

THE STUDY OF ECONOMIC OPERATING ON ELECTRICAL POWER GENERATION IN SOUTH SULAWESI SYSTEM

Sofyan¹

¹ Lecturer of Bosowa Polytechnic

Abstrak

Penelitian ini bertujuan untuk :(1) mengetahui besarnya daya yang harus dibangkitkan oleh setiap pusat pembangkit dalam menanggung beban maksimum dengan biaya operasi paling minimum, (2) mengetahui total biaya operasi, dan (3) mengetahui besar rugi-rugi daya total sistem setelah penjadwalan pembangkitan.

Penelitian ini dilaksanakan di Unit pembangkitan I Tello, Area Penyaluran dan pengaturan Beban (AP2B) sistem Sulsel PT PLN (Pesero) wilayah Sultanbatara. Metode yang digunakan adalah analisis deskriptif dengan incremental production cost (IPC), yakni mengidentifikasi pusat-pusat pembangkit yang beroperasi saat terjadinya beban puncak. Setelah itu melakukan pengambilan data bulanan energi yang dibangkitkan dan lama operasi, kemudian melakukan analisis regresi kuadratik untuk mendapatkan nilai konstanta *a, b, c* untuk membentuk fungsi objektif dari setiap pusat pembangkit.

Hasil penelitian menunjukkan bahwa Daya yang harus dibangkitkan oleh setiap pusat pembangkit pada sistem Sulsel dalam menanggung beban Maksimum dengan biaya operasi paling minimum adalah bus bakaru 126,00 MW, bus mamuju 4,00 MW, bus Makale 3,20 MW, bus Palopo 25,7 MW, bus sengkang 192,30 MW, bus suppa 62,5 MW, bus tello 150 70,08 MW, bus Barangloe 20,00 MW, bus Tellolama 40,25 MW, Bus Jeneponto 10,8 MW dan Bus Bulukumba 11,1 MW. Adapun total biaya operasi Pusat-pusat pembangkit adalah 195.877.459,39 Rp/jam. Sedangkan Besar rugi-rugi daya total sistem setelah penjadwalan pembangkitan adalah 27.7335 MW

A. PENDAHULUAN

Pengoperasian beberapa unit pembangkit dalam suatu pusat pembangkit memerlukan manajemen yang baik. Khususnya dalam pembebanan dan jumlah daya yang harus disumbangkan oleh suatu unit pembangkit atau suatu pusat pembangkit ke dalam sistem harus diatur dengan baik. Manajemen pengoperasian yang ekonomis dapat menghemat biaya produksi daya terutama biaya bahan bakar.

Dalam pengoperasian sistem untuk keadaan beban bagaimanapun, sumbangan daya dari suatu pusat pembangkit dan dari

setiap unit pada pusat pembangkit tersebut harus ditentukan sedemikian rupa sehingga biaya daya yang diserahkan menjadi minimum (William D. Stevenson, Jr. 1983). Menurut daftar inventarisasi mesin pembangkit tenaga listrik yang beroperasi secara terus menerus selama 24 jam pada sistem kelistrikan Sulawesi selatan terdapat sebelas pusat pembangkit yang menyuplai daya ke sistem pada saat beban puncak yang terjadi pada tanggal 20 Mei 2010, yaitu PLTA Bakaru, PLTD Suppa, PLTGU Sengkang, PLTA Bili-bili, Pembangkit Tello, PLTD Palopo dan PLTD Makale,

PLTD Arena, PLTD Matekko, dan PLTD Agrego.

Perioritas pengoperasian unit-unit mesin pembangkit pada sistem susel dalam menanggung beban sistem adalah berdasarkan BPP [Biaya Pokok Produksi (Rp/kWh)] dari tiap unit mesin pembangkit. Nilai BPP dari suatu pusat pembangkit menyatakan biaya bahan bakar untuk memproduksi satu kWh. Dengan demikian pusat pembangkit yang mempunyai BPP yang lebih rendah akan dioperasikan lebih dahulu sebelum pusat pembangkit yang mempunyai BPP lebih tinggi. Sekarang yang menjadi pertanyaan adalah apakah biaya pemakaian bahan bakar ini dapat ditekan (sehingga lebih kecil) dengan mengganti metode penjadwalan operasi? Inilah yang menjadi pokok permasalahan dalam penelitian ini, yakni dengan menggunakan metode penjadwalan operasi unit-unit pembangkit berdasarkan *Incremental Production Cost* (IPC).

