

# ECONOMIC DISPATCH PADA PEMBANGKIT TENAGA LISTRIK DENGAN ITERASI LAMBDA MENGGUNAKAN SOFTWARE MATLAB

*by* Fachrizal Fahamsyah

---

FILE	1578895350002_TEKNIK_ELEKTRO_1451502265_FACHRIZAL_FAHAMSYA H..PDF (1.31M)		
TIME SUBMITTED	14-JAN-2020 09:32AM (UTC+0700)	WORD COUNT	2541
SUBMISSION ID	1241683948	CHARACTER COUNT	13944

## ECONOMIC DISPATCH PADA PEMBANGKIT TENAGA LISTRIK DENGAN ITERASI LAMBDA MENGGUNAKAN SOFTWARE MATLAB

Fachrizal Fahamsyah<sup>1</sup>, Aris Heri Andri<sup>2</sup>, ST.MT.<sup>2</sup>, Ayus Lukita W, ST.MT.<sup>3</sup>

1. Mahasiswa Prodi Teknik Elektro, 2,3 Dosen Prodi Teknik Elektro Universitas 17 Agustus 1945 Surabaya  
Jl. Semolowaru 45 Surabaya 60118  
Telp. (031) 401300301 / 5931800, Faks. (031) 5927817  
E-mail : Fachrizalfahamsyah@gmail.com

### ABSTRAK<sup>1</sup>

Dalam perkembangan teknologi yang pesat mendorong konsumsi energi tenaga listrik juga semakin besar oleh sebab itu, pembangkit energi listrik harus mampu memenuhi permintaan daya listrik konsumen dengan harga yang minim. Disinilah peran Economic Dispatch untuk meminimalkan biaya dan mengoptimalkan daya pembangkit dalam permintaan beban tertentu. Tujuan tugas akhir ini Mengetahui perhitungan Economic Dispatch dengan metode Iterasi Lambda pada beban puncak pada hari Minggu dan hari Senin, dan Mendapatkan biaya yang minimum pada perhitungan Economic Dispatch memperhitungkan rugi-rugi transmisi dalam satu hari penuh pada hari Minggu dan hari Senin. Pada tugas akhir ini perhitungan Economic Dispatch memperhitungkan rugi-rugi transmisi menggunakan metode Iterasi Lambda dengan software matlab supaya permintaan beban tidak melebihi kapasitas pembangkit. Hasil dari simulasi Economic Dispatch menggunakan iterasi lambda pada hari Minggu, 28 April 2019 Total biaya real sistem PLN selama satu hari sebesar Rp. 14,954,108,358.41, sedangkan total biaya simulasi Iterasi Lambda memperhitungkan rugi-rugi transmisi sebesar Rp. 12,616,085,009.08. Sehingga mendapatkan penghematan biaya sebesar Rp. 2,338,023,349.33 atau 16%. Hasil dari simulasi Economic Dispatch pada hari Senin, 29 April 2019 Total biaya real sistem PLN selama satu hari sebesar Rp. 13,565,917,904.80, total biaya simulasi Iterasi Lambda memperhitungkan rugi-rugi daya sebesar Rp. 13,388,482,948.85. dan mendapatkan penghematan sebesar Rp. 177,434,955.94 atau 1%.

Kata Kunci: Economic Dispatch, Iterasi Lambda, Pembangkit 150kV Jawa Timur.

## 1. PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Biaya operasi pada suatu pembangkit tenaga listrik merupakan biaya terbesar dalam pengoperasian suatu perusahaan pembangkit listrik. Biaya yang dikeluarkan oleh perusahaan tenaga listrik untuk menghasilkan energi listrik dalam suatu sistem ditentukan oleh biaya investasi dan biaya operasi suatu pembangkit. Analisa aliran daya optimal untuk meminimalkan biaya pembangkitan tenaga listrik biasa dikenal istilah Economic Dispatch. Economic Dispatch adalah pembagian pembebanan pada unit-unit pembangkit yang ada dalam sistem tenaga listrik secara optimal pada harga beban sistem tertentu.

Pada penelitian sebelumnya yang membahas tentang Economic Dispatch itu Suriyan Arif Wibowo (2007) dengan judul Optimasi Economic Dispatch Pembangkit Sistem 150 Kv Jawa Timur Menggunakan Metode Merit Order. Dengan hasil Kombinasi pembangkit yang digunakan metode merit order lebih sedikit dengan mengurutkan operasional pembangkit dari pembangkit yang

termurah sampai pembangkit yang termahal, sehingga proses perhitungan lebih cepat. Kombinasi merit order akan menghasilkan biaya produksi pembangkitan paling murah pada saat unit dibebani mendekati daya maksimumnya, karena penyusunan daftar merit order berdasarkan harga produksi rata-rata setiap saat beban maksimum.

