

# **PENENTUAN BIAYA PRODUKSI MELALUI PERHITUNGAN BIAYA PEMBANGKITAN PADA SISTEM MULTIAREA**

**Anizar Indriani**

Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknologi Industri Universitas Bung Hatta  
Kampus III, Jl. Gajahmada no. 19 Gunung Pangilun Padang 25143, Telp (0751) 54257  
E-mail : anizar\_indriani@yahoo.com

## **ABSTRACT**

*Now, electric power system can not stand alone because included many power plants and loads that had be interconnected. The different production cost of power plants and load demands change on the time support the operation of power system more competitive and economic. Beside that security aspect for still operating in the stability conditions as a result of disturbance on the system is too becoming a consideration for economic operation on power system.*

*The result of the simulation is still being optimize operating cost with load curve. As the result that, technically, system is suitable to be operated economic considered transmittion and Tie line that had be interconnected to multiarea.*

*Keyword : forced outages rate (FOR), spinning reserve, production cost, pinalty factor*

## **1. Pendahuluan**

Sistem tenaga elektrik yang terinterkoneksi antara banyak beban dan banyak pembangkit, telah menjadi fokus permasalahan bagi kalangan industri dan akademis. Beban yang bervariasi setiap waktu dan biaya operasi yang berbeda-beda tiap pembangkit, menjadi pemodelan awal perhitungan biaya produksi kelistrikan guna mencapai operasi yang lebih ekonomis.

Pada beberapa negara telah dilakukan restrukturisasi kelistrikan dengan pemisahan produsen (pembangkit), distributor (transmisi) dan konsumen (beban) menjadi sistem yang independen.

Biaya produksi yang harus dibayar konsumen merupakan biaya produksi dari daya keluaran suatu pembangkit ditambah dengan biaya transmisi untuk mencapai beban.

Namun untuk sistem di Indonesia hal ini belum terlaksana, oleh karena itu pemodelan biaya produksi masih menghitung biaya operasi dari setiap pembangkit yang berkontribusi.

Pemodelan biaya produksi yang ingin diuraikan pada tulisan ini merupakan model perhitungan ekonomi pada sistem multiarea yang terinterkoneksi menggunakan TIE line. Untuk mendapatkan biaya produksi sistem

pembangkitan, kemampuan saluran mentransfer daya, persyaratan untuk impor daya dari sistem area lain, ketersediaan energi untuk melayani beban, kebutuhan bahan bakar dan probabilitas pelayanan terhadap beban serta perhitungan biaya transmisi.

Pada simulasi produksi untuk menghitung biaya produksi pembangkit dievaluasi biaya bahan bakar (fuel cost), biaya operasi dan perawatan pembangkitan (O&M).

Keakuratan hasil simulasi akan sangat berguna karena biaya produksi ini berkontribusi 40-60% terhadap biaya kelistrikan.

## **1. Sistem Pembangkit**

### **1.1. Karakteristik unit pembangkit**

Pertimbangan dasar performansi bagi sistem pembangkitan termal adalah perbandingan kebutuhan bahan bakar (MBtu/hr) terhadap daya keluaran (MW).

Unit pembangkit juga memiliki batas minimum kestabilan keluaran, pada umumnya berada berkisar 10-30% (daya nominal) untuk pembangkit uap bahan bakar minyak dan gas alam, 20-50% (daya nominal) untuk pembangkit uap bahan bakar batubara. Selain itu untuk tiap pembangkit juga memiliki kenaikan biaya bahan bakar (incremental fuel cost) untuk

setiap kenaikan daya keluaran, yang dinyatakan dalam \$/MWh.

### **1.2. Unit komitmen**

Kebutuhan beban pada suatu sistem tenaga akan sangat bervariasi yang akan berbeda pada setiap waktunya. Beban pada waktu siang hari akan berbeda dengan beban pada waktu malam hari, demikian juga beban pada musim dingin akan berbeda dengan beban pada musim panas. Oleh karena itu dibuatlah kurve beban terhadap waktu baik kurva beban harian, bulanan atau tahunan.

Berdasarkan beban yang bervariasi ini maka dilakukan prosedur komputasi untuk menentukan unit pembangkit yang harus online dan shutdown.

Jika semua unit pembangkit harus online pada saat beban puncak dan harus online juga sepanjang waktu maka untuk beban normal dan minimum maka akan banyak unit pembangkit yang bekerja pada daya keluaran minimum, tentunya akan lebih ekonomis untuk men-shutdown beberapa pembangkit yang mahal pada kondisi beban normal dan beban minimum.

Segala prosedur untuk membuat keputusan yang lebih ekonomis inilah yang disebut dengan unit komitmen.