B. LANDASAN TEORI

a. Optimasi Pembangkit Tenaga Listrik

Operasi ekonomis adalah proses pembagian atau penjatahan beban total kepada masing-masing unit pembangkit, seluruh unit pembangkit dikontrol terus-menerus dalam interval waktu tertentu sehingga dicapai pengoperasian yang optimal, dengan demikian pembangkitan

tenaga listrik dapat dilakukan dengan cara yang paling ekonomis.

Konfigurasi pembebanan atau penjadwalan pembangkit yang berbeda dapat memberikan biaya operasi pembangkit yang berbeda pula, tergantung dari karakteristik masing-masing unit pembangkit yang dioperasikan. Ada beberapa metode dalam penjadwalan pembangkit dalam usaha menekan biaya operasi, yakni :

a. Berdasarkan Umur Pembangkit

Pada metode ini, dengan asumsi bahwa unit-unit pembangkit yang baru mempunyai efisiensi yang lebih tinggi, maka unit-unit pembangkit yang baru dibebani sesuai dengan rating kapasitasnya, dan unit-unit yang tua (efisiensi lebih rendah) memikul beban sisanya.

b. Berdasarkan *Rating* (daya Guna) Pembangkit

Pembagian beban diantara unit-unit pembangkit sebanding dengan rating kapasitasnya, yaitu dengan meningkatnya beban maka daya akan dicatu oleh unit yang paling berdaya guna hingga titik daya guna maksimum unit itu dicapai. Kemudian untuk peningkatan beban selanjutnya, unit berikutnya yang paling berdaya guna akan mulai beroperasi pada sistem, dan unit ketiga tidak dioperasikan sebelum

titik daya guna maksimum unit kedua telah tercapai.

c. Berdasarkan Kriteria Peningkatan Biaya Produksi yang sama (*Equal Incremental Cost*)

Pengurangan beban pada unit dengan biaya tambahan paling tinggi akan menghasilkan suatu pengurangan biaya yang lebih besar daripada peningkatan biaya untuk menambahkan sejumlah beban yang sama pada unit dengan biaya tambahan yang lebih rendah. Pemindahan beban dari satu unit ke unit yang lain dapat menghasilkan pengurangan biaya pengoperasian total sehingga biaya pengoperasian tambahan dari kedua unit sama (*equal incremental cost*). Dengan jalan yang sama dapat diperluas untuk pengoperasian unit pembangkit pada stasiun yang mempunyai lebih dari dua unit pembangkit. Jadi patokan untuk pembagian beban yang ekonomis antara unit-unit di dalam suatu stasiun adalah semua unit-unit pembangkit harus bekerja dengan biaya pengoperasian tambahan yang sama. Jika keluaran stasiun akan dinaikkan, biaya tambahan dengan masing-masing unit bekerja juga akan naik, tetapi harus sama untuk semua unit.

b. Teknik Distribusi Beban Berdasarkan Incremental Production Cost

Incremental production cost atau biaya produksi tambahan suatu unit untuk setiap keluaran daya yang ditetapkan, adalah limit perbandingan kenaikan biaya masukan produksi dalam Rupiah per jam terhadap kenaikan keluaran daya yang bersesuaian dalam megawatt pada saat kenaikan keluaran daya mendekati nol (William D. Stevenson Jr., 1983). Biaya produksi tambahan yang mendekati kebenaran dapat diperoleh dengan menentukan biaya produksi yang meningkat untuk suatu selang waktu tertentu di mana keluaran daya yang ditingkatkan sedikit. Misalnya, biaya tambahan pendekatan pada setiap keluaran daya tertentu adalah biaya tambahan dalam Rupiah per jam untuk meningkatkan keluaran dengan 1 MW.

