

## **BAB II**

### **DASAR TEORI**

#### **2.1. PENAMBAHAN PEMBANGKIT LISTRIK** <sup>[1][2][5]</sup>

Permintaan tenaga listrik menjadi dasar perhitungan untuk pengembangan sistem pembangkit tenaga listrik. Perkembangan sistem tenaga listrik merupakan penambahan atau perluasan kapasitas pembangkitan guna memenuhi kebutuhan tersebut. Kebutuhan akan tenaga listrik selalu bertambah dari waktu ke waktu sejalan dengan perkembangan dan pertumbuhan ekonomi di suatu daerah. Sistem pembangkit tenaga listrik terdiri dari beberapa jenis pembangkit tenaga listrik dengan beberapa parameter sebagai berikut:

1. Jumlah unit
2. Jenis dan kapasitas pembangkit tenaga listrik
3. Keandalan dari unit pembangkit tenaga listrik
4. Pemakaian bahan bakar dari pembangkit tenaga listrik
5. Biaya investasi dari tiap unit pembangkit tenaga listrik.

Masalah yang dihadapi dalam suatu perluasan sistem pembangkitan adalah bagaimana merencanakan penambahan sejumlah kapasitas mesin (pembangkit) yang dapat mengikuti laju pertumbuhan beban pada perioda selanjutnya, dengan mutu yang dijamin oleh suatu tingkat keandalan yang diinginkan.

Pertanyaan yang timbul pada perencanaan penambahan pembangkit dalam suatu sistem pembangkitan dalam suatu perioda perencanaan adalah sebagai berikut :

1. Besarnya kapasitas (MW) yang harus ditambah,
2. Waktu dari mesin tersebut masuk ke dalam sistem,
3. Besaran unit mesin pembangkit
4. Jenis pembangkit

Perubahan permintaan tenaga listrik dari waktu ke waktu, penambahan beban puncak serta kemungkinan adanya unit pembangkit yang mengalami gangguan mengakibatkan suplai tenaga listrik tidak dapat memenuhi semua permintaan. Untuk mencegah hal tersebut diatas, maka diperlukan kapasitas cadangan dalam

sistem tenaga listrik (*reserved capacity*). Kemampuan sistem memenuhi permintaan dari waktu ke waktu menunjukkan tingkat keandalan sistem (*the reability of the system*). Semakin andal sistem pembangkit semakin besar pula cadangan yang harus disiapkan.

Keandalan dari suatu sistem pembangkit dapat diartikan sebagai suatu tingkat jaminan dari pemasokan daya listrik untuk pemakai atau konsumen. Permintaan tenaga listrik yang harus dilayani oleh sistem pembangkit tenaga listrik selalu melalui urutan dan pembagian pembebanan yang disesuaikan dengan jenis dan kapasitas unit pembangkit. Urutan pembebanan ini bertujuan agar sistem dapat melayani perubahan permintaan beban dengan cepat dan ekonomis.

Selanjutnya agar dapat melakukan pengembangan dengan sebaik-baiknya maka perlu dilakukan analisis dan evaluasi dari operasi sistem tenaga listrik disuatu daerah untuk menentukan :

1. Kapan, berapa besar dan di manakah perlu dibangun pembangkit listrik baru, gardu induk baru serta saluran transmisi yang baru.
2. Kapan, berapa besar dan di manakah perlu diperluas atau ditambah unit pembangkit, transformator, dan sebagainya.
3. Kapan dan di manakah perlu dilakukan penggantian PMT dan peralatan lainnya sebagai konsekuensi butir 1 dan 2.

Pengembangan sistem tenaga listrik yang terlambat memberikan resiko terjadinya pemadaman dalam penyediaan tenaga listrik sebagai akibat terjadinya beban yang lebih besar daripada kemampuan instalasi. Sebaliknya pengembangan sistem yang terlalu cepat merupakan pemborosan modal.

Pemilihan unit-unit pembangkit yang akan ditambahkan terhadap sistem pembangkitan untuk mengikuti laju pertumbuhan beban, tergantung pada beberapa hal, antara lain adalah:

1. Jangka waktu yang dihadapi
2. Karakteristik dari fasilitas sistem pembangkit terpasang (*existing system*).

Secara umum teknik perhitungan pada pemilihan unit-unit pembangkit pada suatu sistem pembangkit adalah:

1. Optimasi statis (*screening curve*)
2. Optimasi dinamis

### Optimasi Statis (*Screening Curve*)

Untuk suatu sistem pembangkit sederhana dan dalam perencanaan jangka pendek atau menengah (sampai dengan 5 tahun) masih sering digunakan perbandingan antara biaya relatif tahunan antara 2 atau lebih unit pembangkit yang akan dipilih.

