

# SIMULASI PERHITUNGAN PEMBEBANAN EKONOMIS PADA PUSAT LISTRIK TENAGA UAP DAN GAS DENGAN METODE LAGRANGE MULTIPLIER (STUDI KASUS DI PT. PETROKIMIA GRESIK)

Joko Susilo<sup>\*</sup>), Mochammad Facta, and Susatyo Handoko

Jurusan Teknik Elektro, Universitas Diponegoro Semarang  
Jl. Prof. Sudharto, SH, Kampus UNDIP Tembalang, Semarang 50275, Indonesia

<sup>\*</sup>Email : koko.maltazard@yahoo.com

## Abstrak

Dalam menjalankan bisnis utamanya, untuk menghasilkan tenaga listrik yang handal dan bermutu, sebuah industri pembangkit listrik memiliki dan mengoperasikan lebih dari satu pembangkit. Demikian juga untuk PT.Petrokimia Gresik yang memiliki 3 pabrik dimana pabrik tersebut dipasok dari 2 pembangkit listrik yaitu Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Pembangkit Listrik Tenaga Uap. Tugas akhir ini memaparkan Pembagian beban pada setiap pembangkit yang berada di PT.Petrokimia Gresik, untuk mencapai kondisi operasi yang optimal dan ekonomis. Untuk itu akan disimulasikan perhitungan ekonomis pembangkit listrik dengan metode Lagrange Multiplier yang iterasinya diselesaikan dengan Metoda Newton-Raphson. Dan karakteristik setiap pembangkit yang didapat diminimalisasi dengan metoda Lagrange Multiplier dengan data yang diambil dari tiap pembangkit. Studi kasus pertama adalah kondisi awal dimana kedua pembangkit tidak saling terhubung, sedangkan studi kasus kedua adalah simulasi dimana kedua pembangkit tersebut saling terhubung. Hasil simulasi yang dihitung dengan Matlab divalidasi dengan Mapple12, perhitungan kedua software tersebut menunjukkan hasil yang sama. Hasil dari simulasi Matlab menunjukkan bahwa pada permintaan beban rendah 16 MW, Pembangkit Listrik Tenaga Uap membangkitkan daya sebesar 13.48 MW dan Pembangkit Listrik Tenaga Gas membangkitkan Daya sebesar 3.05 MW. Proses optimasi yang dihasilkan mampu memenuhi permintaan beban pada suatu sistem dengan biaya operasi seminimal mungkin.

*Kata kunci: pembangkit, Lagrange Multiplier, optimasi*

## Abstract

In running the main business, to produce an electrical energy which is reliable and good quality, an industry of power plant has and operate more than one power plant. Thus also for PT.Petrokimia Gresik which has 3 plant where the plant are supplied from 2 power plant are, gas power plant and steam power plant. This research explain about distribution loading in each of power plants in PT.Petrokimia Gresik, to reach an optimal operation condition and and also economic. Therefore, will simulate an economic calculation of power plant with Lagrange Multiplier method with the iteration is being done with Newton Raphson method. And characteristic each powerplant, minimized with Lagrange Multiplier method with data which take from power plant. The first case is the beginning condition where two power plant are not connected to each others, while the second case is a simulation where two power plants are connected to each other. The result of the simulation which being calculate with Matlab will be validate with Maple12, the calculation of the two software show the same result. Result from the simulation Matlab showed that for a demand on low load 16 MW, steam power plant generate power as much as 13,48 MW and gas power plant generate power as much as 3,05 MW. Optimization process which were obtained, able to fulfill demand load in a system with operational cost as minimum as possible.

*Keywords : powerplant, Lagrange Multiplier, optimization*

## 1. Pendahuluan

Efisiensi dan pengoperasian ekonomis suatu pembangkit tenaga listrik selalu memegang peranan penting di dalam industri tenaga listrik. 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. *Economics dispatch* memerlukan optimasi dengan mengkombinasikan kondisi linear

maupun non-linear, batasan-batasan yang ada, algoritma perhitungan, dan penggunaan komputer.

Rencana penelitian ini berawal dari adanya ide pada saat melaksanakan tugas kerja praktek di PT.Petrokimia Gresik –Jawa Timur. Dalam menjalankan tugasnya untuk menyediakan pupuk dan bahan kimia bagi masyarakat, PT.Petrokimia Gresik telah memproduksi