Pendistribusian beban berdasarkan biaya produksi tambahan antara setiap dua unit adalah pertimbangan apakah menaikkan beban salah satu unit pada saat beban unit lain diturunkan dengan jumlah yang sama, akan mengakibatkan suatu kenaikan atau penurunan biaya total. Biaya total operasi meliputi biaya bahan bakar utamanya, gaji pegawai, biaya komponen-komponen pendukung, dan biaya pemeliharaan. Biaya-biaya tersebut

diasumsikan menjadi bagian dari biaya produksi (Hadi Saadat, 1999)

Sebagai contoh bila suatu unit pembangkit termal keluaran dayanya adalah 300 MW, biaya tambahan yang ditentukan dari suatu jenis pendekatan adalah Rp125.000,- per megawatt jam-nya. Maksud dari nilai ini adalah untuk menaikkan daya unit pembangkit termal tersebut sebesar 1 MW maka dibutuhkan biaya tambahan per jam sebesar Rp125.000,-. Jika hendak menurunkan daya unit pembangkit termal tersebut sebesar 1 MW maka terjadi pengurangan biaya per jam sebesar Rp125.000,-.

Demikianlah dasar-dasar untuk memahami distribusi beban antara unit-unit dalam suatu pusat pembangkit yang memperhitungkan biaya produksi tambahan. Misalkan keluaran total suatu pusat pembangkit dicatu oleh dua unit dan pembagian beban antara kedua unit adalah sedemikian sehingga unit yang satu mempunyai biaya produksi tambahan yang lebih tinggi dari unit yang lain. Dan misalkan dilakukan pemindahan sebagian beban dari unit yang mempunyai biaya produksi yang lebih tinggi ke unit yang mempunyai biaya produksi yang lebih rendah. Pengurangan beban pada unit yang mempunyai biaya produksi tambahan lebih tinggi akan menghasilkan suatu pengurangan biaya yang lebih besar dari

pada peningkatan biaya untuk menambahkan sejumlah beban yang sama pada unit dengan biaya tambahan yang lebih rendah. Pemindahan beban dari satu unit ke unit yang lain dapat diteruskan dengan suatu pengurangan dalam biaya produksi total sehingga biaya-biaya produksi tambahan dari kedua unit itu adalah sama. Jika keluaran stasuin dinaikkan, biaya tambahan dengan mana masing-masing unit bekerja juga akan naik tetapi harus tetap sama untuk semuanya (William D. Stevenson Jr., 1983).

2.3 Perhitungan Pembagian Beban

Berdasarkan *Incremental Production Cost*.

2.3.1 Biaya Bahan Bakar sebagai Fungsi Kuadrat dari Daya Aktif

Dalam semua kasus praktis, biaya bahan bakar dari generator i dapat direpresentasikan sebagai sebuah fungsi kuadrat dari daya aktif yang dibangkitkan. (Hadi Saadat)

$$C_i = a_i + b_i P_i + c_i P_i^2 \dots\dots\dots$$

(1)

dimana c_i = biaya bahan bakar unit pembangkit ke- i (Rp/jam)

P_i = daya output unit pembangkit ke- i (MW)

a_i , b_i , dan c_i , adalah konstanta dari fungsi kuadrat

Konstanta-konstanta a_i , b_i , dan c_i dapat ditentukan berdasarkan data hasil percobaan atau hasil penelitian, yaitu dengan mengambil beberapa data C_i yang diperlukan untuk membangkitkan daya nyata sebesar P_i dari unit pembangkit ke- i selama selang waktu tertentu, dan a_i , b_i , dan c_i dapat dihitung dari sistem persamaan,

$$\begin{aligned} \sum C_i &= n.a_i + b_i \sum P_j + c_i \sum P_j^2 \\ \sum P_j C_i &= a_i \sum P_j + b_i \sum P_j^2 + c_i \sum P_j^3 \\ \sum P_j^2 C_i &= a_i \sum P_j^2 + b_i \sum P_j^3 + c_i \sum P_j^4 \end{aligned} \quad (2)$$

dimana $j = 1, 2, 3, \dots, n$, dan $n =$ banyaknya data yang diambil. Dengan cara ini konstanta a_i , b_i , dan c_i , serta fungsi biaya kuadratis tiap unit pembangkit dapat diperoleh.