Bila biaya relatif tahunan dituliskan sebagai C, maka:

$$C = \{r.I + 8.76 \text{ cf.SFC}\} \frac{\text{KW}}{\text{KW}} \dots\dots\dots (2.1)$$

dimana:

R = capital recovery factor (*annuity*)

I = biaya satuan (*unit cost*) dalam KW

SFC = specific fuel consumption (pemakaian bahan bakar spesifik) dalam  $\frac{\text{mills}}{\text{kWh}}$

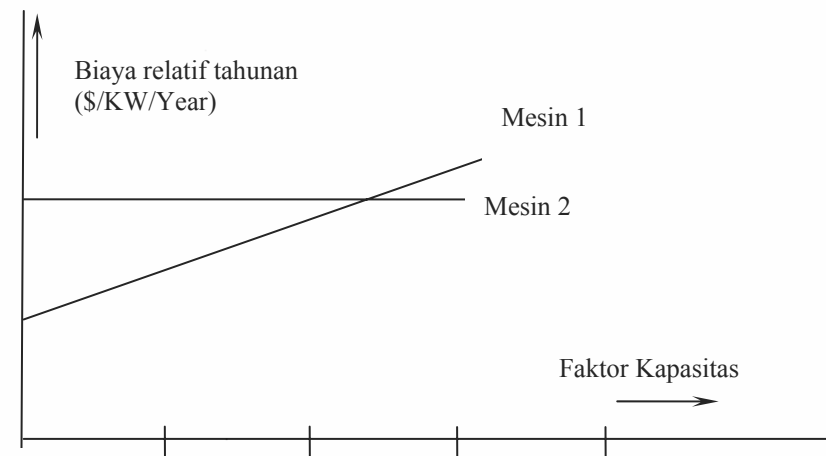
Cf = factor kapasitas (*capacity-factor*)

$$r = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \dots\dots\dots (2.2)$$

Dimana : i = bunga pertahun

n = umur ekonomis mesin

Optimasi statis untuk 2 buah mesin berdasarkan persamaan (2.2) dapat digambarkan seperti pada gambar 2.1. Untuk harga-harga I, n, I, SFC diketahui, c akan merupakan fungsi linier terhadap cf.



Gambar 2.1. *Screening curve* untuk 2 buah mesin

### *Optimisasi Dinamis (Dynamic Optimization)*

Untuk tingkat beban yang berubah-ubah setiap tahun, optimisasi statis seperti yang disebutkan sebelumnya tidak dapat lagi dipergunakan dan sesuai dengan perkembangan pada teknik perhitungannya; optimisasi statis tersebut tergolong klasik.

Prinsip dasar suatu optimisasi dinamis untuk menentukan pilihan terhadap jumlah dan tipe pembangkit adalah berdasarkan penambahan unit-unit pembangkit kedalam sistem. Pembangkitan yang memberikan nilai paling ekonomis (*least-cost unit addition*).

Pengertian paling ekonomis (optimum) seperti disebutkan di atas adalah mencakup biaya total dari biaya modal, biaya produksi dan biaya pemeliharaan sepanjang perioda T.

Formulasi yang menyatakan pengertian di atas dituliskan sebagai:

$$Fob = \sum_{t=1}^T [I_j.t + F_j.t + M_j.t - S_j.t + \theta j.t] \dots\dots\dots (2.3)$$

Di mana:

- Fob = fungsi obyektif
- I = biaya modal
- F = biaya bahan bakar
- M = biaya operasi dan pemeliharaan di luar bahan bakar
- O = pinalti terhadap energi yang tidak dapat dilayani (*cost of energy not served*)
- S = nilai sisa (*salvage value*) dari modal
- t = waktu (tahun) 1,2,3 .....T
- T = jangka waktu studi

Fungsi obyektif suatu optimisasi seperti pada persamaan (2.3) dapat dilihat bahwa perhitungan biaya produksi suatu sistem pembangkitan memegang peranan penting.

