

Suatu Konsep Biaya Pokok Penyediaan Tenaga Listrik Berdasarkan Lokasi

Hermagasantos Zein

Jurusan Teknik Konversi Energi, Politeknik Negeri Bandung, Bandung 40012
E-mail : herмага_s@yahoo.co.id

ABSTRAK

Tarif dalam tenaga listrik merupakan persoalan yang harus ditentukan karena berfungsi sebagai pendapatan yang berguna untuk menutupi pengeluaran-pengeluaran dalam pengelolaan ketenagalistrikan agar tidak mengalami kebangkrutan. Namun dalam penentuan tarif tidak hanya dipengaruhi oleh aspek teknis tetapi juga dipengaruhi oleh kemampuan konsumen. Komponen utama tarif listrik adalah biaya pokok penyediaan (BPP) tenaga listrik. Yang mana biaya ini harus ada yang menanggungnya supaya industri tenaga listrik tidak bangkrut. BPP yang dihitung disini mulai dari sisi pembangkitan sampai dengan sisi pelanggan. Disini terjadi persoalan berapa biaya yang ditanggung oleh masing-masing pelanggan baik dalam suatu lokasi maupun berbeda lokasi. Perbedaan biaya yang diterapkan pada pelanggan disebabkan oleh lokasi pembangkit, investasi lokasi dan rugi-rugi daya tiap lokasi yang berbeda. Tulisan ini mengajukan suatu konsep BPP tenaga listrik yang berdasarkan lokasional. Melalui konsep ini akan didapat BPP tenaga listrik tiap lokasi dari suatu sistem ketenagalistrikan. Kemudian dilakukan uji coba terhadap konsep yang dibuat melalui suatu contoh perhitungan guna melihat keberhasilan dari konsep yang dikembangkan. Hasil perhitungan menunjukkan bahan bakar mempengaruhi BPP lebih dari 80%; oleh karena itu penggunaan optimasi bahan bakar dalam makalah ini adalah sangat tepat.

Kata Kunci

Ketenagalistrikan, Biaya pokok, Optimasi Bahan Bakar, Lokasional

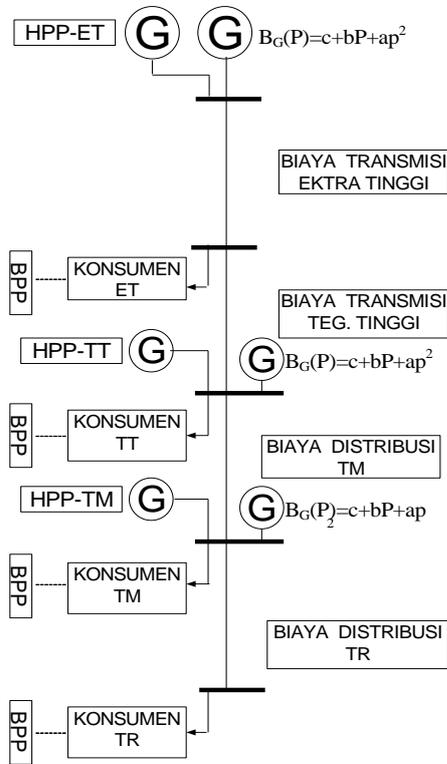
1. PENDAHULUAN

1.1 Pengertian BPP

Ada dua terminologi yang perlu diperhatikan disini, tarif (*price*) dan biaya (*cost*). Dua hal ini adalah sesuatu yang berbeda satu sama lainnya. Tarif merupakan referentasi dari harga riil yang dibebankan kepada konsumen. Biasanya harga ini dipengaruhi oleh kemampuan (ekonomi dan sosial) konsumen, keuntungan perusahaan dan kemampuan pemerintah memsubsidi, serta serasi juga dengan muatan politik yang mempengaruhi pengambilan keputusan. Dalam penentuannya umumnya ditentukan berdasarkan kompromi (*reconciliation*) diantara pihak-pihak terkait. Dengan demikian, tarif tidak saja dipengaruhi oleh teknikal murni tetapi juga dipengaruhi oleh politik, ekonomi dan sosial. Sedangkan biaya adalah yang hanya bersifat teknis saja, yaitu merupakan semua biaya yang mendukung produksi energi listrik mulai dari pembangkitan sampai pada lokasi beban. Disini tidak termasuk biaya yang bukan mendukung produksi (*non allowable cost*) seperti susut energi non-teknis. Selanjutnya semua biaya yang mendukung produksi itu didefinisikan sebagai biaya pokok penyediaan (BPP) tenaga listrik dalam tulisan ini.