Pada tugas akhir ini, perhitungan Economic Dispatch pada tujuh pembangkit thermal 150kV Jawa Timur dengan metode iterasi lambda. Hasil dari simulasi Economic dispatch menggunakan iterasi lambda akan dibandingkan dengan data real sistem PLN.

## 2. LANDASAN TEORI

### 2.1 Sistem Tenaga Listrik

Saat ini, sistem tenaga listrik merupakan jaringan terinterkoneksi. Pada sistem tenaga listrik dibagi menjadi 4 bagian, antara lain: (1) Pembangkitan, (2) Transmisi dan Subtransmisi, (3) Distribusi, (4) Beban.

## 2.2 Analisa Aliran Daya

Aliran daya biasanya ditunjukkan dengan aliran beban, yang merupakan dasar desain dan analisa sistem tenaga. Dalam studi aliran daya juga dibutuhkan perencanaan, operasi, serta penjadwalan pembangkit. Selanjutnya studi aliran daya juga diperlukan dalam studi kontingensi dan stabilitas transient.

### 2.2.1 Persamaan Aliran Daya

Berdasarkan tipikal bus pada jaringan transmisi, ditunjukkan gambar 2.1,

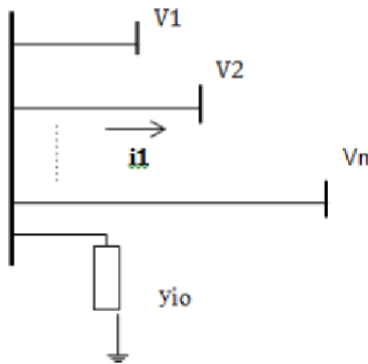
$$I_i = y_{i0} \cdot V_i + y_{i1} \cdot V_i - V_i + \dots + y_{in} \cdot V_i - V_n$$

$$= (y_{i0} + y_{i1} + \dots + y_{in}) \cdot V_i - y_{i1} \cdot V_1 - \dots - y_{in} \cdot V_n \quad (2.4)$$

Persamaan diatas dapat di tulis

$$I_i = \sum_{j=0}^n y_{ij} - \sum_{j=1}^n y_{ji} \cdot V_j \quad j \neq i \quad (2.5)$$

$V_i$



Gambar 2.1 Tipikal bus jaringan sistem tenaga listrik.

18 Daya nyata dan Daya reaktif pada bus  $i$  adalah

$$P_i + Q_i = V_i \cdot I_i^* \quad (2.6)$$

$$I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} \quad (2.7)$$

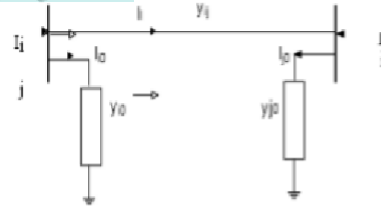
dengan substitusi (2.5) ke (2.7), didapat

$$\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} = I_i = \sum_{j=0}^n y_{ij} - \sum_{j=1}^n y_{ji} \cdot V_j \quad (2.8)$$

Dari penjabaran di atas, merupakan perhitungan aliran daya menghasilkan persamaan aljabar *nonlinear* yang harus diselesaikan dengan teknik iterasi. Pada studi aliran daya, sistem diasumsikan pada kondisi seimbang dan digunakan pemodelan menggunakan *single phase* serta ada empat variabel yang diperhitungkan pada tiap-tiap bus yaitu

13 voltage magnitudel  $V_i$ , phase angle ( $\delta$ ), real power ( $P$ ), dan reactive power ( $Q$ ).

Setelah 4 ganngan pada setiap bus diperoleh, selanjutnya adalah perhitungan aliran daya dan rugi-rugi saluran



Gambar 2.2 Pemodelan perhitungan rugi rugi jaringan transmisi.

2 Arus yang mengalir dari bus  $i$  ke bus  $j$  dapat ditulis sebagai berikut

$$9 I_{ij} = I_i + I_{i0} = y_{ij} (V_i - V_j) + y_{i0} V_i \quad (2.9)$$

Dengan cara perhitung 8 yang sama, arus yang mengalir berlawanan, atau dari bus  $j$  ke bus  $i$  adalah

$$9 I_{ji} = -I_i + I_{i0} = y_{ij} (V_j - V_i) + y_{j0} V_j \quad (2.10)$$

Setelah itu, perhitungan *losses* jaringan dapat dilakukan.