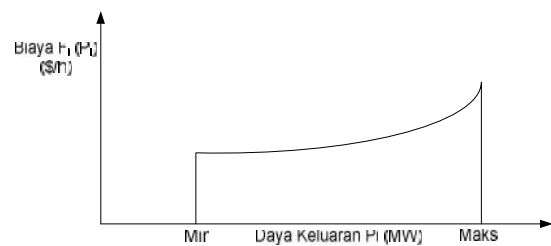
produknya secara maksimal. Pencapaian peningkatan produksi ini tidak terlepas dari ketersediaan pasokan listrik yang memadai. Untuk mendapatkan suplai energi listrik yang maksimum, selalu siap, dan murah pada biaya operasi, sangat penting untuk menghitung pembagian beban masing-masing unit pembangkit. Dimana saat ini, PT.Petrokimia Gresik memiliki 3 pabrik dengan 2 pembangkit listrik yang ada yaitu Pembangkit Tenaga Listrik Gas (PLTG) dan Pembangkit Tenaga Listrik Uap (PLTU). Namun kedua pembangkit tersebut tidak terhubung atau terkoneksi satu dengan yang lainnya. Dimana PLTG memasok pasokan listrik ke pabrik 1 dan PLTU memasok pasokan listrik ke pabrik 2. Dengan mengetahui pembagian beban antar unit pembangkit dapat diperoleh pengoperasian pembangkit yang ekonomis. Dan mengasumsikan kedua pembangkit tenaga listrik tersebut saling terhubung.

Berdasarkan latar belakang tersebut, maka penulis mencoba melakukan analisis pembebanan ekonomis pada pusat listrik tenaga uap dan gas. Data yang digunakan adalah konsumsi bahan bakar pembangkit pada setiap perubahan daya pembangkitan. Alat bantu perhitungan dan analisis yang digunakan adalah perangkat lunak MATLAB 7.6

## 2. Metode

Dalam pengoperasian pembangkit, diperlukan suatu metoda untuk menekan biaya operasi dari suatu pembangkit. Pengoperasian unit-unit pembangkit pada permintaan daya tertentu dalam suatu stasiun dilakukan dengan mendistribusikan beban di antara unit-unit pembangkit dalam stasiun tersebut. Pada beban dasar misalnya, untuk mengoptimalkan operasi pembangkit, sistem hanya dicatu dengan pembangkit yang paling berdayaguna pada beban-beban yang ringan. Jika terjadi peningkatan beban maka daya akan dicatu oleh stasiun yang paling berdayaguna hingga titik daya guna maksimum stasiun tersebut tercapai. Begitu pula seterusnya. Langkah awal untuk mengetahui pengoptimalan dari pengoperasian pembangkit adalah dengan mengetahui distribusi yang paling ekonomis dari keluaran suatu stasiun di antara generator-generator, atau antara unit-unit pembangkit dalam stasiun tersebut. Pada umumnya, perluasan pembangkitan sistem akibat penambahan permintaan daya pada beban dilakukan dengan menambah unit-unit pembangkit pada stasiun yang telah ada. Biasanya setiap unit pembangkit dalam suatu stasiun mempunyai karakteristik yang berbeda-beda sehingga diperlukan suatu penjadwalan pengoperasian setiap unit

pembangkit untuk suatu pembebanan tertentu pada sistem dengan mempertimbangkan kehilangan daya pada saluran transmisi. Dengan demikian dapat diperoleh suatu pengoperasian pembangkit yang optimal untuk menekan biaya operasi. Biaya pengoperasian pembangkit tergantung dari beberapa hal antara lain efisiensi pengoperasian dari generator, biaya bahan bakar, dan rugi-rugi yang terjadi pada saluran transmisi. Setiap unit pembangkit dalam suatu stasiun mempunyai karakteristik tersendiri dalam pengoperasiannya. Dengan mengetahui perbedaan karakteristik inilah optimalisasi pengoperasian pembangkit dapat diperoleh. Secara umum, biaya pengoperasian pembangkit dalam hal ini adalah biaya bahan bakar yang digunakan digambarkan oleh fungsi kuadrat dari daya aktif yang dibangkitkan pada generator sebagaimana yang ditunjukkan pada gambar 1.



Gambar 1 Kurva karakteristik biaya bahan bakar (Fi) terhadap daya aktif (Pi).

Hubungan antara biaya bahan bakar terhadap daya aktif yang dihasilkan pembangkit dirumuskan oleh persamaan berikut :

$$F_i(P_i) = a_i P_i^2 + b_i P_i + c_i$$

Dimana:  $F_i(P_i)$  = biaya operasi tiap unit pembangkit (\$/h)  
 $P_i$  = daya keluaran tiap unit pembangkit (MW)  
 $a_i, b_i, c_i$  = koefisien biaya operasi pembangkit  $i = 1, 2, 3, \dots, n$  (untuk  $n$  pembangkit)

### 2.1 Operasi Ekonomis Dengan Memperhitungkan Rugi Rugi Saluran Transmisi

Biaya bahan bakar dan biaya pembangkit tenaga listrik dari suatu sistem tenaga listrik dengan memperhitungkan susut daya pada saluran transmisi dinyatakan seperti pada persamaan<sup>[11]</sup>:

$$F_T = \sum_{i=1}^n F_i(P_i) = F_1(P_1) + F_2(P_2) + F_3(P_3) + \dots + F_N(P_N)$$