1.2 Konsep BPP

Ada pun biaya-biaya yang akan ditentukan dalam suatu sistem tenaga listrik, yaitu pada lokasi pembangkit, transmisi, distribusi tegangan menengah dan distribusi tegangan rendah seperti gambar-1. Gambar ini menunjukkan model sistem tenaga listrik yang mempunyai dua tipe pembangkit, yaitu pembangkit IPP (*independen power production*) dengan harga pokok pembelian (HPP) telah ditentukan terlebih dahulu (yang dalam hal ini dinyatakan bahwa biaya produksi tetap) dan pembangkit dengan biaya produksi berubah. Pembangkit-pembangkit tersebut dapat tersambung pada sistem tegangan extra/tinggi atau tegangan distribusi baik tegangan primer maupun sekunder. Selanjutnya BPP terdapat pada masing-masing konsumen, baik konsumen tegangan extra tinggi, tegangan tinggi, tegangan primer maupun tegangan sekunder. Disamping itu, pada suatu sistem tenaga listrik dapat juga dibedakan menjadi beberapa lokasi (wilayah). Selanjutnya, BPP akan ditentukan pada masing-masing lokasi ini. Misalnya sistem Jawa Madura dan Bali (JAMALI) dapat dibagi menjadi 4 wlokasi, Jakarta-Tangerang, Jawa Barat, Jawa Tengah dan Jawa Timur.



Gambar 1: Model lengkap sistem tenaga listrik

2. KOMPONEN BPP

Mengacu pada gambar-1 di atas, sistem tenaga listrik berdasarkan fungsinya dapat dibedakan menjadi tiga bagian, yaitu:

- Pembangkitan
- Transmisi
- Distribusi

2.1 Pembangkitan

Pembangkitan dibedakan lagi menjadi dua kelompok, listrik swasta (IPP) dan milik negara (non IPP seperti PT.PLN). Khusus untuk IPP biaya produksi energi listrik dinyatakan dalam harga pokok pembelian (HPP). IPP ini dapat tersambung ke berbagai tempat dalam sistem tenaga listrik, baik ke ke jaringan tegangan tinggi maupun ke jaringan distribusi. BPP diterminal pembangkit adalah biaya produksi tenaga listrik yang disalurkan ke jaringan (grid).

Pada pembangkit non IPP, dalam suatu sistem tenaga listrik terdapat beberapa pembangkit yang tersambung ke grid diberbagai lokasi. Untuk menentukan besar daya yang

dibangkitkan oleh suatu pembangkit pada suatu beban tertentu (pada jam tertentu) ditentukan berdasarkan optimasi aliran daya supaya biaya produksi pembangkit menjadi murah (optimal). Penentuan BPP berdasarkan pada optimasi aliran daya tersebut akan menggunkan persamaan berikut.

$$B_i(P_i) = c_i + b_i P_i + a_i P_i^2 \quad (1)$$

Dimana: $B_i(P_i)$ adalah biaya pokok pembangkit perjam pembangkit ke-i

c_i , b_i dan a_i adalah konstansta pembangkit ke-i

P_i adalah daya yang diproduksi oleh pembangkit ke-i

Misalkan terdapat N pembangkit, pada total beban sistem adalah P_{sia} dan total daya dari IPP adalah P_{IPP} maka fomulasi optimasi adalah

$$\text{Tujuan : } \min B = \sum_{i=1}^N c_i + b_i P_i + a_i P_i^2$$

$$\text{Kendala : } 1. \text{Pembangkit } P_i^{\min} \leq P_i \leq P_i^{\max} \quad (2)$$

$$2. \text{Beban } \sum_{i=1}^N P_i - P_{rugi} = P_{sis} - P_{IPP}$$

$$3. \text{Saluran } 0 \leq S_{ij} \leq S_{ij}^{\max}$$

$$4. \text{Tegangan } V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max}$$

