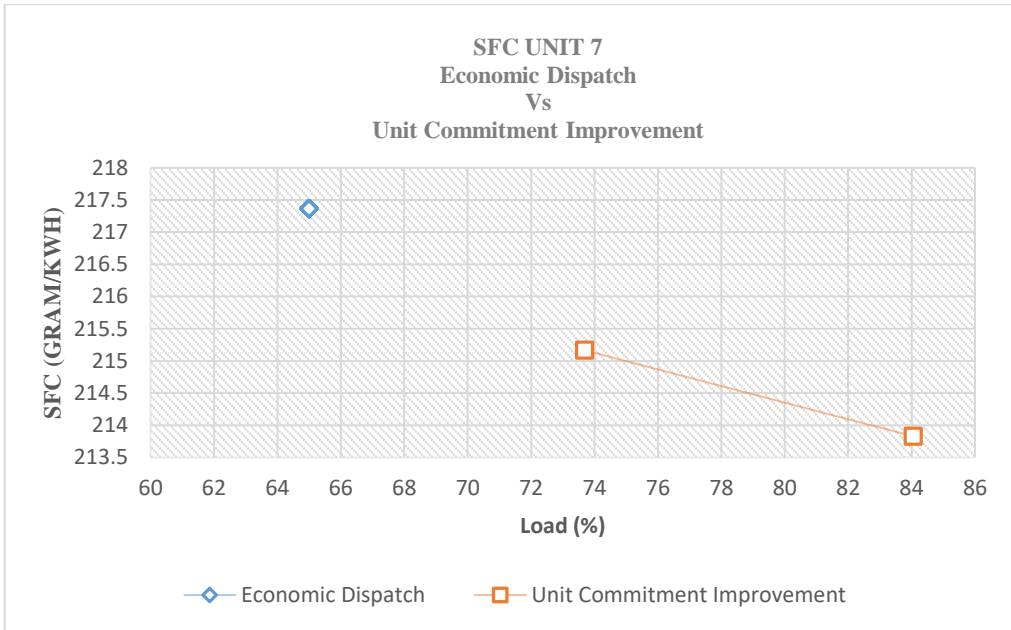
Gambar grafik perbandingan SFC hasil perhitungan *economic dispatch* dan *unit commitment improvement* Unit 2, Unit 3, dan Unit 4 bulan ke-3 tahun 2038 (skenario 3)



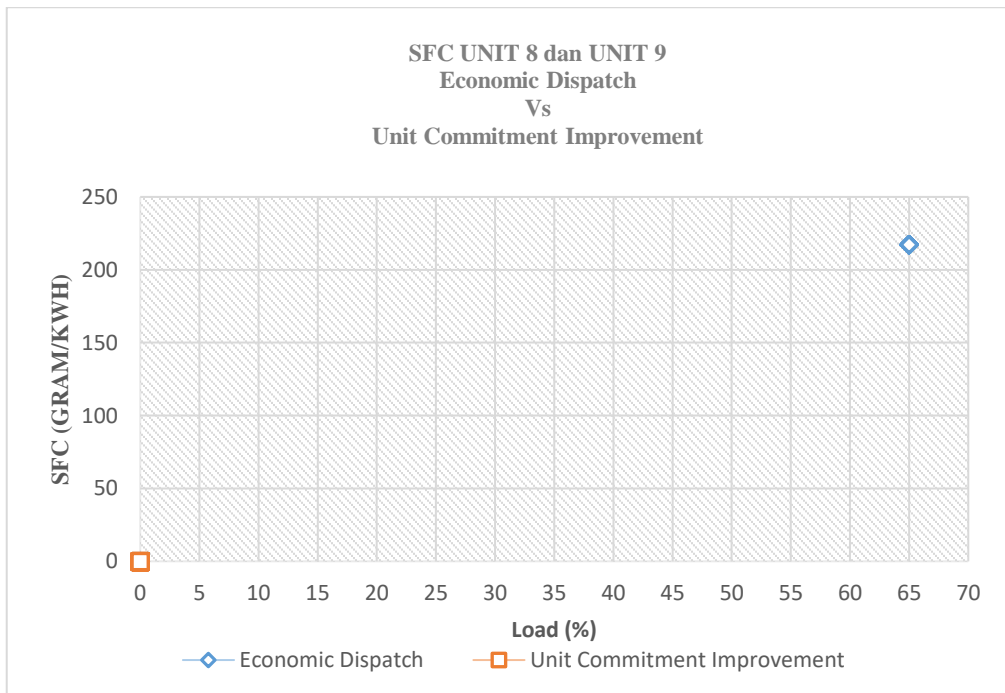
Gambar grafik perbandingan SFC hasil perhitungan *economic dispatch* dan *unit commitment improvement* Unit 5 bulan ke-3 tahun 2038 (skenario 3)