2.3.2 Incremental Production Cost

IPC adalah biaya tambahan yang diperlukan untuk membangkitkan setiap 1 MW setiap jam pada tiap bus pembangkit. Turunan pertama dari persamaan (1) terhadap daya output,

$$\frac{dC_i}{dP_i} = 2c_i P_i + b_i \dots \dots \dots (3)$$

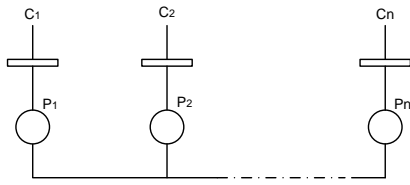
disebut *Incremental Production Cost* (IPC), yaitu hubungan linear, yang menyatakan biaya tambahan yang diperlukan (Rp/jam) untuk menaikkan daya output pembangkit ke- i sebesar 1 MW.

Prinsip distribusi beban yang ekonomis antara unit-unit pembangkit termal di dalam suatu pusat pembangkit adalah bahwa semua unit itu harus bekerja dengan IPC yang sama, dalam hal ini adalah *Incremental Fuel Cost* (IFC) yang sama. (Glover, 2007). Jika keluaran pusat pembangkit akan dinaikkan, biaya tambahan (*incremental production cost*) dari masing-masing unit yang bekerja juga harus naik, tetapi harus tetap sama untuk semuanya.

2.3.2 Fungsi Objektif untuk Penjadwalan Pembangkitan

Tujuan pembentukan fungsi objektif adalah untuk memperoleh biaya pembangkitan total yang diperlukan untuk mensuplai beban total yang harus ditanggung oleh sistem.

Masalah distribusi beban ekonomis yang paling sederhana adalah ketika rugi-rugi saluran transmisi diabaikan. oleh sebab itu, model masalah tidak memperhitungkan konfigurasi sistem dan impedansi jaringan. pada hakikatnya, model mengasumsikan bahwa sistem hanya terdiri dari satu bus dengan semua pembangkit dan beban terhubung padanya sebagaimana ditunjukkan secara sistematis dalam Gambar 2.9 berikut :



Gambar 1. Model Sistem yang Mengabaikan Rugi-Rugi Saluran Transmisi

Sejak rugi-rugi transmisi diabaikan, total permintaan P_D adalah penjumlahan dari semua pembangkit. Sebuah fungsi biaya C_i diasumsikan akan diketahui untuk tiap unit. Masalahnya adalah mencari pembangkitan daya nyata untuk tiap-tiap unit dengan demikian fungsi objektif (biaya total produksi) sebagaimana yang didefinisikan oleh persamaan

$$C_t = C_1 + C_2 + \dots + C_n = \sum_{i=1}^n C_i$$

$$= \sum_{i=1}^n a_i + b_i \cdot P_i + c_i \cdot P_i^2$$

.....(4)

yaitu jumlah biaya bahan bakar unit pembangkit ke-1, pembangkit ke-2, sampai pembangkit ke-n harus minimum. C_t adalah biaya produksi total, C_i adalah biaya produksi dari unit ke-i, P_i adalah daya yang dibangkitkan dari unit ke-i. Agar biaya bahan bakar minimum, maka harus dipenuhi:

$$\frac{dC_1}{dP_1} = \lambda, \frac{dC_2}{dP_2} = \lambda, \dots, \frac{dC_i}{dP_i} = \lambda$$

.....(5)

artinya semua unit harus bekerja pada biaya bahan bakar tambahan λ yang sama atau IPC yang sama dan minimum.

2.3.3 Persamaan dan Pertidaksamaan Pembatas

Pertidaksamaan pembatas adalah pertidaksamaan yang menyatakan bahwa daya yang dibangkitkan oleh tiap bus pembangkit tidak lebih kecil dari kemampuan minimum atau tidak lebih besar dari kemampuan maksimum pembangkit.

Sedangkan persamaan pembatas adalah persamaan yang menyatakan bahwa jumlah daya yang dibangkitkan oleh semua bus pembangkit sama dengan jumlah beban yang harus ditanggung sistem. Jika kondisi tersebut tidak terpenuhi maka slack bus akan menyuplai semua kekurangan dari selisih daya antara jumlah daya beban total yang harus ditanggung sistem dengan jumlah daya total yang harus dibangkitkan oleh bus pembangkit selain slack bus.