### 1.3. Pertimbangan ekonomis

Prinsip dasar dalam penentuan unit komitmen adalah pertimbangan untuk mencapai operasi yang lebih ekonomis, yang dinyatakan dengan berapa biaya operasi per-MWh terhadap biaya keluaran pembangkit.

Biaya operasi pembangkit adalah biaya rata-rata pembangkitan ditambah dengan biaya operasi dan perawatan (O&M). Pada umumnya biayanya akan lebih mahal biaya pembangkitan ( /MWh) ketika unit beroperasi pada daya keluaran rendah daripada beroperasi pada daya keluaran tinggi.

Untuk sistem tenaga yang melibatkan banyak unit pembangkit, maka daya keluaran tiap pembangkit harus diatur untuk mencapai biaya rata-rata yang paling ekonomis. Karena itu unit-unit pembangkit harus diurutkan dari yang paling ekonomis ke yang tidak ekonomis. Unit yang paling ekonomislah yang harus online setiap jamnya.

### 1.4. Pertimbangan Keandalan

Selain pertimbangan ekonomis, perlu juga diperhatikan, apakah unit pembangkit telah cukup untuk memenuhi kebutuhan beban pada kondisi normal atau pun kondisi kegagalan (fault condition). Hal yang perlu diperhatikan adalah forced outages rates<sup>2</sup> (FOR) pembangkit, outages

saluran transmisi dan kebutuhan beban terinterkoneksi pada saat emergency.

Perhitungan dasar keandalan sistem adalah kapasitas cadangan pembangkit dan kemampuan penambahan kapasitas keluaran pembangkit terhadap kebutuhan beban. Unit pembangkit harus dapat memenuhi kapasitas yang dibutuhkan dalam interval 10 menit. Sedangkan untuk kapasitas cadangan digunakan untuk memenuhi kebutuhan beban bila terjadi forced outages unit pembangkit, error perkiraan beban dan outages pada saluran transmisi. Biasanya kapasitas cadangan bernilai 3-8% dari kebutuhan beban.

Kapasitas cadangan terdiri dua tipe: (1) on-line spinning reserve dan (2) quick-start reserve. Spinning reserve adalah kapasitas cadangan dari unit pembangkit karena beroperasi lebih kecil dari daya nominal, sedangkan quick-start reserve adalah kapasitas dari pembangkit yang dapat dibangkitkan (start-up) dan mengirimkan daya untuk respons waktu yang cepat.

## 2. Simulasi Unit Komitmen

Pada pemodelan biaya produksi tiap pembangkit dengan memperhatikan unit komitmen, maka dilakukan langkah sebagai berikut :

1. Unit pembangkit yang dapat beroperasi diurutkan untuk mendapatkan urutan

prioritas berdasarkan biaya operasi \$/MWh untuk kondisi beban penuh.

2. Urutan ini kemudian dimodifikasi, untuk memenuhi aturan proteksi area, pembangkit yang harus online mendapat prioritas utama.
3. Jumlah minimum unit yang berkomitmen harus memenuhi persyaratan berikut:

$$\sum_{\text{Committed unit}} \text{maximum rating} \geq \text{load} + \text{spinning reserve}$$

$$\sum_{\text{Committed unit}} \text{continuous rating} \geq \text{load}$$

4. Tinjau kembali unit komitmen tiap pembangkit untuk melihat pembangkit yang terus online dan downtime.

Dengan mengikuti prosedur diatas maka akan didapat unit komitmen pembangkit yang dapat menentukan pembangkit yang terus online dan harus mengalami downtime (diistirahatkan).

#### 4. Rugi-rugi transmisi, operasi ekonomi dan faktor pinalti

Secara rata-rata, rugi-rugi transmisi bernilai 1-2% dari total energi yang dibangkitkan. Namun bila jarak antara pembangkit dan pusat beban cukup jauh, maka rugi-rugi juga akan semakin besar. Oleh karena itu factor rugi-rugi ini juga menjadi pertimbangan dalam penjadwalan

unit pembangkit. Oleh karena itu pertambahan netto biaya pembangkit harus sama atau melebihi inefisiensi akibat rugi-rugi transmisi.

Rugi-rugi transmisi dinyatakan dengan persamaan (Kirchmayer,1958) :

$$P_{\text{loss}} = \sum_m \sum_n P_m B_{mn} P_n + \sum_n B_{n0} P_n + B_{00}$$

dimana :

$P_n$  = daya output dari unit n

$B_{mn}$  = koefisien losses bersama antara unit m dan n

$B_{n0}$  = koefisien self-loss unit n

$B_{00}$  = konstanta rugi-rugi.