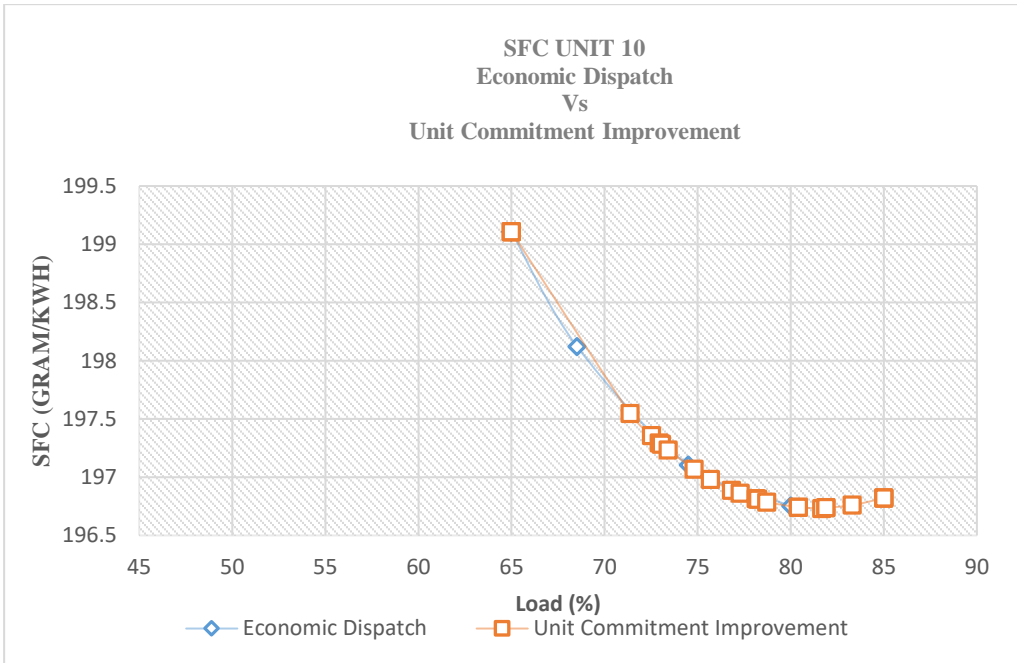
Gambar grafik perbandingan SFC hasil perhitungan *economic dispatch* dan *unit commitment improvement* Unit 6 bulan ke-3 tahun 2038 (skenario 3)