Persamaan pembatas yang harus dipenuhi adalah:

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_D \dots \dots \dots (6)$$

dimana P_i adalah daya yang dibangkit dari unit ke-i, P_D adalah total permintaan, dan n_g adalah jumlah total unit-unit pembangkit yang terdistribusi.

Selain itu ada pertidaksamaan pembatas yang juga harus dipenuhi, yakni:

$$P_i (\min) \leq P_i \leq P_i (\max) \quad i = 1, 2, 3, \dots, n$$

..... (7)

dimana P_i (min) dan P_i (maks) adalah kemampuan daya minimum dan maksimum yang dapat dibangkitkan oleh pembangkit ke-i.

2.3.4 Persamaan koordinasi

Dari persamaan (3) dapat diperoleh

$$\frac{dC_i}{dP_i} = 2c_i \cdot P_i + b_i = \lambda \quad \text{atau} \quad P_i = \frac{\lambda - b_i}{2c_i}$$

.....(8)

Persamaan di atas disebut dengan persamaan koordinasi. Fungsinya adalah untuk menghitung daya yang dibangkitkan oleh setiap pembangkit, sedangkan λ (lambda) adalah Incremental production cost, sedangkan konstanta a,b,c adalah konstanta-konstanta pada fungsi objektif. Untuk mendapatkan nilai konstanta tersebut diperoleh dengan cara menyelesaikan persamaan (2), dimana data yang digunakan dari persamaan tersebut diperoleh dari data sekunder yang diperoleh dari PLN berupa data daya rata-rata yang dibangkitkan dan biaya pembangkitan rata-rata perjam yang diperlukan oleh setiap bus pembangkit perbulan selama 4.5 tahun.

2.3.5 Perhitungan rugi – rugi daya total akibat rugi-rugi pada saluran transmisi

Jika jarak saluran transmisi sangat pendek dan kerapatan beban sangat tinggi, rugi – rugi jaringan dapat diabaikan dan

pembangkitan daya yang optimal dicapai untuk seluruh unit pembangkit dengan biaya produksi tambahan yang sama. Akan tetapi pada sistem besar yang saling terinterkoneksi, dimana daya ditransmisikan pada jarak yang sangat jauh ke area dengan tingkat kepadatan beban yang rendah, rugi-rugi transmisi merupakan faktor utama yang harus diperhitungkan dalam pembangkitan optimum. Satu persamaan umum untuk memasukkan pengaruh rugi-rugi transmisi yang menyatakan rugi-rugi transmisi total sebagai fungsi kuadratis dari daya output generator, dinyatakan oleh persamaan:

$$\beta_i + 2\gamma_i P_i + 2\lambda \sum_{j=1}^{n_g} B_{ij} P_{ij} + B_{oi} \lambda = \lambda$$

.....(9)

Atau :

$$\left(\frac{\gamma_i}{\lambda} + B_{ii} \right) P_i + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n_g} B_{ij} P_j = \frac{1}{2} \left(1 - B_{oi} - \frac{\beta_i}{\lambda} \right)$$

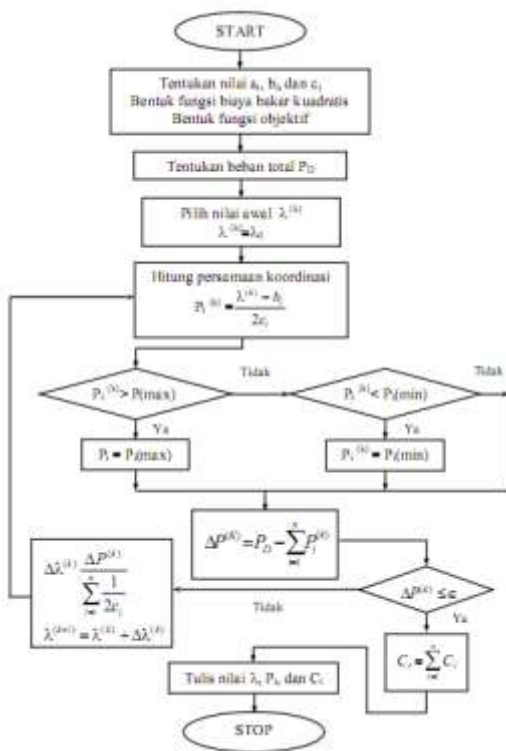
(saadat,Hadi:2002).....
.....(10)

Dengan menggunakan persamaan (15) di atas rugi-rugi total jaringan dapat dihitung setelah optimasi dilakukan.