Untuk operasi ekonomis maka keluaran unit pembangkit harus disesuaikan dengan kebutuhan beban, hal inilah yang menjadi persyaratan utama, sesuai dengan persamaan

$$\text{Load} = \sum_n P_n - \sum_m \sum_n P_m B_{mn} P_n + \sum_n B_{n0} P_n + B_{00}$$

Sehingga biaya total (termasuk biaya operasi dan perawatan – O&M cost) yang harus dikeluarkan oleh unit pembangkit adalah :

$$\text{cost (\$)} = \sum [F_n (P_n) * \text{COSINC}_n + O \& M_n * P_n] + C_0$$

dengan :

$F_n(P_n)$  = kebutuhan bahan bakar unit pembangkit untuk keluaran  $P_n$  (MWh) dinyatakan dalam MBtu/hr.

Load = beban total sistem.

$COSINC_n$  = kenaikan biaya bahan bakar unit n (\$/MBtu).

$O\&M_n$  = biaya operasi dan perawatan unit n

$C_o$  = biaya tetap operasi (\$).

Untuk meminimasi biaya operasi maka differensiasi fungsi biaya harus sama dengan nol.

**Cost (\$)** =

$$\sum [F_n(P_n) * COSINC_n + O \& M_n * P_n] + C_o$$

$$+ \lambda * (\text{Load} - \sum_n P_n - \sum_m \sum_n P_m B_{mn} P_n + \sum_n B_{n0} + B_{00})$$

$\lambda$  = konstrain kenaikan biaya menggunakan LaGrange multiplier (\$/MWh).

$$0 = \frac{\partial F_n(P_n)}{\partial P_n} * COSINC_n + O\&M_n - \lambda * [1 - \sum_n (B_{nm} + B_{mn}) P_m - B_{n0}]$$

sehingga didapat nilai  $\lambda$ :

$$\lambda = \left[ \frac{\partial F_n(P_n)}{\partial P_n} * COSINC_n + O\&M_n \right] *$$

$$\left[ \frac{1}{1 - \sum_m (B_{nm} + B_{mn}) * P_m - B_{n0}} \right]$$

kenaikan rugi-rugi transmisi terhadap unit n adalah:

$$\frac{\partial P_{\text{loss}}}{\partial P} = \sum_m (B_{nm} + B_{mn}) * P_m - B_{n0}$$

Kenaikan biaya unit pembangkit untuk mengirimkan daya lebih banyak adalah:

$$\frac{\partial F_n(P_n)}{\partial P_n} * COSINC_n + O\&M_n$$

sehingga LaGrange multiplier dirumuskan sebagai:

$$\lambda = \left[ \frac{\partial F_n(P_n)}{\partial P_n} * COSINC_n + O\&M_n \right] * 1 / \left[ \frac{1}{1 - \frac{\partial P_{\text{loss}}}{\partial P_n}} \right]$$

Dari persamaan diatas, untuk mencapai operasi ekonomis, maka kenaikan biaya bahan bakar untuk setiap unit dikalikan dengan faktor pinalti semua unit pembangkit adalah sama.

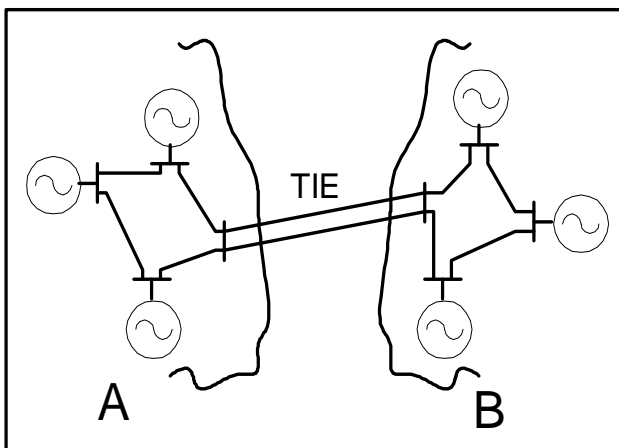
Faktor pinalti unit pembangkit didefinisikan dengan :

$$L_n = \frac{1.0}{1.0 - \sum_m (B_{nm} + B_{mn})P_n + B_{n0}}$$

Nilai  $L_n$  biasa bernilai  $1.0 \leq L_n \leq 1.10$

## 5. Produksi Simulasi

Suatu sistem tenaga umumnya saling berinterkoneksi satu sama lain. Interkoneksi sangat berguna untuk meningkatkan kehandalan dan biaya operasi yang lebih murah.



Gambar 1 : Interkoneksi multiarea antara area A dan area B dengan TIE line.