Perlu diingat bahwa beban akan bervariasi tiap saat, sehingga kurva durasi beban harian (*daily load duration curve*) akan berbeda tiap harinya. Pengalaman menunjukkan bahwa untuk hari-hari kerja kurva tersebut hampir mirip, sedangkan tanggal merah dan hari libur juga agak mirip. Dalam perhitungan BPP ini digunakan kurva durasi beban tahunan dalam satu tahun ke depan, karena BPP akan berlaku untuk satu tahun kedepan juga. Kurva durasi beban tahunan ini adalah rata-rata dari kurva duratin harian dalam tahun yang bersangkutan. Tentunya kurva ini diperkirakan dari hasil ramalan beban satu tahun ke depan.

Kemudian bila ditentukan bahwa setiap jam adalah beban tidak berubah, maka terdapat 24 variasi beban dalam satu hari. Selanjutnya dapat dihitung BPP masing-masing pembangkit PT. PLN berdasarkan perkiraan kurva durasi beban tahunan tersebut, yaitu:

$$BPP_i = \frac{1}{24} \sum_{j=1}^{24} B_i^j(P_i) \quad (3)$$

2.2 Transmisi

Transmisi dapat terdiri dari tegangan tinggi dan tegangan extra tinggi. Pada transmisi ini akan menimbulkan biaya karena investasi yang telah ditanamkan. Dalam kenyataannya, komponen-komponen transmisi dibangun dalam waktu yang tidak sama, ada komponen yang telah

lama dibangun dan pula yang baru dibangun, dan ada pula komponen transmisi yang ditrofit. Ini semua harus dihitung biaya investasi tahunan berdasarkan kaidah-kaidah ekonomi. Perlu dicatat bahwa komponen transmisi yang telah habis umur ekonominya akan bernilai nol dalam penentuan biaya transmisi. Hasil perhitungan ekonomi tersebut harus dapat menentukan biaya tahunan dari setiap komponen yang terlibat dalam sistem tenaga listrik yang dimasud. Hal ini penting karena dalam perhitungan BPP di suatu lokasi akan ditentukan oleh komponen-komponen transmisi yang terdapat pada lokasi itu. Terapi bila ada komponen-komponen transmisi yang berada di dua lokasi maka dapat ditentukan bahwa masing-masing lokasi akan menanggung biaya separohnya.

2.3 Distribusi

Sedangkan distribusi dibedakan lagi menjadi dua kelompok, yaitu distribusi tegangan menengah dan distribusi tegangan rendah. Perhitungan biaya tahunan dari distribusi ini akan identik dengan perhitungan biaya tahunan transmisi yang telah dijelaskan di atas.

3. KOMPONEN BPP

Sebagai konsekuensi dari fungsi pembangkit, transmisi dan distribusi dalam suatu sistem tenaga listrik tersebut, biaya akan muncul pada masing-masing fungsi tersebut. Pada pembangkitan akan muncul biaya bahan bakar, aset dan O&M (*operation and maintenance*), transmisi dan distribusi akan muncul biaya aset, O&M dan susut energi. Dengan demikian, secara garis besar BPP terdiri dari empat komponen biaya, yaitu:

- Bahan Bakar
- Aset
- Operation & Maintenance (O&M)
- Susut Energi

3.1 Bahan Bakar

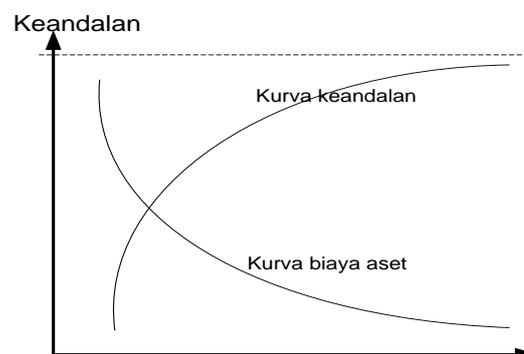
Bahan bakar hanya terdapat pada sisi pembangkit saja. Komponen ini adalah campuran dari berbagai jenis bahan bakar (*fuel mix*) karena pembangkit-pembangkit yang terlibat dalam sistem tenaga listrik menggunakan bahan bakar yang beragam (air, batu bara, minyak dan gas alam). Karena harga tiap jenis bahan bakar tidak sama maka perlu dioptimalkan. Dengan demikian metoda optimasi sangat dibutuhkan disini guna menentukan *fuel mix* yang optimal dalam melayani beban sistem dari seluruh pembangkit yang tersambung kepada sistem tenaga listrik tersebut.