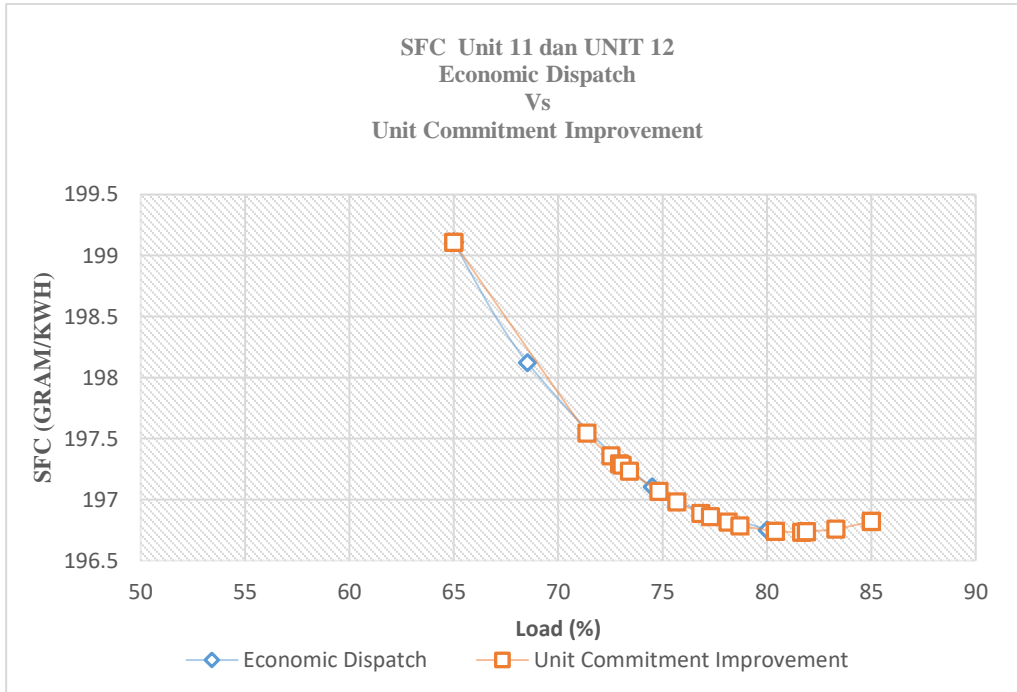
Gambar grafik perbandingan SFC hasil perhitungan *economic dispatch* dan *unit commitment improvement* Unit 7 bulan ke-3 tahun 2038 (skenario 3)



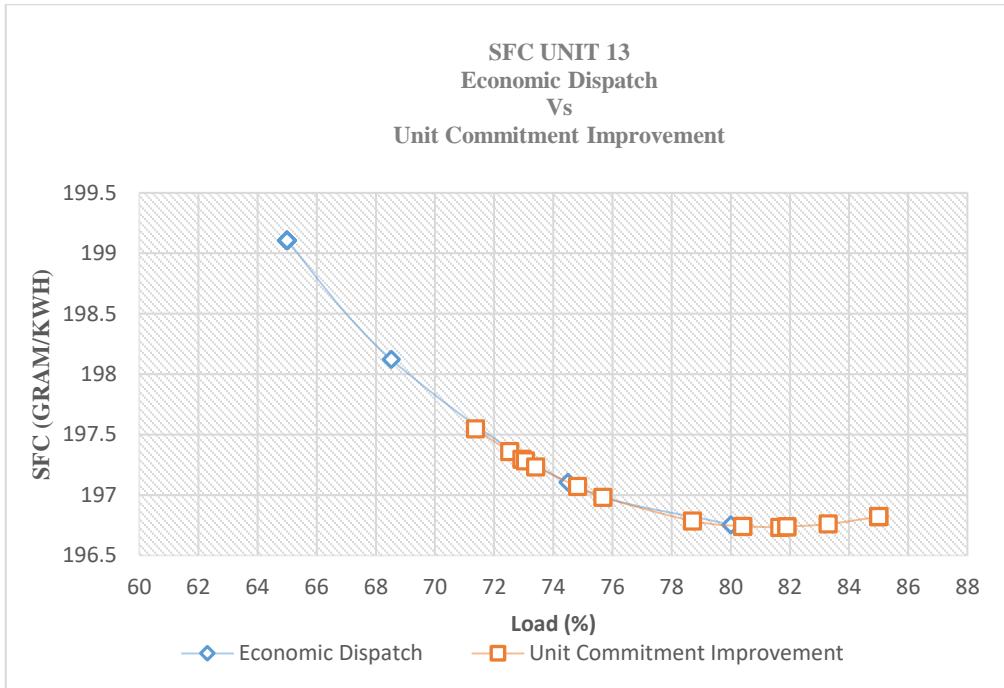
Gambar grafik perbandingan SFC hasil perhitungan *economic dispatch* dan *unit commitment improvement* Unit 8 dan Unit 9 bulan ke-3 tahun 2038 (skenario 3)