Total daya yang disuplai oleh  $N$  pembangkit ke sistem adalah

$$P_T = \sum_{i=1}^n P_{gi} = P_{g1} + P_{g2} + \dots + P_{gN}$$

Fungsi biaya seperti persamaan diatas akan diminimalkan dengan memperhatikan fungsi kendala operasi (*constraining*), yaitu persamaan neraca daya.

$$P_L + P_D - \sum_{i=1}^n P_i = 0$$

Kendala lain yang juga harus diperhatikan adalah kendala teknis setiap pembangkit, yaitu daya maksimum dan daya minimum yang disyaratkan

$$P_{gi(\min)} \leq P_i \leq P_{gi(\max)}$$

Salah satu cara untuk menyelesaikan problem optimasi adalah dengan Metode Pengali Lagrange (*Method of Lagrange Multipliers*). Sebuah fungsi biaya baru C, dibentuk dengan menggabungkan fungsi biaya pembangkitan dan persamaan kendala sistem, yaitu

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

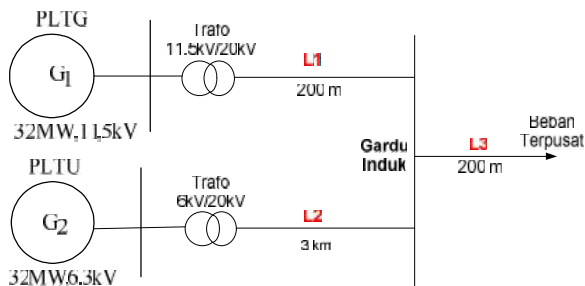
## 2.2 Pemodelan Unit-Unit Pembangkit dan Rugi-rugi Transmisi

Pemodelan unit pembangkit menunjukkan karakteristik dari suatu unit pembangkit. Dalam membuat pemodelan ini, segala hal yang berkaitan dengan setiap unit pembangkit juga turut diperhitungkan. Biaya-biaya operasi dari setiap variabel unit tersebut harus dinyatakan sebagai fungsi keluaran daya. Dalam membuat fungsi tersebut, biaya-biaya lain yang merupakan fungsi dari keluaran daya dapat dimasukkan ke dalam rumus biaya bahan bakar. Grafik yang menunjukkan pemodelan dari suatu unit pembangkit merupakan pemetaan (plot) antara fungsi bahan bakar yang diperlukan terhadap keluaran daya dari unit tersebut.

Dari data lapangan yang diperoleh, karakteristik bahan bakar yang dibutuhkan terhadap daya keluaran generator Gas dan Uap menghasilkan seperti berikut :

1. PLTG,  $C_1 = 2940 + 6.241 P_1 + 1.208 P_1^2$  \$/h
2. PLTU,  $C_2 = 2930 - 224.7 P_2 + 8.805 P_2^2$  \$/h

Pada perhitungan nilai impedansi transmisi menggunakan rumus perbandingan untuk mencarinya. Dengan mengasumsikan kabel yang akan digunakan kemudian menentukan tegangan kerja yang sesuai dengan sistem jaringan dan rasio kabel yang sesuai.



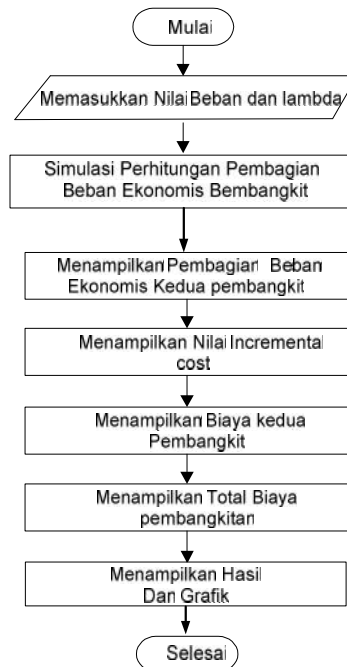
Gambar 2 Skema jaringan kelistrikan

Dari skema diatas didapatkan nilai  $P_L$  sebagai berikut:

$$P_L = 0.0021555709 P_{G1}^2 + 0.0222902 P_{G1} P_{G2} + 0.088198 P_{G2}^2$$

## 2.3 Pembuatan Program Simulasi

Penelitian ini menggunakan software MATLAB 7.6.0 (R2008a) dengan membuat program simulasi perhitungan pembebanan ekonomis pada PLTU dan PLTG dengan menggunakan metode *Lagrange multiplier*. Dari perancangan program, tiap data dilakukan dua proses simulasi, yaitu sebelum optimasi (tanpa rugi-rugi saluran) dan sesudah optimasi (dengan rugi-rugi saluran). Secara umum prosedur pembuatan program simulasi dapat dilihat pada diagram alir dalam Gambar 3