8 Daya total  $S_{ij}$  yang mengalir dari bus  $i$  ke bus  $j$  adalah

$$S_{ij} = V_i \cdot I^* \quad (2.11)$$

$$S_{ji} = V_j \cdot I^* \quad (2.12)$$

4 Rugi-rugi transmisi dari bus  $i$  ke bus  $j$  adalah penjumlahan aljabar dari aliran daya yang ditentukan persamaan (2.11) dan (2.12).

$$SL_{ij} = S_{ij} + S_{ji} \quad (2.13)$$

## 2.3 Economic Dispatch

*Economic Dispatch* yaitu pembagian pembebanan pada setiap unit pembangkit, sehingga diperoleh kombinasi unit pembangkit yang dapat memenuhi kebutuhan beban dengan biaya yang optimum atau dengan kata lain, untuk mencari nilai optimum dari *output* daya dari kombinasi unit pembangkit yang bertujuan untuk meminimalkan total biaya pembangkitan besar beban pada suatu sistem tenaga listrik yang selalu berubah setiap periode waktu tertentu. penyelesaian persamaan *Economic Dispatch* adalah dengan cara pendekatan konvensional menggunakan persamaan *Lagrange multiplier*.

$$L = Pt + (PD + Ploss - \sum P_i) \quad (2.1)$$

Dimana  $Ft$  adalah total biaya produksi dari seluruh unit pembangkit yang ada. Nilai minimum dari persamaan (2.1) akan didapatkan saat turunan parsial terhadap daya yang dibangkitkan sama dengan nol.

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_i} = 0 \quad (2.2)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \lambda} = 0 \quad (2.3)$$

Menggabungkan persamaan (2.2) dengan persamaan (2.3) didapatkan persamaan :

$$\frac{\partial F_t}{\partial P_i} + \lambda \left( 0 + \frac{\partial P_{loss}}{\partial P_i} - 1 \right)$$

$$\lambda = \frac{\partial F_t}{\partial P_i} + \lambda \frac{\partial P_{loss}}{\partial P_i} \quad (2.4)$$

menggabungkan persamaan (2.1) dengan persamaan (2.3) maka didapatkan persamaan:

$$\sum_{i=1}^{ng} P_i = P_D + P_L \quad (2.5)$$

ungsi pertidaksamaan dinyatakan dalam persamaan (2.6) berikut.

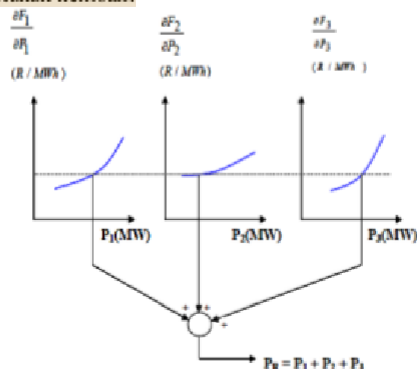
$$P_{i(\min)} \leq P_i \leq P_{i(\max)} \quad i = 1, \dots, ng \quad (2.6)$$

Persamaan diatas merupakan persamaan *equality constrain*. *equality constrain* merupakan batasan yang mempresentasikan keseimbangan daya dalam sistem yaitu dimana jumlah daya pembangkitan sama dengan jumlah daya beban ditambah dengan besarnya daya *losses*.

### 3. METODE PENELITIAN

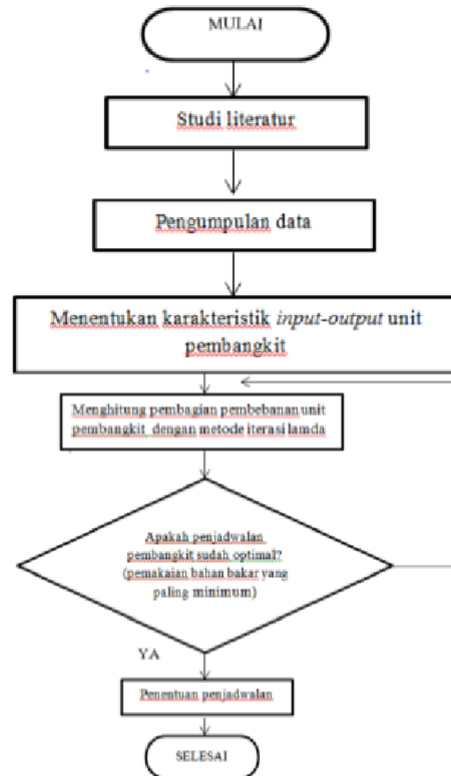
#### 3.1 Iterasi Lambda

Iterasi *lambda* merupakan salah satu dari metode yang digunakan dalam *Economic Dispatch*. Blok diagram dari metode *Iterasi Lambda* ini dapat dilihat pada gambar 3.3. Pada metode ini  $\lambda$  diasumsikan terlebih dahulu, kemudian menggunakan syarat optimum, dihitung nilai  $P_i$  (output dari setiap pembangkit). Dengan menggunakan konstrain diperiksa apakah jumlah total dari output sama dengan kebutuhan beban sistem, bila belum harga  $\lambda$  ditentukan kembali.