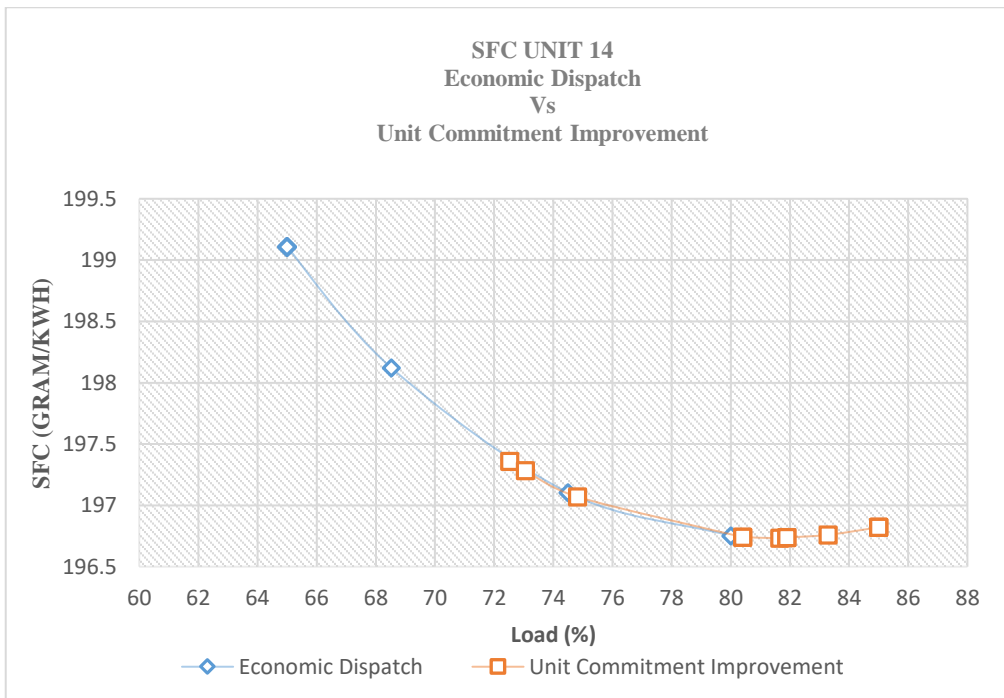
Gambar grafik perbandingan SFC hasil perhitungan *economic dispatch* dan *unit commitment improvement* Unit 10 bulan ke-3 tahun 2038 (skenario 3)



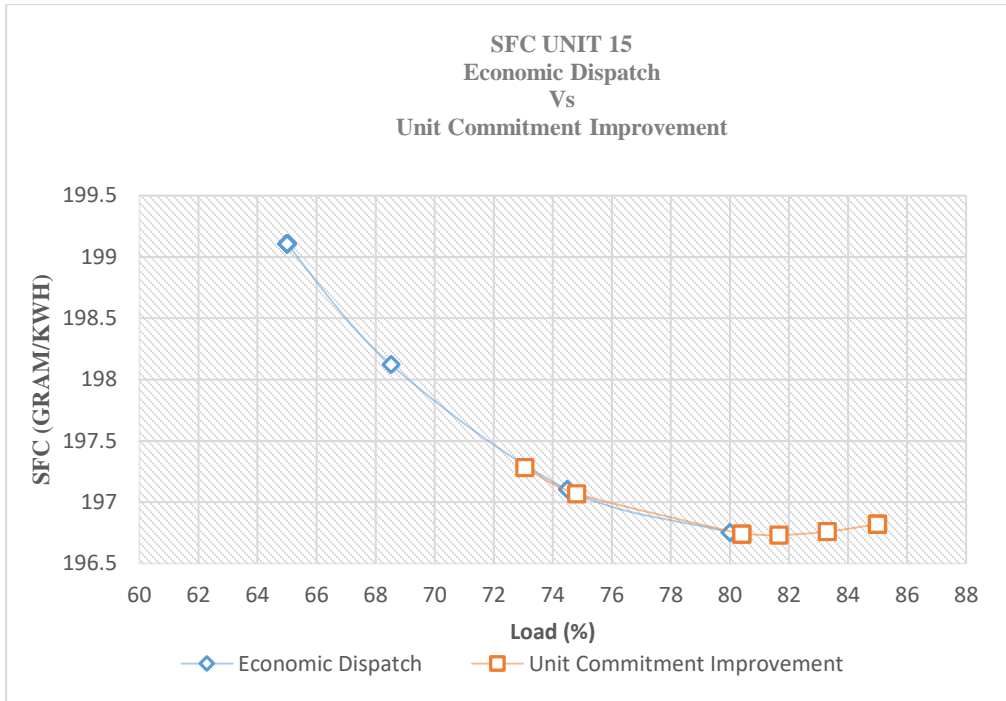
Gambar grafik perbandingan SFC hasil perhitungan *economic dispatch* dan *unit commitment improvement* Unit 11 dan Unit 12 bulan ke-3 tahun 2038 (skenario 3)