Metoda optimasi yang paling baik adalah metoda optimasi aliran daya (*optimal power flow*). Secara konsep metoda ini sangat unggul karena semua kendala sudah diakomodasi di dalamnya. Tapi kurang kokoh dalam operasinya, kekokohan tergantung kepada variasi metoda yang digunakan, misalnya: metoda simplek, Metoda linier, metoda kuadratik, dan metoda interior point. Dalam praktek metoda interior point lebih unggul karena lebih cepat dan lebih kokoh.

Metoda optimasi yang sangat kokoh adalah metoda optimasi *dispatch*. Namun metoda ini tidak melibatkan kendala saluran sehingga persoalan rugi-rugi tidak dapat diakomodasi. Disamping itu berkemungkinan tidak operasional karena penerapan hasilnya memungkinkan adanya kendala yang terlanggar, seperti saluran berbeban lebih. Oleh karena metoda ini sangat kokoh, dalam praktek rugi-rugi dapat diprediksi (misalnya 2,5%) dan kemungkinan beban lebih tidak terlalu besar, maka sangat disarankan menggunakan metoda ini dalam menyusun BPP untuk setiap komponen dari grid berkapasitas sangat besar.

3.2 Aset

Aset adalah seluruh investasi yang mulai dari pembangkitan sampai pada distribusi. Penyediaan aset tergantung pula pada tingkat keandalan yang diinginkan. Semakin banyak aset yang dimiliki akan semakin andal tetapi akan semakin tinggi biaya yang harus dikeluarkan. Misalnya satu unit pembangkit berkerja pada suatu sistem akan lebih andal bila menggunakan dua unit pembangkit yang berkerja bila dibandingkan hanya satu unit saja. Hubungan Penyediaan biaya aset dengan keandalan ditunjukkan oleh gambar-2. Pada gambar ini terlihat untuk keandalan yang mendekati satu membutuhkan penambahan biaya aset yang besar sekali demi meningkatkan penambahan keandalan yang sangat kecil.



Gambar 2: keandalan vs biaya aset

Umumnya pengadaan aset didasarkan pada tingkat keandalan tertentu yang diinginkan untuk menanggulangi komponen yang gagal, misalnya n-1, ini berarti walaupun terjadi satu komponen yang gagal dari sejumlah n komponen maka sistem tidak akan terganggu.

Dalam kaidah-kaidah ekonomi biaya aset umumnya ditentukan oleh berapa besar depresinya tiap tahun. Depresi ini tergantung pada investasi, suku bunga, waktu dibangun dan umur ekonomi aset.

Persolan aset ini merupakan rancangan sistem tenaga listrik yang diinginkan berdasarkan kualitas pelayanan listrik yang dikehendaki. Hal ini tergantung pada kemampuan finansial perusahaan (pemerintah) yang menjadi tanggung jawab dalam penyediaan listrik yang terjangkau oleh masyarakat, misalnya sistem ketenagaan listrik kita dikelola oleh PT. PLN yang dimiliki pemerintah. Tentunya sistem ini merupakan sistem monopoli oleh pemerintah.

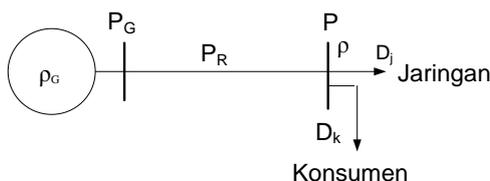
3.3 Biaya O&M

Dalam pengelolaan tenaga listrik harus menyediakan biaya operasi dan perawatan (O&M). Biaya ini bertujuan untuk melancarkan operasi sehingga tidak terjadi hambatan-hambatan nantinya. Secara umum, biaya O&M ini terdiri dari biaya tetap dan biaya variabel. Biaya tetap yang berkaitan dengan pegawai, pemeliharaan dan asuransi, sedangkan biaya variabelnya terdiri dari start *up/start down*, oli, bahan bakar tambahan dan bahan kimia.