Pada prinsipnya setiap perhitungan biaya produksi suatu sistem Pembangkitan akan mengikut sertakan pengaruh-pengaruh:

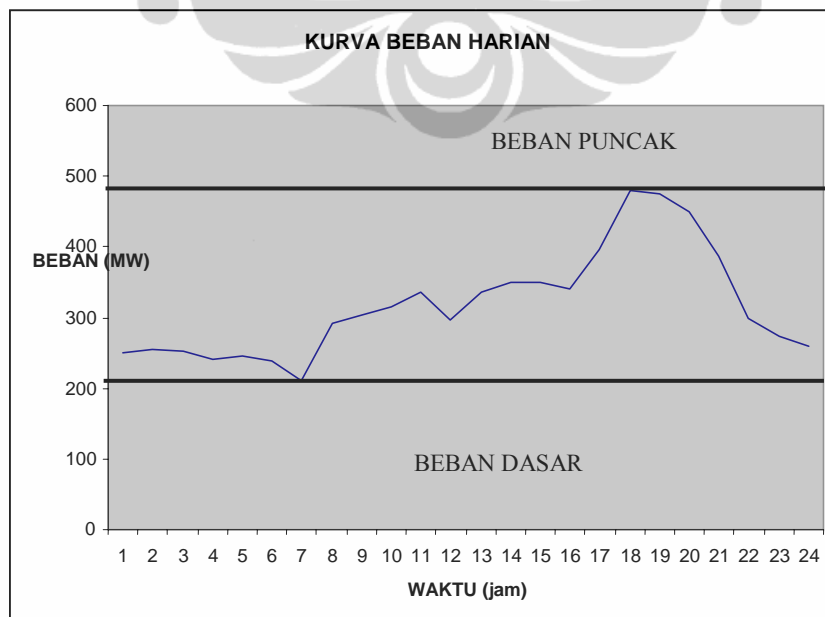
- *Forced outage rate*
- Penjadwalan pemeliharaan
- Tingkat keandalan
- Urutan prioritas pembebanan (*Commitment Criteria*)
- *Hydro Electric Energy inflow and Reservoir Operation* (untuk suatu sistem dengan PLTA)

## 2.2. KEBUTUHAN DAYA LISTRIK<sup>[1][2]</sup>

### 2.2.1. Kurva Beban Harian.

Kebutuhan daya listrik selalu berubah ubah dari waktu ke waktu perharinya sepanjang tahun. Pada malam hari, permintaan daya listrik lebih tinggi daripada siang hari.

Ketika beban sistem perjam digambarkan sebagai fungsi dari waktu maka hasilnya akan memberikan gambaran secara kronologis menurut transient dari penggunaan sistem dan disebut sebagai Kurva Beban Harian (Daily Load Curve). Pada kurva ini terlihat setiap hari terdapat permintaan daya minimal yang berlangsung sepanjang hari (24 jam).