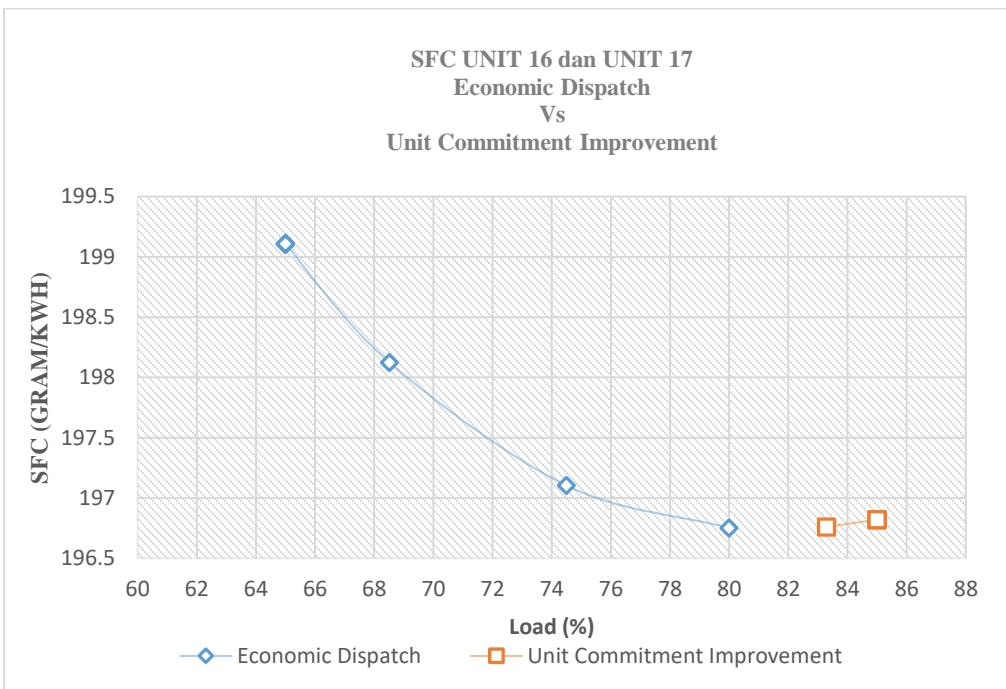
Gambar grafik perbandingan SFC hasil perhitungan *economic dispatch* dan *unit commitment improvement* Unit 13 bulan ke-3 tahun 2038 (skenario 3)



Gambar grafik perbandingan SFC hasil perhitungan *economic dispatch* dan *unit commitment improvement* Unit 14 bulan ke-3 tahun 2038 (skenario 3)



Gambar grafik perbandingan SFC hasil perhitungan *economic dispatch* dan *unit commitment improvement* Unit 15 bulan ke-3 tahun 2038 (skenario 3)