C. METODOLOGI PENELITIAN

Penelitian ini dimulai dengan mengamati aliran daya tertinggi pada tahun 2010, kemudian mengidentifikasi pusat-pusat pembangkit mana saja yang beropersai dalam menyuplai beban yang ada. Metode yang digunakan adalah analisis deskriptif

dengan incremental production cost (IPC), yakni mengidentifikasi pusat-pusat pembangkit yang beroperasi saat terjadinya beban puncak. Setelah itu melakukan pengambilan data bulanan energi yang dibangkitkan dan lama operasi, kemudian melakukan analisis regresi kuadratik untuk mendapatkan nilai konstanta a,b,c untuk membentuk fungsi objektif dari setiap pusat pembangkit. Selanjutnya dapat dilihat pada gambar dibawah ini :



Gambar 2. Diagram alir metode IPC

D. HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Sistem Kelistrikan Sulawesi Selatan

Sistem kelistrikan Sulawesi Selatan dikelola oleh PT PLN (persero) wilayah Sulawesi selatan, Sulawesi Tenggara dan Sulawesi Barat (sultanbatara). Sistem

kelistrikan ini menyediakan daya listrik untuk kebutuhan masyarakat yang berada di provinsi Sulawesi selatan, dan Sulawesi Barat. Saat ini sistem sistem kelistrikan di Sulawesi Selatan disuplai oleh empat pembangkit utama, yaitu :

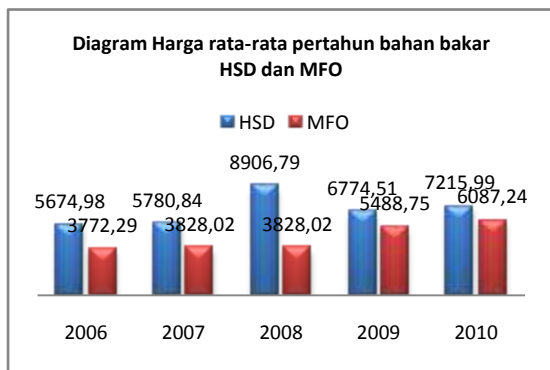
1. PLTA Bakarlu yang terdiri atas dua generator
2. Pusat pembangkit tenaga listrik Tello di Makassar terdiri dari :
 - a. PLTD, yang terdiri dari enam generator
 - b. PLTG, yang terdiri dari 5 generator
 - c. PLTU, yang terdiri dari dua generator dan dua transformator daya dua kumparan.
3. PLTGU Sengkang yang terdiri dari tiga generator
4. PLTD Suppa yang terdiri dari enam Generator.

Pusat-pusat pembangkit tersebut tersebar dan terinterkoneksi melalui saluran transmisi dan saluran distribusi seperti yang terlihat pada gambar 13. Jumlah bus pada sistem kelistrikan Sulsel saat ini telah mencapai 37 bus yang saling terinterkoneksi secara loop (melingkar), dengan total daya terpasang pada sistem sebesar 746,9 MW, sedangkan daya mampu sebesar 550 MW

4.2 harga bahan bakar minyak untuk industri

Harga bahan bakar merupakan salah satu faktor yang sangat berpengaruh dalam penentuan harga energi listrik. Hal ini disebabkan karena hampir 80 persen biaya produksi listrik berasal dari harga bahan bakar. Teknik optimasi dengan IPC juga tidak bisa terlepas dari faktor ini, karena penentuan biaya pembangkitan per jam dari setiap bus pembangkit sangat terkait dengan konsumsi bahan bakar pada pusat pembangkit tersebut dan harga bahan bakar yang dipakai oleh pusat pembangkit yang sedang dianalisis.