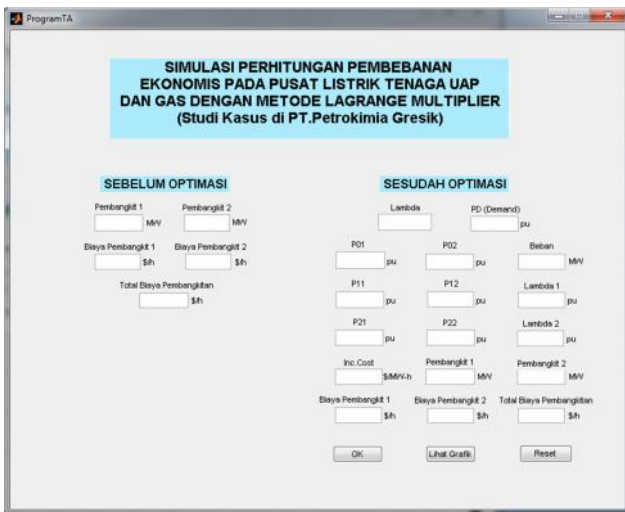
Gambar 3. Diagram alir pembuatan program simulasi

## 2.4 Pengoperasian Program Simulasi

Tampilan *cover* awal program dapat dilihat pada Gambar 4, sedangkan tampilan utama program dapat dilihat pula pada Gambar 5



Gambar 4. Tampilan cover program simulasi MATLAB

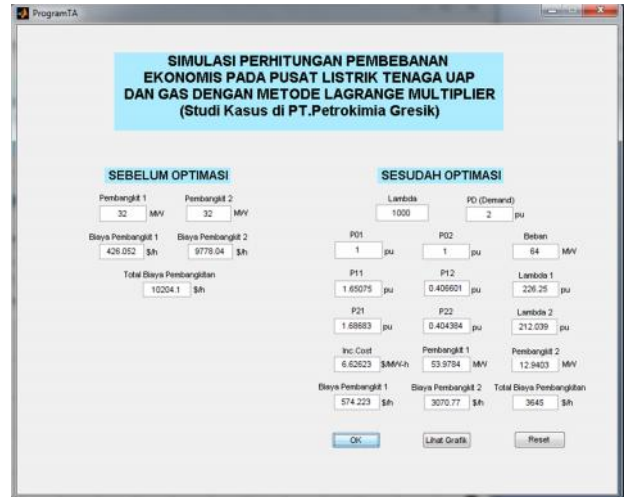


Gambar 5. Tampilan utama program simulasi MATLAB

Pada tampilan utama simulasi, terdapat dua bagian jendela berupa sebelum optimasi dan sesudah optimasi yang masing-masing memiliki hasil keluaran yang berbeda. Pada bagian sebelum optimasi nilai input bebannya bergantung pada besarnya beban input sesudah optimasi. Besarnya daya yang dibangkitkan P1 dan P2 adalah sama besar atau dibagi rata. Keluaran hasil dari bagian sebelum optimasi adalah biaya pembangkit 1, biaya pembangkit 2 dan total biaya pembangkitan kedua pembangkit.

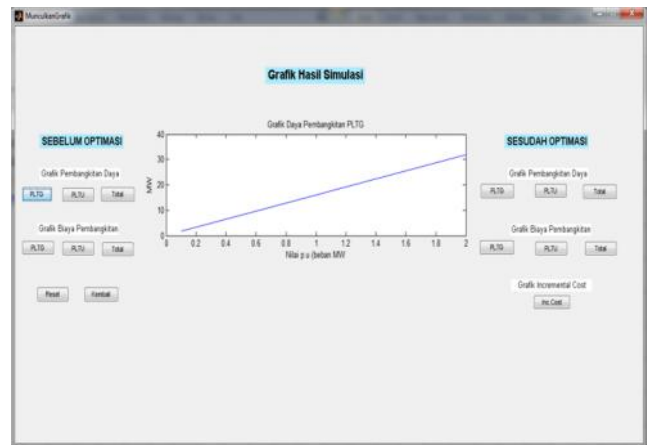
Pada bagian sesudah optimasi, inputan terdapat pada beban (PD) dan lambda yang diinginkan. Keluaran sesudah optimasi menampilkan hasil beban dan lambda tiap iterasinya, incremental cost, daya pembangkit 1 dan 2, biaya pembangkitan pembangkit 1 dan 2 serta total biaya pembangkitan.

Nilai daya yang diinginkan harus dimasukkan ke program untuk perhitungan, didapatkan dengan melakukan simulasi perhitungan dengan MATLAB seperti pada Gambar 6, sehingga hasil akhir perhitungan program MATLAB akan didapatkan tampilan hasil program simulasi seperti pada Gambar 6.



Gambar 6. Hasil perhitungan simulasi dengan MATLAB.

Hasil dari simulasi perhitungan kemudian dapat dimodelkan dalam bentuk diagram garis. Hasil grafiknya dapat ditampilkan dalam pada Gambar 7.