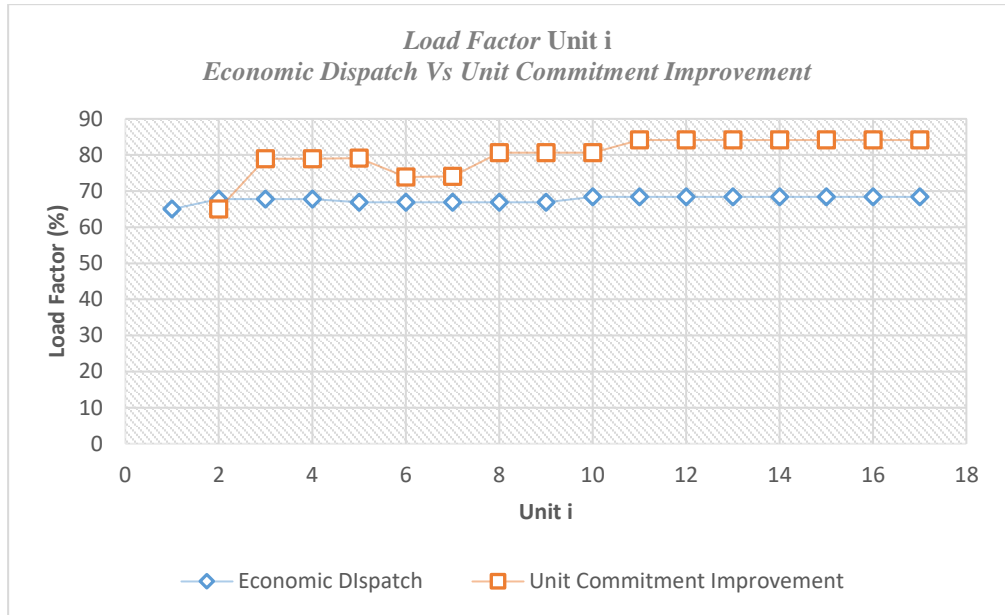


Gambar grafik perbandingan SFC hasil perhitungan *economic dispatch* dan *unit commitment improvement* Unit 16 dan Unit 17 bulan ke-3 tahun 2038 (skenario 3)

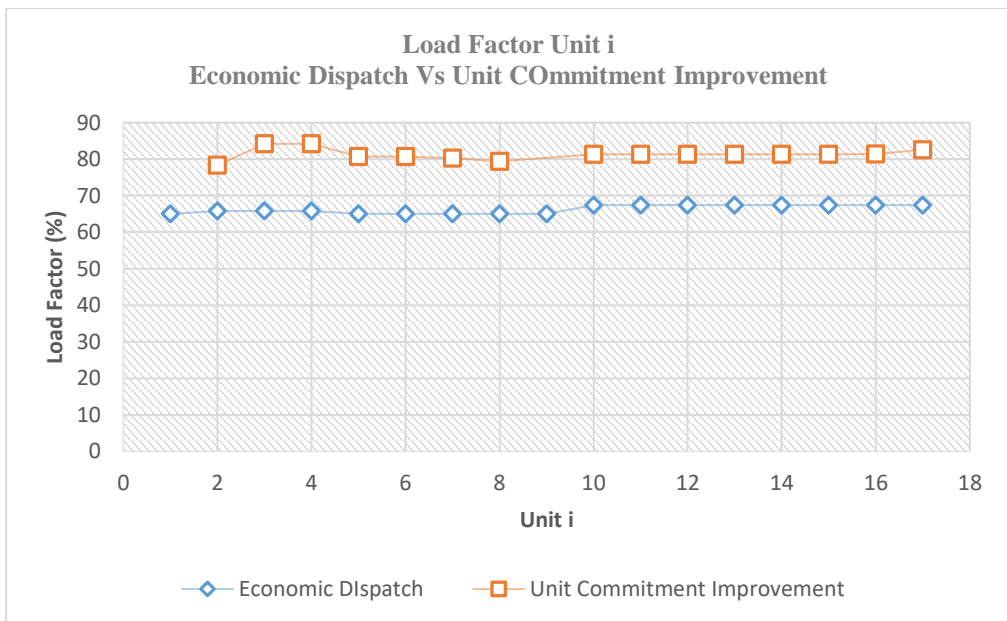
“Halaman ini sengaja dikosongkan”

LAMPIRAN 7: Grafik Perbandingan *Load Factor Economic Dispatch* Dan *Unit Commitment Improvement* Setiap Unit i Sistem Pembangkit Eksisting