Adapun harga bahan bakar minyak untuk industri yang digunakan dalam pengoperasian pembangkit termal dari tahun 2006 hingga bulan Mei 2010 dapat dilihat pada gambar di bawah ini :



Gambar 3. Harga bahan bakar minyak untuk industri

Untuk sistem kelistrikan Sulawesi Selatan, umumnya pembangkit termal yang dioperasikan mengkonsumsi bahan bakar berupa minyak solar atau high speed diesel (HSD) dan sebagai kecil menggunakan

Marine fuel oil (MFO), sedangkan jenis minyak diesel (MDF) tidak digunakan.

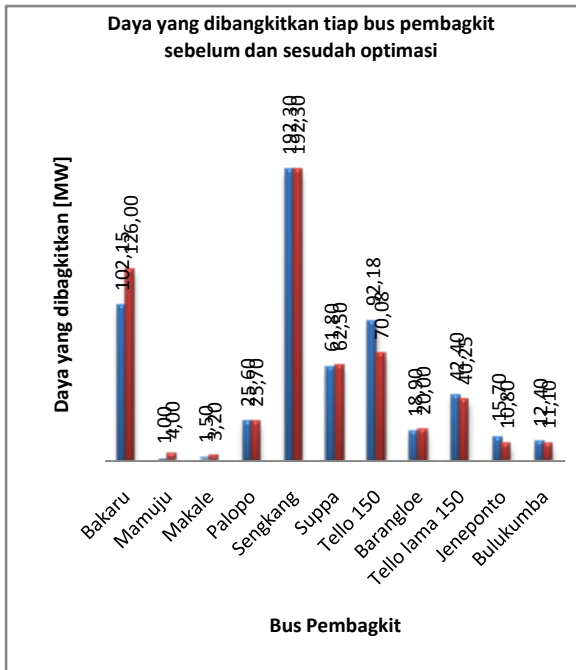
4.3 Tegangan bus dan rugi-rugi daya sistem

Tegangan bus beban tertinggi terjadi pada bus 15 (pangkep 70) sebesar 1,033 p.u atau 72,31 kV, sedangkan tegangan terendah terjadi pada bus 18 yaitu bus bosowa sebesar 0,940 p.u atau 141 kV. Tegangan pada bus 18 ini turun lebih dari 5% atau toleransi penurunan tegangan yang diizinkan oleh PLN, jadi perlu upaya PLN untuk memperbaiki tegangan pada bus ini.

Daya tertinggi yang mengalir disalurkan pada kondisi beban puncak tanggal 20 Mei 2010 jam 19.00 wita dari saluran 11 ke 10 (bus sengkang ke bus soppeng) sebesar 176,5 MW, sedangkan aliran daya terendah terdapat pada saluran 14 ke 21 (Bus Pangkep 150 ke Tello 150) sebesar 2,454 MW. Dari hasil analisis aliran daya di atas juga terlihat bahwa rugi-rugi total sistem adalah sebesar 27.7335 MW.

4.4 hasil perhitungan optimasi

Dari hasil analisis aliran daya dapat diketahui daya yang harus dibangkitkan oleh tiap-tiap bus pembangkit dalam menanggung beban sistem, dari hasil perhitungan yang dilakukan diperoleh hasil sebagai berikut :



Gambar 4. Daya output tiap bus setelah optimasi

Dari gambar di atas dapat dilihat bahwa terdapat tiga bus utama yang menyuplai daya terbesar pada sistem saat terjadinya beban puncak yaitu, bus Bakaru, bus Sengkang dan bus Tello 150, sedangkan bus yang lain menanggung beban yang terdistribusi secara merata dalam menyuplai daya ke sistem. Pada bus Bakaru sebagai slack bus, terlihat bahwa daya yang dibangkitkan sebelum optimasi dilakukan sebesar 102,146 MW, sedangkan setelah optimasi dilakukan daya yang dibangkitkan mengalami kenaikan menjadi 126 MW. Hal ini disebabkan karena pada bus tersebut memiliki biaya operasi yang murah karena berbahan bakar air, sehingga kapasitas dayanya dioptimalkan untuk memenuhi kebutuhan beban sistem dan

juga berperan untuk menyuplai bus-bus lain yang mengalami kekurangan daya.