Penentuan biaya O&M ini dipengaruhi oleh kondisi riil lapangan yang berupa data histori. Namun dalam kenyataannya sulit ditemui data tersebut sehingga harus dilakukan pendekatan dalam menentukannya. Dimping itu juga dipengaruhi pula oleh rencana operasi tenaga listrik secara keseluruhan. Pengaruh biaya ini terhadap sistem tenaga listrik keseluruhan adalah kecil sekali yaitu bervariasi antara 2-5%. Dalam praktek sering diambil angka 4%.

3.4 Susut Energi

Susut energi hanya terdapat pada jaringan saja baik pada jaringan transmisi maupun jaringan distribusi. Sedangkan pada pembangkit dianggap suplai kepada jaringan sudah merupakan daya bersih. Perhitungan biaya susut energi dapat diturunkan dari gambar-3 yang merupakan saluran yang dilewati oleh arus konsumen dan arus ke jaringan lain.



Gambar 3: Model penentuan biaya susut energi

Dari gambar-3 dapat ditunjukkan bahwa produksi energi (dalam satu jam) sama dengan biaya yang diterima pada bus konsumen dalam slang waktu yang sama. Bila harga energi adalah sama disemua lokasi, yaitu $\rho_e = \rho_G$, maka biaya susut energi adalah

$$\rho_e P_G = \rho_e (P + P_R) \tag{4}$$

Dimana: ρ_e adalah harga pokok energy

P_G adalah daya yang masuk saluran

P_R adalah rugi-rugi daya dalam saluran

P adalah daya yang sampai pada bus penerimaan

Jadi biaya susut energi dalam satu jam itu adalah

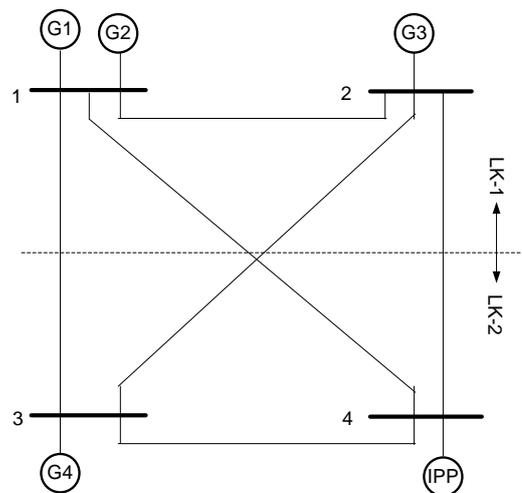
$$\text{Biaya susut energi/jam} = \rho_e P_R \tag{5}$$

Kemudian dari bus itu daya dialirkan ke dua arah, ke konsumen (D_k) dan ke jaringan berikutnya (D_j), yang memenuhi hokum keseimbangan daya, yaitu $P = D_k + D_j$. Selanjutnya biaya susut yang dipikul oleh konsumen itu ditentukan berdasarkan pendekatan berikut.

$$B_R^{Dk} = \frac{D_k}{P_r} \rho_e \tag{5}$$

4. SIMULASI

Berikut dilakukan simulasi perhitungan BPP yang telah dijelaskan di atas dengan menggunakan sistem sederhana pada gambar 4. Pada sistem terdapat dua lokasi, LK-1 dan LK-2.



Gambar 4: Sistem 4 bus

4.1 Data

Data-data dari sistem pada gambar 4 di atas dimuat dalam tabel-tabel berikut ini.