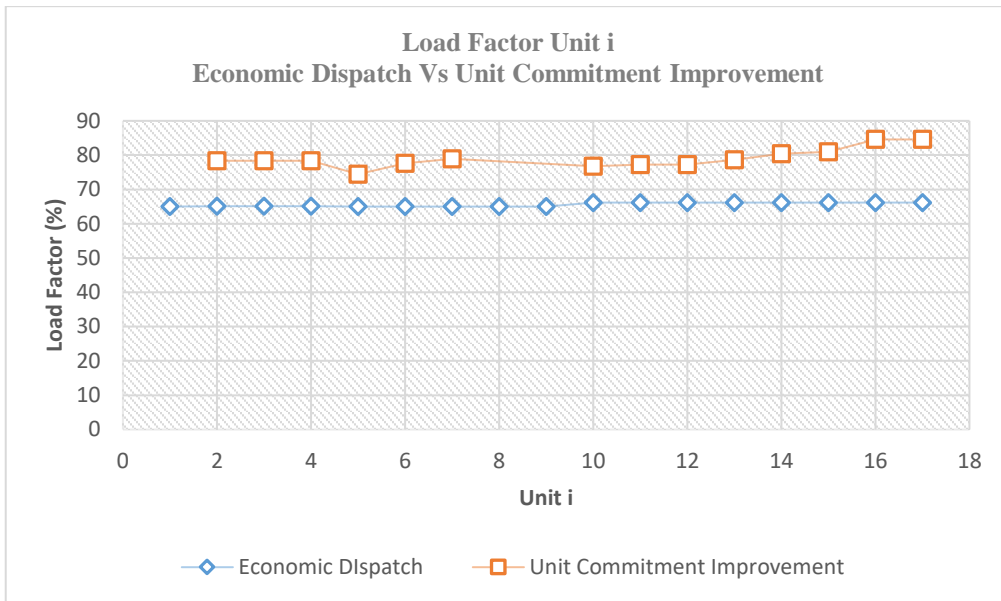
“Halaman ini sengaja dikosongkan”



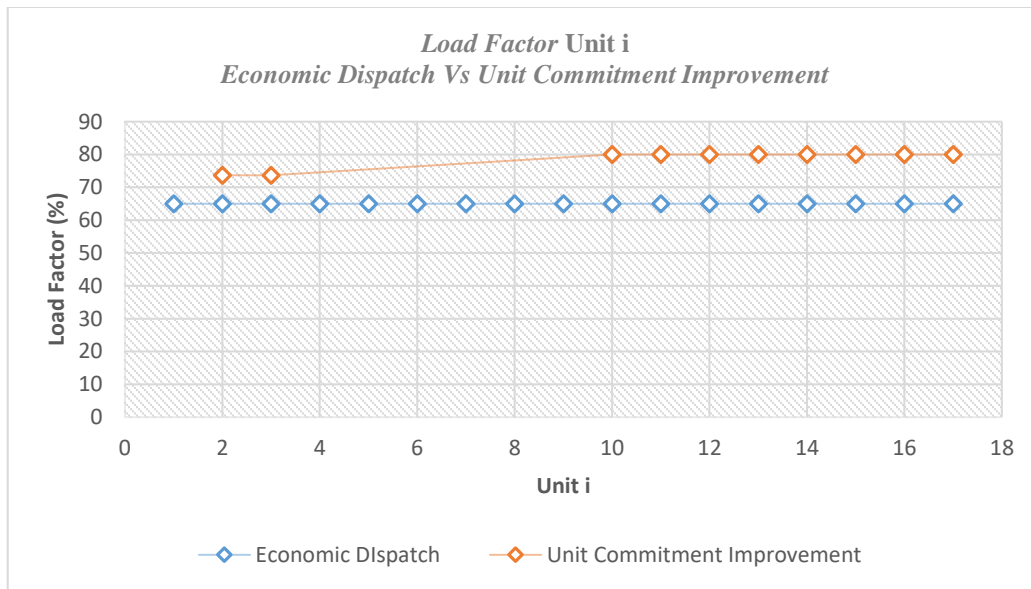
Gambar grafik perbandingan *load factor* hasil perhitungan *economic dispatch* dan *unit commitment improvement* setiap Unit i sistem pembangkit eksisting pada bulan ke-3 tahun 2026 (skenario 1)