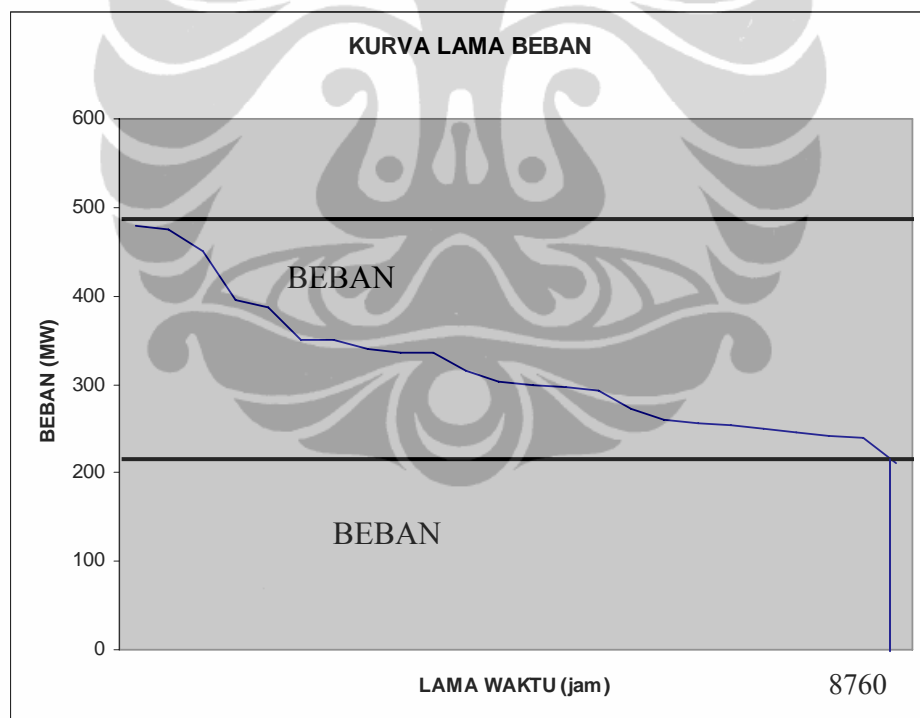
Gambar 2.2. Kurva beban harian

Permintaan daya minimal ini dinamakan beban dasar (base load). Pada kurva ini juga terlihat adanya permintaan daya yang paling tinggi, dan hanya terjadi dalam waktu yang tidak lama. Permintaan daya maksimum ini dinamakan beban puncak (peak load). Antara beban dasar dan beban puncak dinamakan beban menengah (middle load).

### 2.2.2. Kurva Lama Beban

Luas daerah dibawah kurva beban harian adalah besarnya permintaan energi listrik total yang harus diberikan oleh sistem dalam suatu periode waktu yang diperhitungkan.

Jika beban perjam yang sama dari kurva beban harian ini disusun kembali dalam urutan menurun, maka akan diperoleh Kurva Lama Beban (Load Duration Curve).



Gambar 2.3. Load duration curve (LDC)

Luas daerah dibawah kurva lama beban (load duration curve) adalah permintaan energi berdasarkan beban sesuai dengan urutan waktu.

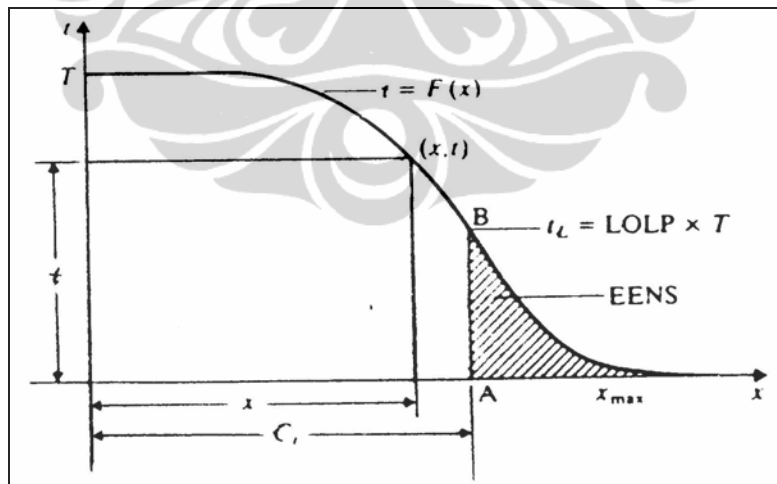
### 2.2.3. Inverse Kurva Lama Beban

Normalisasi variabel waktu disumbu vertikal menghasilkan probabilitas yang berhubungan dengan permintaan daya listrik. Dengan membalik sumbu horizontal dengan vertikal, kurva lama beban dapat dipandang sebagai distribusi probabilitas secara kumulatif dari kurva lamanya waktu dengan menggunakan persamaan dibawah ini :

$$l(x) = dL(x) / dx \quad \dots\dots\dots (2.4)$$

- dimana :
- $l(x)$  = fungsi kerapatan beban
  - $L(x)$  = distribusi kumulatif
  - $X$  = beban dalam MW

$L(x)$  ini disebut juga Kurva Lama Beban Inverse atau Inverted Load Duration Curve (ILDC). Kurva Lama Beban Inverse (ILDC) adalah kurva yang penting didalam menganalisis sistem pembangkit tenaga listrik. ILDC ini digunakan untuk estimasi biaya energi listrik, jumlah energi yang dipasok dan keandalan sistem pembangkit tenaga listrik.



Gambar 2.4. Inverted load duration curve (ILDC)

## 2.3. KEANDALAN SISTEM PEMBANGKIT TENAGA LISTRIK<sub>[2][8]</sub>

### 2.3.1.Keandalan Sistem

Kemampuan sistem dalam memenuhi kebutuhan energi listrik, menunjukkan keandalan sistem. Tingkat keandalan sistem tenaga listrik bergantung pada:

- a. Besarnya cadangan daya tersedia.
- b. Angka FOR unit pembangkit dalam sistem.