Sebelum melakukan produksi simulasi keluaran tiap unit pembangkit perlu diperhatikan penurunan kemampuan keluaran (derating) generator akibat adanya forced outage rate (FOR). Untuk unit

dengan daya keluaran (rating) X, maka kapasitasnya akibat adanya FOR adalah:

$$\text{Kapasitas} = \text{rating} * (1 - \text{FOR})$$

Selain itu diambil asumsi bahwa tidak ada limit kemampuan daya yang mengalir antara bus pembangkit ke bus beban.

Keluaran tiap unit pembangkit pada area A dan B dapat dihitung dengan menggunakan 2 cara yaitu ;

- Deterministic Solution, cara ini tidak memperhatikan adanya forced outages atau memperhatikan adanya derating unit dengan melimpahkan probabilitas kegagalan pada pembangkit lain (reserve).
- Probabilistic Solution, cara ini memperhatikan forced outages, dilakukan enumerasi beberapa kali sehingga peluang kegagalan pelayanan dibuat sekecil mungkin.

## 6. Limit Kemampuan Aliran Daya

Setelah didapat keluaran masing-masing unit pembangkit untuk suatu beban tertentu pada suatu area maka dilakukanlah analisis aliran daya.

Analisis aliran daya digunakan untuk melihat batas-batas kemampuan peralatan elektrik yang ada di sistem dengan 3 pertimbangan yaitu :

- Kemampuan termal, dengan aliran arus yang besar maka akan menaikkan temperatur dan dapat merusak isolasi.
- Batas stabilitas tegangan, untuk jarak saluran yang jauh (100-200 mi) tidak dapat dibebani berlebih karena akan terjadi voltage collapse.
- Angular Stability Limitation, adalah sudut batas kestabilan untuk kondisi steady-state, dynamic dan transient.

Oleh karena itu diusahakan daya yang mengalir berada diatas kemampuan minimum dan dibawah kemampuan maksimum.

Bila hasil simulasi aliran daya menunjukkan kondisi normal (tidak ada overloading), maka kondisi ekonomis diatas dapat diterapkan. Namun bila terjadi pembebanan berlebih maka dilakukan pergeseran keluaran unit pembangkit..

## 7. Generation Shift Factor

Generation Shift Factor, adalah factor yang digunakan untuk menggeser keluaran generator dengan biaya paling ekonomisnya menjadi biaya ekonomis tapi sesuai dengan kapasitas aliran daya pada sistem.

Jika daya yang mengalir pada saluran k,m direpresentasikan dengan persamaan berikut :

$$\sum_i (\bar{X}_{ki} P_i - \bar{X}_{mi} P_i) \frac{1}{X_{km}} = \text{power on line k, m}$$

$$\sum_i \frac{\bar{X}_{ki} - \bar{X}_{mi}}{X_{km}} * P_i = \text{power on line k, m}$$

Maka generation shift factor adalah :

$$\text{Generation Shift Factor} = a_{km,i} = \frac{\bar{X}_{ki} - \bar{X}_{mi}}{X_{km}}$$

Dimana k,m adalah saluran dan i adalah generator, dengan adanya generation shift factor maka variasi daya yang mengalir pada saluran dapat ditetapkan berikut ini:

$$\min_{k,m} \leq P_{\text{base}} + \sum a_{km,i} * \Delta P_i \leq \max_{k,m}$$

## 8. Biaya Produksi Multiarea

Dengan terhubung dengan TIE line, maka biaya produksi antara dua area, maka dapat dilakukan penghematan biaya produksi. Untuk area A dengan kenaikan biaya bahan bakar unit pembangkit,  $\lambda_A$  dan area B dengan kenaikan biaya bahan bakar unit pembangkit,  $\lambda_B$ , dimana  $\lambda_B > \lambda_A$  maka dapat dilakukan pengurangan keluaran unit pembangkit pada area B dan menaikkan keluaran unit pembangkit pada area A. Hal ini dapat menghemat biaya keluaran sebesar :

Cost Saving =

$$\int \lambda_B \partial P_{gB} - \int \lambda_A \partial P_{gA}$$

## 9. Kesimpulan

Produksi simulasi pada sistem tenaga sangat diperlukan guna operasi ekonomis dengan keandalan yang baik. Dengan adanya pengoperasian secara ekonomis maka penghematan biaya produksi yang berada 40-60% dari biaya total listrik dapat dihemat untuk menciptakan sistem kelistrikan yang lebih menguntungkan.

## 10. Daftar Pustaka

- [1]. John J. Grainger and William D. Stevenson, Jr, Power System Analysis, McGraw-Hill, Inc, 1994.
- [2]. Turan Gonen, Electric Power Distribution System Engineering, McGraw-Hill Book Company, 1986.
- [3]. X.. Wang, J.R. McDonald, Modern Power System Planning, McGraw-Hill International Editions, 1993.
- [4]. Saadat, Hadi, Power System Analysis WCB McGraw-Hill, 1999.