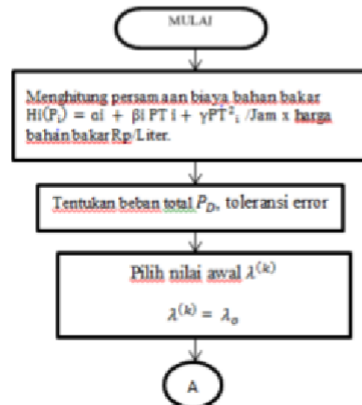
Gambar 3.3 Diagram blok penyelesaian dengan metode iterasi lambda.

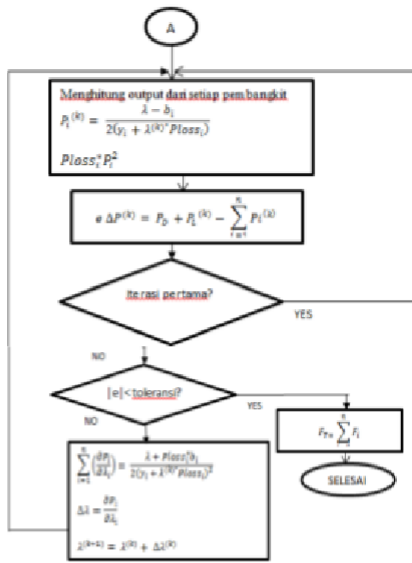
#### 3.2 Tahap Penelitian



Gambar 3.5 Flowchart tahap penelitian.

#### 3.3 Flowchat Program





Gambar 3.6 flowchat iterasi lambda

#### 4. ANALISA DAN PEMBAHASAN

##### 4.1 Data Pembangkit

Terdapat 6 unit pembangkit *thermal* yang beroperasi pada sistem 150 kV Jawa Timur. Pembangkit-pembangkit tersebut terdiri dari PLTU, PLTG, PLTGU. Data pembangkit yang digunakan adalah data pembangkit dari P3B Jawa Bali pusat di Gandul, Jakarta [4] latan.

Tabel 4.3 Data real PLN

No	Nama Pembangkit	Daya Minimum (MW)	Daya Maksimum (MW)
1	PLTGU Gresik Blok 1	250	480
2	PLTU Gresik 1&2	80	200
3	PLTU Gresik 3&4	160	400
4	PLTU Perak 3&4	40	82
5	PLTG Grati Blok 2	120	300
6	PLTG Gresik 1&2	10	32

Tabel 4.4 Data pembangkit dan karakteristik input output

NO	pembangkit	karakteristik input output			fuel cost
		A	B	C	
1	PLTU GRSIK #1	388144.17	1306.15	6.1800	259.3
2	PLTU GRSIK #3	375800	1968	9.762	259.3
3	PLTU PITON #1	251800	2600	4.8	71.06
4	PLTGU GRESIK #4	6000	2136	5.28	650
5	PLTGU GRATI #	696.25	877	1.92	617.2
6	PLTGU GRATI #	696.03	877	1.92	617.2
7	PLTG GRSIK #1	78	7.6	0.002	259.3

Tabel 4.5 Data fungsi biaya dan batas pembangkit

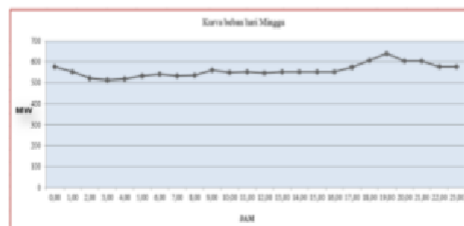
NO	pembangkit	fungsi biaya bahan bakar			Min (MW)	Max (MW)
		A	B	C		
1	PLTU GRSIK #1	1006457.83.3	338684.695	16.024740	40	80
2	PLTU GRSIK #3	9744494.0	510302.4	25.31.2866	90	166.5
3	PLTU PITON #1	1789290.8	184756	34.1.088	225	370
4	PLTGU GRSIK #1	1900000	1388400	34.32	53	100
5	PLTGU GRATI #1	4295725.5	541284.4	11.85.024	110	155.48
6	PLTGU GRATI #1	429589.71.6	541284.4	11.85.024	53	100
7	PLTG GRSIK #1	20225.4	1970.68	0.5186	5	15