Hal ini perlu dirumuskan secara lebih konkrit, dengan memandang butir (a) sebagai ukuran kuantitatif dan butir (b) sebagai ukuran kualitatif tingkat jaminan penyediaan tenaga listrik dalam sistem.

Sebagai ukuran kuantitatif, daya tersedia dalam sistem haruslah cukup untuk melayani kebutuhan beban. Berbagai faktor seperti gangguan kerusakan dan pemeliharaan rutin menyebabkan unit pembangkit menjadi tidak siap operasi. Semakin andal sistem tenaga listrik semakin besar pula cadangan kapasitas pembangkit yang diperlukan sebagai pemasok daya. Sedangkan secara kualitatif, maka kualitas unit pembangkit, yaitu apakah unit pembangkitnya sering mengalami gangguan atau tidak, merupakan faktor utama dalam menentukan kualitas cadangan daya tersedia. Ukuran sering tidaknya unit pembangkit mengalami gangguan dinyatakan dengan Forced Outage Rate (FOR), yaitu:

$$\text{FOR} = \frac{\text{Jumlah jam unit terganggu}}{\text{Jumlah jam unit beroperasi} + \text{Jumlah jam unit terganggu}} \dots (2.5)$$

Apabila unit pembangkit mempunyai angka  $\text{FOR} = 7\%$ , maka kemungkinan unit tersebut betul-betul beroperasi adalah  $1 - 0,07 = 0,93$ , sedangkan kemungkinannya mengalami gangguan adalah 0,07. Makin kecil angka FOR-nya, makin tinggi keandalan yang didapat, sebaliknya makin besar FOR-nya makin kecil tingkat keandalan sistem tersebut. Apabila dalam sistem tenaga listrik terdiri dari beberapa pusat pembangkit yang juga terdiri dari beberapa unit pembangkit, maka tingkat keandalan daya tersedia dalam sistem bergantung pada FOR unit-unit pembangkit yang ada dalam sistem.



Jika setiap gangguan tidak terencana selain bisa dihitung kemungkinan terjadinya, juga memberikan kemungkinan timbulnya pemadaman dalam sistem. Hal ini sering disebut sebagai memberikan kemungkinan sistem kehilangan beban (LOLP : Loss of Load Probability).

Untuk menghitung besar LOLP ini, kurva beban harian sistem perlu ditransformasikan menjadi kurva lama beban. Kurva lama beban ini menggambarkan lamanya setiap nilai beban berlangsung (Lihat gambar 2.3).

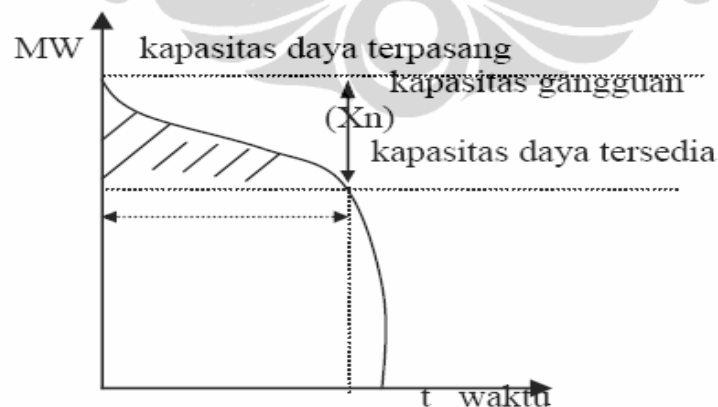
Kurva lama beban ini diperlukan antara lain untuk menentukan perkiraan-perkiraan:

- a. Energi yang diproduksi oleh setiap pembangkit.
- b. Keandalan sistem pembangkit.
- c. Biaya pengoperasian pembangkit.

### 2.3.2. Indeks Keandalan / LOLP

Kehilangan beban (*loss of load*) adalah suatu kondisi bila kapasitas daya tersedia lebih kecil dari beban sistem maka diadakan pelepasan sebagian beban.

Probabilitas kehilangan beban (*LOLP = loss of load probability*) adalah indeks yang menyatakan besarnya nilai probabilitas terjadinya kehilangan beban karena kapasitas daya lebih kecil dari beban sistem.