Tabel 1: Data pembangkit

Pembangkit	c	b	a	P _{min} (pu)	P _{mak} (pu)
G1	0	1774,125	0,171	0,3	1,0
G2	0	15	0,0015	0,05	0,25
G3	0	850	0,03	0,02	0,1
G4	0	382,788	0,3808	0,05	0,5
IPP	0	1850	0	0,05	0,2

Tabel 2: Data saluran

Bus-i	Bus-j	R (pu)	X (pu)	Y (pu)	S _{mak} (pu)
1	2	0,15	0,26	0,030	0,75
1	3	0,17	0,30	0,035	0,75
1	4	0,17	0,30	0,035	0,75
2	3	0,14	0,15	0,020	0,75
2	4	0,15	0,18	0,020	0,55
3	4	0,13	0,12	0,015	0,60

Tabel 3: Data tegangan bus

No. bus	Lokasi	V _{min} (pu)	V _{mak} (pu)
1	LK-1	0,9	1,05
2	LK-1	0,9	1,05
3	LK-2	0,9	1,05
4	LK-2	0,9	1,05

Tabel 4: Data perkiraan durasi beban

jam	beban	Jam	beban	Jam	beban
1	90	9	110	17	160
2	80	10	115	18	145
3	90	11	130	19	143
4	110	12	120	20	145
5	115	13	100	21	145
6	120	14	110	22	130
7	110	15	120	23	100
8	90	16	130	24	90

Ratio hari libur terhadap hari biasa = 0,8

Ratio hari sabtu terhadap hari biasa = 0,85

Satu tahun = 365 hari

4.2 Hasil perhitungan

Tabel-tabel berikut ini memuat hasil-hasil perhitungan dari konsep perhitungan BPP yang telah dijelaskan di atas.

Tabel 5: Hasil optimasi bahan bakar (fuel mix) dan susut energi

Nama Lokasi	BPP-bb [RP/kWh]	BPP-se [RP/kWh]	S. TRANS [%]	P-SENDIRI [%]
LK-1	834.90	22.76	.523	1.276
Lk-2	863.40	17.81	.503	1.297
SISTEM ==	848.96	20.37	1.026	2.573

Tabel 6: Hasil perhitungan susut energi distribusi

NAMA LOKASI	BPP-susut-TM [RP/kWh]	BPP-susut-TR [RP/kWh]

LK-1	35.30	21.51
LK-2	24.36	13.66

Tabel 7: Hasil perhitungan biaya investasi dan O&M

Nama	Jenis	LK-1 [RP/kWh]	LK-2 [RP/kWh]	Biaya [Juta-RP/Hari]
Pembangkit	Investasi	30,87	38,21	144,5
	O&M	4,14	5,32	20,1
Transmisi	Investasi	10,92	14,37	54,4
	O&M	2,09	4,04	15,3
Distribusi TM	Investasi	18,14	22,07	57,8
	O&M	2,62	4,19	15,3
Distribusi TR	Investasi	22,07	4,19	64,5
	O&M	37,93	8,98	15,3

Tabel 8: BPP di masing-masing lokasi

Nama Lokasi	Pembangkit [RP/kWh]	Transmisi [RP/kWh]	Dist-TM [RP/kWh]	Dist-TR [RP/kWh]
LK-1	869.91	905.69	961.75	1009.52
LK-2	906.93	943.16	990.24	1050.81

Tabel 9: Komposisi Kosumsi Energi Masing-masing Lokasi

NAMA LOKASI	TRANS [GWH]/[%]	DIST-TM [GWH]/[%]	DIST-TR [GWH]/[%]	SUTOTAL [GWH]/[%]
LK-1	97.36/20.0	146.05/30.0	243.41/50.0	486.82/100
LK-2	71.10/15.0	189.60/40.0	213.30/45.0	474.01/100
TOT	168.47/17.5	335.65/34.9	456.72/47.5	960.83/100

Tabel 10: Rekapitulasi Tahunan: Biaya dan Pendapatan

ITEM : [JUTA-RP]	ITEM : [JUTA-RP]
FUEL : 813254.1	CONSUMEN TT : 155241.9
INVESTASI : 115987.7	CONSUMEN TM : 328214.0
O&M : 24086.0	CONSUMEN TR : 469871.9
TOTAL : 953327.8	TOTAL : 953327.8

5. DISKUSI

Biaya pokok listrik terdiri dari komponen energi yang berupa bahan bakar campuran, investasi, dan biaya operasi dan perawatan. Komponen biaya bahan bakar disamping tergantung pada komposisi bahan bakar (batubara, gas, air, minyak, dan lainnya) juga ditentukan oleh karakteristik kurva beban seperti yang ditunjukkan oleh tabel 4.