##### 4.2 Penjadwalan Pembangkit 150 kV Jawa Timur

Beban sistem yang digunakan dalam simulasi ini adalah beban sistem yang ditanggung oleh pembangkit *thermal* yang terhubung langsung dengan sistem 150 kV Jawa Timur. Beban yang digunakan pembebanan 2 hari pada hari Minggu, 28 April 2019 dan Senin, 29 April 2019 dengan pembebanan 24 periode interval per jam. Untuk jumlah beban pada hari minggu dan senin merupakan hasil dari total daya dari tujuh pembangkit tersebut. Data beban pada hari Minggu dan Senin dapat dilihat dibawah ini.

Tabel 4.6 Penjadwalan pembebanan hari Minggu, 28 April 2019.

HARI	WAKTU	PLTU (GRATI)	PLTU (GRAT)	PLTU (GRAT)	PLTU (GRAT)	PLTU (GRAT)	PLTG (GRAT)	TOTAL DAYA	TOTAL BIAYA
Minggu	0:00	34	145.85	796	64.5285	0	0	518.957	449.251.113.18
	1:00	34	145.85	796	64.5285	0	0	518.957	449.251.113.18
	2:00	40	145.85	283.12	40	0	0	518.957	581.680.658.21
	3:00	40	145.85	283.12	40	0	0	518.957	581.680.658.21
	4:00	40	145.85	283.12	40	0	0	518.957	581.680.658.21
	5:00	40	145.85	283.12	40	0	0	518.957	581.680.658.21
	6:00	40	145.85	283.12	40	0	0	518.957	581.680.658.21
	7:00	34.1182	145.85	283.12	40	0	0	518.957	581.680.658.21
	8:00	34.1182	145.85	283.12	40	0	0	518.957	581.680.658.21
	9:00	34.1182	145.85	283.12	40	0	0	518.957	581.680.658.21
	10:00	34.1182	145.85	283.12	40	0	0	518.957	581.680.658.21
	11:00	34	145.85	796	64.5285	0	0	518.957	449.251.113.18
	12:00	34	145.85	796	64.5285	0	0	518.957	449.251.113.18
	13:00	34	145.85	796	64.5285	0	0	518.957	449.251.113.18
	14:00	34	145.85	796	64.5285	0	0	518.957	449.251.113.18
	15:00	34	145.85	796	64.5285	0	0	518.957	449.251.113.18
	16:00	34	145.85	796	64.5285	0	0	518.957	449.251.113.18
	17:00	34	145.85	796	64.5285	0	0	518.957	449.251.113.18
	18:00	34	145.85	796	64.5285	0	0	518.957	449.251.113.18
	19:00	34	145.85	796	64.5285	0	0	518.957	449.251.113.18
	20:00	34	145.85	796	64.5285	0	0	518.957	449.251.113.18
	21:00	34	145.85	796	64.5285	0	0	518.957	449.251.113.18
	22:00	34	145.85	796	64.5285	0	0	518.957	449.251.113.18
	23:00	34	145.85	796	64.5285	0	0	518.957	449.251.113.18
TOTAL								14394.108.38.41	



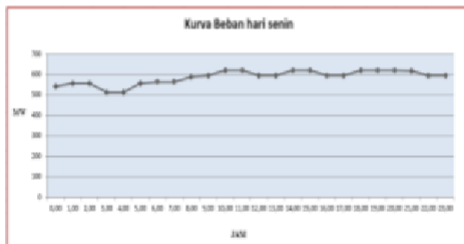
Gambar 4.2 Kurva pada beban hari Minggu.

Dari gambar Kurva beban hari Minggu diatas oleh sistem real PLN terdapat kenaikan beban atau beban puncak pada jam 19.00 sebesar 638.85 MW. Penjadwalan pembangkit *thermal* Jawa Timur pada hari minggu 28 April 2019 sebagai sample untuk

pembebanan di hari libur. Memiliki 24 periode pembebanan yang mana 1 periodenya adalah 1 jam. Kolom daya total adalah daya yang harus ditanggung tujuh pembangkit thermal pada setiap periodenya. Pembebanan dan biaya bisa dilihat pada tabel 4.6.