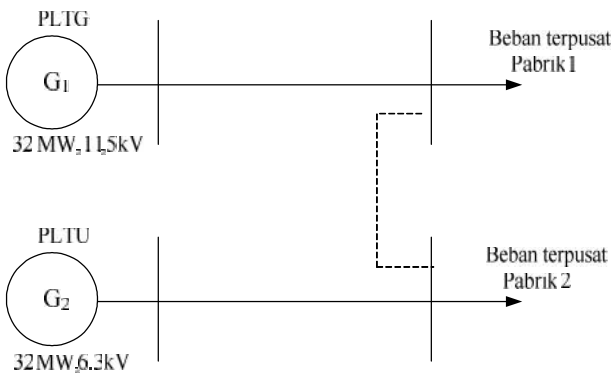


Gambar 8. Grafik hasil simulasi perhitungan MATLAB

### 3. Hasil Dan Analisa

#### 3.1 Kondisi Sebelum Optimasi

Kondisi awal adalah simulasi dimana belum dilakukannya optimasi, dengan kata lain pembangkit saling tidak terhubung dan hanya melayani pasokan listrik ke plant masing-masing. Pada kondisi ini, kedua pembangkit diasumsikan membangkitkan daya dengan sama besar dan tidak memperhitungkan rugi-rugi jaringan. Skema jaringan pada kondisi ini dapat ditampilkan pada Gambar 9



Gambar 9. Skema jaringan sebelum optimasi

Dari Gambar 4.1 menunjukkan skema jaringan sebelum optimasi, dimana masing-masing pembangkit menyuplai kebutuhan listrik ke masing-masing pabrik. Langkah selanjutnya adalah melakukan simulasi untuk mencari biaya pembangkitan pembangkit setiap naik turunnya pembangkitan dayanya serta total biaya pembangkitan kedua pembangkit. Hasil dari simulasi dapat dilihat pada Tabel 1.

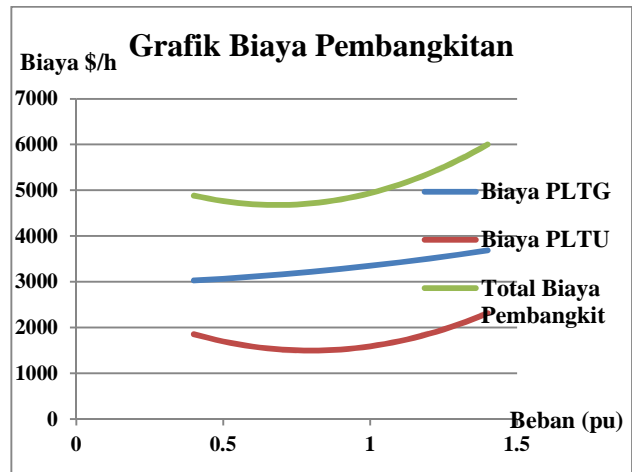
Tabel 1 Hasil simulasi sebelum optimasi

p.u	Beban (MW)	Biaya P1/PLTG (\$/h)	Biaya P2/PLTU (\$/h)	Total Biaya Pembangkitan (\$/h)	Total daya Pembangkitan (MW)
1.4	22.4	3685.92	2314.72	6000.64	44.8
1.3	20.8	3592.44	2065.64	5658.07	41.6
1.2	19.2	3505.14	1861.64	5366.77	38.4
1.1	17.6	3424.03	1702.72	5126.74	35.2
1	16	3349.10	1588.88	4937.98	32
0.9	14.4	3280.36	1520.12	4800.48	28.8
0.8	12.8	3217.80	1496.45	4714.25	25.6
0.7	11.2	3161.43	1517.86	4679.28	22.4
0.6	9.6	3111.24	1584.35	4695.59	19.2
0.5	8	3067.24	1695.92	4763.16	16
0.4	6.4	3029.42	1852.57	4881.99	12.8

Dari banyaknya hasil dari simulasi sebelum optimasi maka dapat dibuat berupa biaya pembangkitannya terhadap daya yang dibangkitkan yang ditampilkan pada Gambar 10

Berdasarkan gambar 10, dapat diketahui nilai pembangkitan pembangkit 1 dan 2 serta total biaya pembangkitan terhadap kenaikan penurunan dayanya. Pada grafik tersebut, garis biru merupakan biaya pembangkitan pembangkit PLTG yang cenderung konstan seiring dengan kenaikan beban. Garis merah merupakan biaya pembangkitan PLTU, dimana garis tersebut tidak konstan dan lebih cenderung cembung, dikarenakan PLTU cenderung mahal jika beroperasi pada beban rendah karena batasan minimum beban, selain itu ada faktor biaya *start-up* PLTU yang memang mahal. Dan garis hijau merupakan total biaya pembangkitan dari kedua pembangkit sebelum dilakukan optimasi. Besarnya total biaya pembangkitan ini cenderung mengikuti biaya