Sedangkan tabel 8 menunjukkan bahwa biaya pokok listrik di sisi pembangkit lebih murah karena tidak menanggung biaya jaringan dan susut energi. BPP akan termahal pada sisi konsumen tegangan rendah. Hal ini disebabkan oleh

kontribusi susut energi di transmisi dan distribusi TM yang harus ditanggung. Disamping itu juga biaya investyasi dan O&M di sisi hulu yang juga harus ditanggung. Ini disebabkan oleh arusnya melewati jaringan transmisi dan distribusi.

Hasil simulasi menunjukkan bahwa konsep perhitungan BPP listrik yang diajukan sudah dapat dilakukan dengan hasil yang memuaskan untuk diterapkan dalam menghitung BPP listrik di berbagai lokasi dari sistem tenaga listrik. Hal ini ditunjukkan oleh tabel 10 yang menyatakan keseimbangan pendapatan dengan biaya, sebesar 953327.8 juta-RP/tahun.

6. KESIMPULAN

Konsep perhitungan BPP yang diajukan sudah mencakup seluruh komponen biaya yang yang *allowable* saja mulai dari pembangkit sampai pada konsumen, yaitu meliputi biaya bahan bakar, biaya asset, biaya O&M dan biaya rugi-rugi energi pada saluran.

Hasil perhitungan pada contoh menyatakan bahwa biaya bahan baker dalam penyediaan tenaga listrik adalah mendapat porsi yang besar yaitu lebih dari 80 %. Oleh karena itu perhitungan optimasi untuk mendapatkan biaya termurah (*least cost*) adalah sangat tepat.

Biaya pokok penyediaan tenaga listrik sebaiknya dihitung untuk setiap satu tahun ke depan saja. Hal ini mengingat perubahan-perubahan untuk tahun yang jauh ke depan sangat tidak dapat dipastikan, terutama tentang harga bahan bakar.

DAFTAR PUSTAKA

- Superposisi pada Jaringan Transmisi, Proceeding SSTE-1.
- [7] RA. Wakefield, dkk.(1997), A Transmission Services Costing Framework, IEEE Transaction on Power System, Vol. 12, No. 4.
- [8] Richard F. Hirsh (2001), Power Loss: the origins of deregulation and restructuring in the America electric utility sistem, the MIT Press Cambridge, Massachusetts, London, England.
- [9] Ross, dkk (1980), Dynamic Economic Dispatch of Generation, IEEE Transaction on Power System, Vol. 99, No. 6.
- [10] Roy Bilington and RN. Alllan (1998), Reliabilty Evaluation of Power System, Pitman Publishing Limited, Toronto.
- [11] TJ. Hammons, dkk. (1997), European Policy on Electricity Infrastructure, Interconnections, and Electricity Exchanges, IEEE Transaction on Power System, PES Summer Meeting.
- [12] Turan Gonen (1986), Electrical Power Distribution System Engineering, McGraw-Hill,Inc., Copyright.
- [14] TW. Gedra (1999), On Transmission Congestion and Pricing, IEEE Transaction on Power System, Vol. 14, No. 1.
- [1] AA. El-Keib and X. Ma (1997), Calculating Short-Run Marginal Costs of Active and Reaktive Power Production, IEEE Transaction on Power System, Vol. 12, No. 2.
- [2] AF. Vojdani, dkk.(1996), Transmission Access Issues, IEEE Transaction on Power System, Vol. 11, No. 1.
- [3] AJ. Wood and BF. Wollenberg (1996), Power Generation Operation and Control, John Weley & Sons, New York, Sccond Edition.
- [4] FC. Schweppe, dkk.(1988), Spot Pricing of Electricity, Kluwer, USA.
- [5] Hermagasantos Zein (2000), Studi Biaya Pelayanan Jaringan Transmisi: Dalam Kontek kompetitif, Proceeding SSTE-1.
- [6] Hermagasantos Zein (2000), Distribusi Daya Wheeling Melalui Metoda Fast Decoupled dan