Tabel 4.7 Penjadwalan pembebanan hari Senin, 29 April 2019

PENJADWALAN UNIT PEMBANGKIT AREA I (JAWA TIMUR) - SENIN											
HARI	UNIT	PLTU	PLTU	PLTU	PLTU	PLTU	PLTU	PLTU	PLTU	TOTAL	
GAL	DAK	1	2	3	4	5	6	7	8	DAWA	
		0.00	53.820	111.7	163.81	0.0	0	0	0	311.13111	311.012.19.76
	1.00	49	149.85	32.1	48	0	0	0	0	326.88	22.224.200.42
	2.00	49	149.85	32.1	48	0	0	0	0	326.88	22.224.200.42
	3.00	49	149.85	32.1	48	0	0	0	0	311.85	209.550.62.56
	4.00	49	149.85	32.1	48	0	0	0	0	326.88	22.224.200.42
	5.00	64	113.2	32.1	48	0	0	0	0	366.2	310.920.190.06
	6.00	61	133.2	32.1	48	0	0	0	0	257.2	148.700.786.66
	7.00	61	133.2	32.1	48	0	0	0	0	387.818	339.821.231.26
	8.00	64	113.2	32.1	48	0	0	0	0	366.2	310.920.190.06
	9.00	64	113.2	32.1	48	0	0	0	0	366.2	310.920.190.06
	10.00	64	113.2	32.1	48	0	0	0	0	409.5	447.138.034.54
	11.00	61	133.2	32.1	48	0	0	0	0	409.5	447.138.034.54
	12.00	61	133.2	32.1	48	0	0	0	0	261.2812	29.271.421.41
	13.00	64	113.2	32.1	48	0	0	0	0	404.2885	446.244.839.11
	14.00	64	113.2	32.1	48	0	0	0	0	409.5	447.138.034.54
	15.00	61	133.2	32.1	48	0	0	0	0	409.5	447.138.034.54
	16.00	64	113.2	32.1	48	0	0	0	0	366.2	310.920.190.06
	17.00	64	113.2	32.1	48	0	0	0	0	404.2885	446.244.839.11
	18.00	61	133.2	32.1	48	0	0	0	0	409.5	447.138.034.54
	19.00	64	113.2	32.1	48	0	0	0	0	409.5	447.138.034.54
	20.00	64	113.2	32.1	48	0	0	0	0	411.74	447.784.441.01
	21.00	61	133.2	32.1	48	0	0	0	0	261.2812	29.271.421.41
	22.00	64	113.2	32.1	48	0	0	0	0	411.74	447.784.441.01
	23.00	61	133.2	32.1	48	0	0	0	0	411.74	447.784.441.01
	24.00	64	113.2	32.1	48	0	0	0	0	411.74	447.784.441.01
TOTAL											152.66.91.1.84.88



Gambar 4.3 Kurva pada beban hari Senin.

Dari gambar Kurva beban hari Senin diatas oleh sistem real PLN terdapat kenaikan beban atau beban puncak pada jam 10.00-11.00, 14.00-15.00 dan 18.00-20.00 sebesar 620.2 MW. Penjadwalan pembangkit thermal Jawa Timur pada hari Senin, 29 April 2019 sebagai sample untuk pembebanan di hari libur. Memiliki 24 periode pembebanan yang mana 1 periodenya adalah 1 jam. Kolom daya total adalah daya yang harus ditanggung tujuh pembangkit thermal pada setiap periodenya. Pembebanan dan biaya dapat dilihat pada tabel 4.7.

### 4.3 Simulasi Economic Dispatch Mengabaikan Rugi rugi Daya.

Pada sub bab ini akan dibandingkan biaya antara penjadwalan real sistem PLN dengan metode iterasi lambda Pada hari Minggu, 28 April 2019.

Tabel 4.9 Penjadwalan pembebanan iterasi lambda.