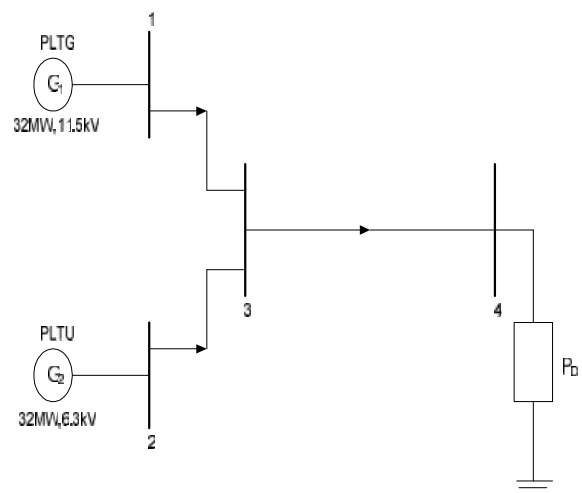
pembangkitan pembangkit 2 (PLTU), karena pembangkit ini memiliki biaya pembangkitan yang jauh lebih besar dari pembangkit 1 (PLTG). Dapat lihat pada hasil rekap dan grafik bahwa biaya pembangkitan termurah terdapat pada 0.7 pu atau 22.4 MW dengan total biaya pembangkitan mencapai 4679.28 \$/h dan biaya pembangkitan termahal terdapat pada pembangkitan maksimum yaitu 1.4 pu atau 44.8 MW dengan total biaya pembangkitan mencapai 6000.64 \$/h.



Gambar 10 Grafik biaya pembangkitan sebelum optimasi

### 3.2 Kondisi Sesudah Optimasi

Kondisi pada sesudah optimasi ini dilakukan simulasi dimana kedua pembangkit diasumsi saling terkoneksi dan menyuplai satu beban terpusat. Pada perhitungan optimasi pembagian beban diperhitungkan nilai rugi-rugi saluran dengan tiga saluran transmisi. Skema jaringan pada kondisi ini dapat ditampilkan pada Gambar 11



Gambar 11 Skema jaringan sesudah optimasi

Pada Gambar 4.5 dapat menunjukkan skema jaringan pada untuk kasus optimasi. Skema diatas menampilkan

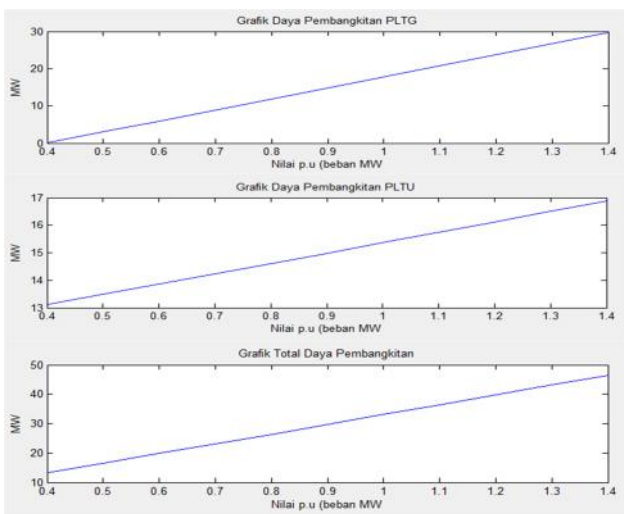


bahwa kedua pembangkit saling terhubung dan mensuplai beban dengan 3 buah saluran transmisi. Langkah selanjutnya adalah melakukan simulasi untuk mencari pembagian beban ekonomis, biaya pembangkitan dan biaya total pembangkitan dalam setiap pembangkitan daya. Hasil dari simulasi dapat dilihat pada Tabel 2

Tabel 2 Hasil simulasi sesudah optimasi

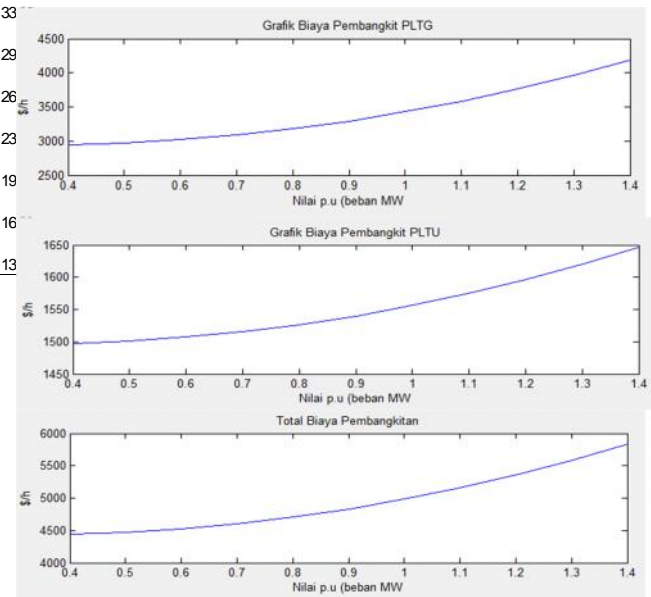
p.u	Beban (MW)	P1/PLTG (MW)	P2/PLTU (MW)	IC (\$/MWh)	Biaya P1/PLTG (\$/h)	Biaya P2/PLTU (\$/h)	Total Biaya (\$/h)
1.4	44.8	29.64	16.89	82.14	4186.74	1646.65	5833.4
1.3	41.6	26.63	16.50	74.13	3963.41	1619.98	5583.4
1.2	38.4	23.64	16.12	66.23	3762.83	1596.00	5358.8
1.1	35.2	20.66	15.74	58.44	3584.68	1574.69	5159.4
1	32	17.69	15.36	50.79	3428.66	1556.01	4984.7
0.9	28.8	14.74	14.98	43.17	3294.48	1539.93	4834.4
0.8	25.6	11.79	14.60	35.68	3181.83	1526.43	4708.3
0.7	22.4	8.87	14.22	28.30	3090.44	1515.46	4605.9
0.6	19.2	5.95	13.85	21.00	3020.02	1507.01	4527
0.5	16	3.05	13.48	13.80	2970.32	1501.04	4471.4
0.4	12.8	0	13.11	6.70	2941.05	1497.52	4438.6