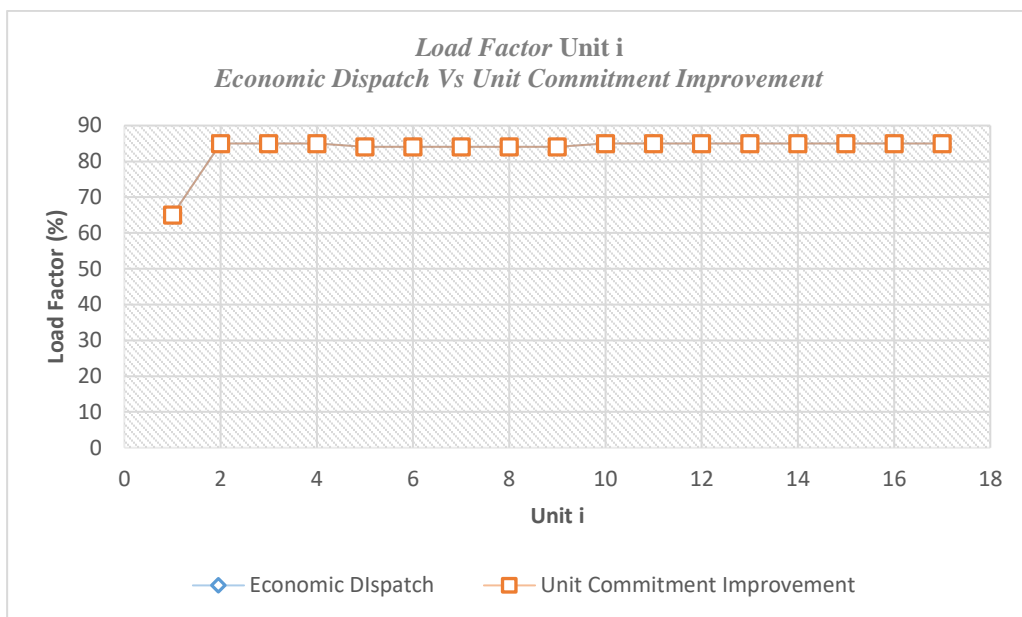
Gambar grafik perbandingan *load factor* hasil perhitungan *economic dispatch* dan *unit commitment improvement* setiap Unit i sistem pembangkit eksisting pada bulan ke-3 tahun 2033 (skenario 2)



Gambar grafik perbandingan *load factor* hasil perhitungan *economic dispatch* dan *unit commitment improvement* setiap Unit i sistem pembangkit eksisting pada bulan ke-3 tahun 2038 (skenario 3)



Grafik Perbandingan *load factor economic dispatch* dan *unit commitment improvement* tiap Unit i sistem pembangkit eksisting pada jam ke-8 bulan ke-3 tahun 2026



Grafik Perbandingan *load factor economic dispatch* dan *unit commitment improvement* tiap Unit i sistem pembangkit eksisting pada jam ke-19 bulan ke-3 tahun 2026

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

BIOGRAFI PENULIS



Rusdianto, lahir di Karimun, Kepulauan Riau pada tanggal 16 Maret 1997 merupakan anak ketiga dari empat bersaudara. Pendidikan bermula di MIN 2 Parit Benut Karimun, SMPN 2 Tebing, SMAN 4 Karimun, hingga Departemen Teknik Sistem Perkapalan, Falkutas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya. Selama Menempuh Pendidikan di Departemen Teknik Sitem Perkapalan ITS, di tahun 2016/1017 pertama penulis sudah aktif sebagai salah satu staf di Organisasi Forum Daerah yaitu IMPKK-Surabaya (Ikatan Mahasiswa Pelajar Kabupaten Karimun-Surabaya) dan KPMKR-Surabaya (Kerukunan Pelajar Mahasiawa Kepulauan Riau). Di tahun 2017/2018 penulis diberi amanah sebagai Ketua Umum IMPKK-Surabaya. Di tahun yang sama, penulis mulai aktif dikegiatan kampus dengan menjadi staf *Laboratorium Marine Electrical and Automation System (MEAS)*. Ditahun 2018/1019, penulis menjadi salah satu pengurus inti Lab MEAS. Ditahun yang sama, penulis mulai mengikuti perlombaan “*Paper Competition*” antar mahasiswa tingkat nasional dan mendapatkan gelar penghargaan juara 3 di Marine Icon ITS 2018.

Rusdianto

rusdianto163@gmail.com

“Halaman ini sengaja dikosongkan”