PENJADWALAN UNIT PEMBANGKIT AREA I (JAWA TIMUR) - Minggu											
HARI	UNIT	PLTU	PLTU	PLTU	PLTU	PLTU	PLTU	PLTU	PLTU	TOTAL	
PANGKAL	DAK	1	2	3	4	5	6	7	8	DAWA	
	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	1.00	73.668	50	77.0	50	0	0	0	0	278.278	206.801.84.20
	2.00	49	149.85	50	77.0	50	0	0	0	346.200	48.469.72.48
	3.00	49	149.85	50	77.0	50	0	0	0	346.200	48.469.72.48
	4.00	49	149.85	50	77.0	50	0	0	0	346.200	48.469.72.48
	5.00	49	149.85	50	77.0	50	0	0	0	346.200	48.469.72.48
	6.00	64	113.2	50	77.0	50	0	0	0	346.200	48.469.72.48
	7.00	64	113.2	50	77.0	50	0	0	0	346.200	48.469.72.48
	8.00	64	113.2	50	77.0	50	0	0	0	346.200	48.469.72.48
	9.00	64	113.2	50	77.0	50	0	0	0	346.200	48.469.72.48
	10.00	64	113.2	50	77.0	50	0	0	0	346.200	48.469.72.48
	11.00	64	113.2	50	77.0	50	0	0	0	346.200	48.469.72.48
	12.00	64	113.2	50	77.0	50	0	0	0	346.200	48.469.72.48
	13.00	64	113.2	50	77.0	50	0	0	0	346.200	48.469.72.48
	14.00	64	113.2	50	77.0	50	0	0	0	346.200	48.469.72.48
	15.00	64	113.2	50	77.0	50	0	0	0	346.200	48.469.72.48
	16.00	64	113.2	50	77.0	50	0	0	0	346.200	48.469.72.48
	17.00	64	113.2	50	77.0	50	0	0	0	346.200	48.469.72.48
	18.00	64	113.2	50	77.0	50	0	0	0	346.200	48.469.72.48
	19.00	64	113.2	50	77.0	50	0	0	0	346.200	48.469.72.48
	20.00	64	113.2	50	77.0	50	0	0	0	346.200	48.469.72.48
	21.00	64	113.2	50	77.0	50	0	0	0	346.200	48.469.72.48
	22.00	64	113.2	50	77.0	50	0	0	0	346.200	48.469.72.48
	23.00	64	113.2	50	77.0	50	0	0	0	346.200	48.469.72.48
	24.00	64	113.2	50	77.0	50	0	0	0	346.200	48.469.72.48
TOTAL											1189.97.49.11



Gambar 4.4 Grafik perbandingan hari Minggu

Pada grafik diatas dapat dibandingkan biaya perjamnya dari real sistem PLN dengan hasil simulasi iterasi lambda. Pada jam 19.00 PLN mengalami kenaikan biaya sebesar Rp. 885,720,477.49 / jam. Sedangkan pada simulasi iterasi lambda biaya sebesar Rp. 571,554,622.53 / jam. Terdapat penghematan biaya sebesar Rp. 314.165.854,95/ jam.

Dari hasil simulasi iterasi lambda dengan beban yang sama oleh data real sistem PLN pada hari Minggu, menghasilkan perubahan penjadwalan pembangkit dan penurunan biaya perjamnya. Total biaya real sistem PLN pada tabel 4.9 dalam waktu 24 jam sebesar Rp. 14,954,108,358.41, sedangkan iterasi lambda sebesar Rp. 11,869,197,420.51. Terdapat penghematan biaya sebesar Rp. 3,084.910.937.90.



## 11 PENUTUP

### 5.1 Kesimpulan

Dari hasil perhitungan *Economic Dispatch* menggunakan iterasi *lambda* dengan *software matlab* pada sistem kelistrikan 150kV Jawa Timur dapat disimpulkan sebagai berikut :

1. Iterasi *lambda* mengabaikan rugi rugi daya mampu mereduksi biaya pada beban puncak jam 19.00 dihari minggu sebesar Rp. 571,554,622.53/ jam, sedangkan biaya real sistem PLN sebesar Rp. 885,720,477.49/ jam. mendapatkan penghematan biaya sebesar Rp. 314,165,854.95/ jam atau 35%.
2. Iterasi *lambda* mengabaikan rugi rugi daya mampu mereduksi biaya pada beban puncak jam 18.00-20.00 hari senin sebesar Rp. 550,091,374.54/ jam, sedangkan biaya real sistem PLN sebesar Rp. 613,108,014.54/ jam. mendapatkan penghematan biaya sebesar Rp. 63,016,640.01/ jam atau 10%.
3. Total biaya real sistem PLN selama satu hari pada hari minggu sebesar Rp. 14,954,108,358.41, total biaya hasil simulasi iterasi *lambda* memperhitungkan rugi rugi daya pada hari minggu sebesar Rp. 12,616,085,009.08. dengan metode iterasi *lambda* mampu menghemat biaya sebesar Rp. 2,338,023,349.33 atau 16% dari real sistem PLN.
4. Total biaya real sistem PLN selama satu hari pada hari senin sebesar Rp. 13,565,917,904.80, total biaya hasil simulasi iterasi *lambda* memperhitungkan rugi rugi daya pada hari minggu sebesar Rp. 13,388,482,948.85. dengan metode iterasi *lambda* mampu menghemat biaya sebesar Rp. 177,434,955.94 atau 1% dari real sistem PLN.