Dari banyaknya hasil dari simulasi sesudah optimasi maka dapat dibuat berupa grafik pembangkitan masing-masing pembangkit, biaya pembangkitannya serta *incremental cost* terhadap daya yang dibangkitkan. Grafik pembangkitan daya pembangkit dari hasil simulasi dapat dilihat pada Gambar 12



Gambar 12 Grafik pembangkitan daya dari hasil simulasi sesudah optimasi

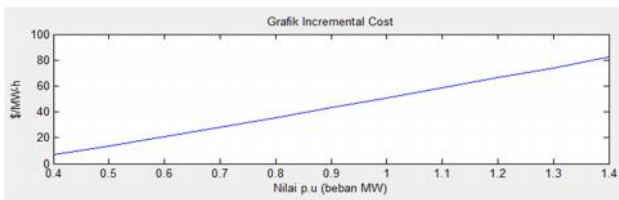
Berdasarkan gambar 12 dapat dilihat bahwa grafik atas merupakan grafik pembangkitan daya kedua pembangkit dan total pembangkitan daya, dimana pembangkit 1 tidak sama dengan pembangkit 2 dikarenakan pembangkit tersebut membangkitkan daya yang tidak sama besar. Pada grafik daya pembangkitan PLTG, PLTG dapat ikut berpartisipasi membangkitkan daya yang besar pada saat permintaan beban yang besar. Namun pada saat beban rendah, PLTG hanya membangkitkan daya yang rendah. Hal ini karena, PLTU beroperasi dibase load dan memiliki minimum beban berkisar 25% dari total kapasitasnya. Pada grafik daya pembangkitan PLTU menunjukkan bahwa pembangkit ini membangkitkan daya yang lebih besar dari PLTG karena minimum beban yang harus ditanggung PLTU. Sedangkan grafik yang paling bawah merupakan grafik dari total pembangkitan daya dari kedua pembangkit. Untuk grafik biaya pembangkitan pembangkit dapat ditampilkan pada Gambar 13



Gambar 13 Grafik biaya pembangkitan sesudah optimasi

Berdasarkan Gambar 13 dapat diketahui nilai biaya pembangkitan pembangkit 1 dan 2 serta total biaya pembangkitan terhadap kenaikan penurunan dayanya. Pada grafik biaya pembangkit PLTG yang cenderung konstan naik seiring dengan naiknya permintaan pembangkitan daya, pembangkitan PLTG memiliki biaya paling murah terdapat pada permintaan daya 0.4 pu (12.8 MW) karena pada permintaan daya tersebut, pembangkit PLTG tidak membangkitkan daya sama sekali (0 MW). Pada grafik biaya pembangkit PLTU yang cenderung stabil seiring dengan naiknya permintaan pembangkitan daya, pembangkitan PLTU memiliki biaya paling mahal terdapat pada kisaran permintaan daya 1.4 pu (44.8 MW) karena pada permintaan daya tersebut, pembangkit PLTU membangkitkan daya yang yang lebih besar. Dari hasil grafik diatas dapat disimpulkan bahwa pembangkit PLTU

lebih hemat dari pada pembangkit PLTG. Dan grafik biaya total pembangkitan merupakan penjumlahan biaya pembangkitan dari kedua pembangkit. Dapat lihat pada hasil rekapitulasi dan grafik bahwa biaya pembangkitan termurah terdapat pada 0.4 pu atau 12.8 MW dengan total biaya pembangkitan mencapai 4438 \$/h dan biaya pembangkitan termahal terdapat pada pembangkitan minimum yaitu 1.4 pu atau 44.8 MW dengan total biaya pembangkitan mencapai 5833.4 \$/h. Untuk grafik *incremental cost* pembangkit dapat ditampilkan pada Gambar 14