Lain halnya pada bus yang menggunakan bahan bakar minyak, dari hasil optimasi dapat dilihat bahwa daya yang dibangkitkan setelah optimasi sedikit lebih kecil dibandingkan dengan daya sebelum dilakukannya proses optimasi. Hal ini dilakukan karena pembangkit termal rata-rata memiliki biaya operasi yang lebih mahal dibandingkan dengan pembangkit hidro.

4.5 perhitungan biaya total bus pembangkit

Untuk menghitung biaya total bus pembangkit, maka terlebih dahulu harus ditentukan fungsi objektif dari tiap-tiap bus pembangkit. Adapun fungsi objektif dari setiap bus pembangkit adalah sebagai berikut :

- Bus bakaru (1) :

$$C_1 = 86,3909 + 2,2117P_1 + 0,0741P_1^2$$
- Bus suppa (12) :

$$C_{12} = 4,9 \times 10^5 + 2,41 \times 10^4 P_{12} + 164,3274 P_{12}^2$$
- Bus Makale (8) :

$$C_8 = 6,311 \times 10^5 + 643591 P_8 + 2,5989 P_8^2$$
- Bus Palopo (9) :

$$C_9 = 1,784 \times 10^7 - 1,272 \times 10^7 P_9 + 2,426 \times 10^6 P_9^2$$
- Bus Sengkang (11):

$$C_{11} = 2,7839 \times 10^6 + 2,400 \times 10^4 P_{11} + 137,9539 P_{11}^2$$
- Bus Mamuju (12) :

$$C_{12} = 4,9 \times 10^5 + 2,41 \times 10^4 P_{11} + 164,3274 P_{12}^2$$

- bus Tellolama 40,25 MW, Bus Jeneponto 10,8 MW dan Bus Bulukumba 11,1 MW.
2. Total biaya operasi Pusat-pusat pembangkit yang dikeluarkan dalam menanggung beban sistem adalah 195.877.459,39 Rp/jam
 3. Besar rugi-rugi daya total sistem setelah penjadwalan pembangkitan adalah 27.7335 MW.

- [10] Saadat, Hadi. (2002). *Power System Analysis*. Singapore : The McGraw-Hill Book Co, Inc.
- [11] Sudjana, Prof. Dr. M.A. (2002). *Metoda Statistika*. Bandung: Penerbit Tarsito.
- [12] Wood, Allen J and Bruce F. Wollenberg. (1984). *Power Generation Operation and Control*. New York: Power Technologies, Inc and Rensselaer Polytechnic Institute.
- [13] Walpole, Ronald E & Raymond H. Myers.(1995). *Ilmu Peluang dan Statistika Untuk Insinyur dan Ilmuwan*. Bandung:Penerbit ITB.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Almanda, Deni. (1998). *Strategi Operasi Sistem Tenaga Listrik*. www.elektroindonesia.com
- [2] Chapra, Steven C, Ph.D & Raymond P. Canale, Ph.D.(1995). *Metode Numerik*. Jilid I. Jakarta : Penerbit Erlangga.
- [3] D Stevenson, William Jr.(1983). *Analisis Sistem Tenaga Listrik*. Jakarta: Erlangga.
- [4] Gen, Mitsuo & Cheng, Runwei. (2000). *Genetic Algorithms And Engineering Optimization*. United State of Amerika: John Wiley & Sons Inc.
- [5] Glover, J.D, dkk. (2007). *Power System Analysis and Design*. Singapore: The McGraw-Hill Book Co, Inc.
- [6] Imran, Al. (2008). *Optimasi Penjadwalan Pembangkitan di Antara Unit-Unit Pembangkit Termal Berdasarkan Incremental Cost yang Sama*. Makassar: Jurnal Elektrik.
- [7] Kusumadewi, Sri & Purnomo, Hari. (2005). *Penyelesaian Masalah Optimasi dengan Teknik-Teknik Heuristik*. Yogyakarta : Graha ilmu
- [8] Marsudi, Djiteng (2006). *Operasi Sistem Tenaga Listrik*. Jakarta: Penerbit Graha Ilmu.
- [9] Robandi, Imam. (2006). *Desain Sistem Tenaga Modern*. Yogyakarta : Andi Offset