### 5.2 Saran

Berdasar hasil analisa dan simulasi pada tugas akhir ini dapat dilakukan penelitian lebih lanjut dengan penambahan jumlah pembangkit, hasil simulasi *economic dispatch* dengan metode iterasi *lambda* dapat dibandingkan dengan metode lainnya.

### DAFTAR PUSTAKA

- ANDRIAWAN, A. H. (2009). <sup>7</sup> ANALISIS APLIKASI PENJADWALAN UNIT-UNIT PEMBANGKIT PADA SISTEM KELISTRIKAN JAWA -BALI DENGAN MENGGUNAKAN UNIT COMMITMEN, UNIT DECOMMITMENT, DAN MODIFIED UNIT DECOMMITMENT.
- HADLSAADAT. (2004). " *POWER SYSTEM ANALISIS* ". Singapore: Meraw Hill.
- MULIA FAHRUDIN RAHMAN, O. P. (2012). OPTIMASI PEMBEBANAN PEMBANGKIT (ECONOMIC DISPATCH) PADA SISTEM 500kV JAWA-BALI MENGGUNAKAN PARTICLE SWARM OPTIMAZION DENGAN MEMPERTIMBANGKAN KAPASITAS TRANSMISI.
- NYIMAS PUTRI PERTIWI, S. H. (2018). ANALISA ECONOMIC DISPATCH PADA UNIT PEMBANGKIT MENGGUNAKAN METODE ITERASI LAMBDA BERDASARKAN BASE POINT AND PARTICIPATION FACTORS.
- WIBOWO, S. A. (2012). <sup>5</sup> " OPTIMASI ECONOMIC DISPATCH PEMBANGKIT SISTEM 150 KV JAWA TIMUR MENGGUNAKAN METODE MERIT ORDER ".
- WOLLENBERG, A. J. (1996). <sup>5</sup> *POWER GENERATION OPERATION AND CONTRO 2ND EDITION*. NEW YORK: JHON WILEY AND SONS.



# ECONOMIC DISPATCH PADA PEMBANGKIT TENAGA LISTRIK DENGAN ITERASI LAMBDA MENGGUNAKAN SOFTWARE MATLAB

## ORIGINALITY REPORT

% **19**  
SIMILARITY INDEX

% **15**  
INTERNET SOURCES

% **0**  
PUBLICATIONS

% **14**  
STUDENT PAPERS

## PRIMARY SOURCES

1	<a href="http://eprints.umm.ac.id">eprints.umm.ac.id</a> Internet Source	%3
2	<a href="http://media.neliti.com">media.neliti.com</a> Internet Source	%2
3	Submitted to iGroup Student Paper	%2
4	Submitted to Universitas Brawijaya Student Paper	%2
5	<a href="http://docplayer.info">docplayer.info</a> Internet Source	%2
6	<a href="http://ejournal.itp.ac.id">ejournal.itp.ac.id</a> Internet Source	%1
7	<a href="http://digilib.its.ac.id">digilib.its.ac.id</a> Internet Source	%1
8	Submitted to Universitas Andalas Student Paper	%1

9	Submitted to Universiti Tenaga Nasional Student Paper	%1
10	<a href="http://ejournal.unsrat.ac.id">ejournal.unsrat.ac.id</a> Internet Source	%1
11	Submitted to Universitas Islam Indonesia Student Paper	<%1
12	Submitted to Fakultas Ekonomi Universitas Indonesia Student Paper	<%1
13	<a href="http://www.wseas.us">www.wseas.us</a> Internet Source	<%1
14	<a href="http://adoc.tips">adoc.tips</a> Internet Source	<%1
15	<a href="http://es.scribd.com">es.scribd.com</a> Internet Source	<%1
16	<a href="http://repository.upi.edu">repository.upi.edu</a> Internet Source	<%1
17	<a href="http://www.scribd.com">www.scribd.com</a> Internet Source	<%1
18	<a href="http://zamzami25.blogspot.com">zamzami25.blogspot.com</a> Internet Source	<%1
19	Submitted to Universiti Malaysia Pahang Student Paper	<%1

20

repository.its.ac.id

Internet Source

<% 1

---

21

educationheroes.blogspot.com

Internet Source

<% 1

---

EXCLUDE QUOTES OFF

EXCLUDE MATCHES OFF

EXCLUDE  
BIBLIOGRAPHY OFF