Gambar 14 Grafik *incremental cost*

Berdasarkan Gambar 4.9 dapat diketahui bahwa grafik diatas merupakan grafik *incremental cost* dari proses optimasi. Grafik diatas menunjukkan perubahan nilai *incremental cost* setiap pembangkitan daya. Nilai *incremental cost* ini menunjukkan konsumsi energi MW-h dalam kurs dollar. Dari grafik diatas menunjukkan bahwa biaya konsumsi dalam MegaWatt per-jam akan terasa lebih mahal pada pembangkitan daya rendah dan akan lebih murah apabila pada pembangkitan daya maksimumnya. Nilai *Incremental cost* terbesar terdapat pada daya minimum 0.4 pu yaitu sebesar 6.70 \$/MW-h dan terkecil terdapat pada daya maksimum yaitu sebesar 83 \$/MW-h.

#### 4. Kesimpulan

Biaya pengoperasian pembangkit ditentukan oleh banyaknya bahan bakar yang diperlukan untuk mengoperasikan pembangkit dimana semakin banyak bahan bakar yang dibutuhkan maka semakin besar pula biaya pengoperasiannya. Berdasarkan simulasi, pada permintaan beban rendah, PLTU membangkitkan daya yang lebih besar dari pada PLTU dengan batasan yang ada. Berdasarkan simulasi pada permintaan beban rendah 16 MW, PLTU membangkitkan daya sebesar 13.48 MW dan PLTG membangkitkan daya sebesar 3.05 MW. Biaya pembangkitan sebelum dilakukan optimasi memiliki biaya yang lebih mahal dari pada sesudah dilakukan optimasi. Berdasarkan simulasi dapat disimpulkan bahwa proses optimasi pembangkit dapat memenuhi permintaan beban pada suatu sistem dengan biaya operasi seminimal mungkin.

#### Referensi

- [1]. Saadat, H. "Power Sistem Analysis", Second Edition, McGraw-Hill International Edition, Singapore, 2004.
- [2]. Sulasno, *Pusat Pembangkit Tenaga Listrik*, Satya Wacana, Semarang, 1993
- [3]. Wood, Allen J., Wollenberg, Bruce F., *Power Generation, Operation and Control*, John Wiley & Sons, Inc, Singapore, 1984.
- [4]. Chen, Po-Hung, Chang, Hong-chan, *Large-scale Economics Dispatch by Genetic Algorithm*, IEEE, Transaction on Power System, vol 10, no 4, 1995
- [5]. Stevenson Jr, William D, "Analisis Sistem Tenaga Listrik", Jakarta: Erlangga Edisi Keempat, 1994.
- [6]. Marsudi, Djiteng, "Operasi Sistem Tenaga Listrik", Yogyakarta: Graha Ilmu, 2006.
- [7]. M.E. Elhawary, G.S. Christensen, "Optimal Economic Operation of Electroc Power System", Academic Press, 1979
- [8]. Luciana, Erlina, "Simulasi Perhitungan Pembebanan Ekonomis Pada Pusat Listrik Tenaga Diesel Dengan Metode Dynamic Programming (Studi Kasus Di PT. Arteria Daya Mulia)". Laporan Penelitian Jurusan Teknik Elektro Universitas Diponegoro, 2009.
- [9]. Siswanto, Marno, "MENGOPTIMALKAN PEMBAGIAN BEBAN PADA UNIT PEMBANGKIT PLTGU TAMBAK LOROK DENGAN METODE LAGRANGE MULTIPLIER", Laporan Penelitian Jurusan Teknik Elektro Universitas Diponegoro, 2009.
- [10]. Khairudin Syah, Dkk, Analisis Perbandingan *Economic Dispatch* Pembangkit Menggunakan Metode Lagrange dan CFPSO, Laporan Penelitian Teknik Elektro ITI, 1998.
- [11]. Harum, Nadjamuddin. BAHAN AJAR PERANCANGAN PEMBANGKITAN TENAGA LISTRIK. Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Hasanuddin, Makasar, 2011
- [12]. Del Toro, Vincent. *Electric Power System*. Prentice Hall Inc. 1992
- [13]. Dryhp, *Satuan Natural Gas*, <http://diarynote.wordpress.com/2013> (diakses 3 maret 2014 15:00)
- [14]. -----, *Konversi*, <http://duit-tok.blogspot.com/2012/06/konversi> (diakses 3 maret 2014 15:10)
- [15]. Supreme Cable Catalogue, Supreme Medium Voltage Power Cable, [www.sucaco.com](http://www.sucaco.com) (diakses pada 15 maret 2014 14:00)
- [16]. Harum, Nadjamuddin. Bab VII Operasi Sistem Tenaga Listrik. Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Hasanuddin, Makasar, 2011
- [17]. Catalogue Kabel, PT.KABELINDO MURNI, Trade & Engineering