Gambar 2.5. Kurva lama beban dan daya tersedia dalam sistem

Dari gambar diatas terlihat bahwa garis kapasitas daya tersedia memotong garis kurva lama beban, sehingga menimbulkan kehilangan beban selama waktu t.

$$LOLP = P \times t \quad \dots\dots\dots (2.6)$$

Dimana :

P = probabilitas terjadinya beban lebih besar kapasitas dari daya tersedia.

t = waktu terjadinya P

Makin kecil nilai LOLP berarti garis daya tersedia lebih kecil kemungkinannya memotong garis kurva lama beban, berarti daya terpasang makin tinggi serta *forced outage rate* makin kecil. Makin kecil nilai LOLP maka diperlukan investasi yang lebih besar dan juga kualitas unit pembangkit yang lebih baik. Metode untuk menghitung indeks keandalan disebut metode LOLP.

Nilai probabilitas kehilangan beban dinyatakan dalam besaran hari/tahun, yang berarti sejumlah hari dalam 1 (satu) tahun kemungkinan terjadinya daya tidak tersedia lebih besar dari kapasitas cadangan, nilai tersebut merupakan resiko tahunan yang dihadapi oleh sistem pembangkit dalam melayani beban.

### 2.3.3. Indeks keandalan energi tak terpenuhi (ENS)

Probabilitas kehilangan energi (ENS/LOEP = loss of energy probability) menunjukkan besarnya energi yang hilang sehubungan dengan kapasitas tersedia lebih kecil daripada permintaan beban maksimalnya.

Indeks keandalan energi tak terpenuhi dinyatakan dalam satuan MWh/tahun.

Pada gambar kurva lama beban, terlihat bahwa luas daerah yang diarsir merupakan besarnya energi yang tidak dapat dilayani oleh sistem disebabkan oleh gangguan.

$$\text{LOEP (Xn)} = \text{An} \times \text{Pn} \text{ (MWh)} \quad \dots\dots\dots (2.7)$$

### 2.3.4. Energi Dalam Sistem

Setiap unit pembangkit mempunyai partisipasi terhadap penyediaan energi yang diperlukan oleh kurva lama beban, tetapi juga mempunyai partisipasi terhadap kemungkinan terjadi kekurangan penyediaan daya dalam melayani beban (LOLP). Kemungkinan adanya energi yang tidak dapat dilayani dalam sistem karena terjadinya gangguan unit pembangkit, menyangkut besarnya daya dan juga lamanya kekurangan terjadi.

Apabila Forced outage rate (FOR) unit pembangkit 1 =  $FOR_1$ , maka energi yang dihasilkan unit pembangkit 1 adalah :

$$E_{g1} = (1 - FOR_1) \int_0^P \{Po(x) - Po(x + C_1)\} dx \quad \dots\dots\dots (2.8)$$

**2.4. TEORI KONVOLUSI [8]**

LDC (Load duration curve) atau kurva lama beban pada gambar 2.3 adalah kurva yang menunjukkan besarnya beban selama satuan waktu tertentu. Bila kurva LDC dibalik maka akan didapatkan kurva ILDC (Inverted Load Duration Curve) seperti pada gambar 2.4. Pada kurva ILDC sumbu vertikal menunjukkan waktu  $t$  dan sumbu horizontal menunjukkan beban dalam MW.  $T$  merupakan periode waktu pengamatan, yang bisa pertahun, perbulan, perminggu atau perhari. Beberapa point di kurve  $(x,t)$  menunjukkan bahwa lamanya waktu  $t$  saat beban sistem lebih besar atau sama dengan  $x$  adalah :

$$t = F(x) \quad \dots\dots\dots (2.9)$$

Jika kedua sisi dibagi dengan periode  $T$ , akan didapat:

$$p = f(x) = \frac{F(x)}{T} \quad \dots\dots\dots (2.10)$$

Dimana  $p$  dapat dianggap sebagai probabilitas saat beban sistem lebih besar atau sama dengan  $x$ . Sesuai persamaan yang diberikan, energi total beban adalah :

$$E_t = \int_0^{X \max} F(x) dx \quad \dots\dots\dots (2.11)$$

Dengan membagi kedua sisi persamaan diatas dengan  $T$ , akan diperoleh harga rata-rata atau harga perkiraan dari beban sistem :

$$x = \int_0^{X \max} f(x) dx \quad \dots\dots\dots (2.12)$$

Kapasitas total semua unit pembangkit yang beroperasi selama interval waktu tersebut adalah  $C_t$ . Dari kurva ILDC diketahui bahwa lamanya waktu saat beban sistem lebih besar daripada kapasitas total unit pembangkit adalah :

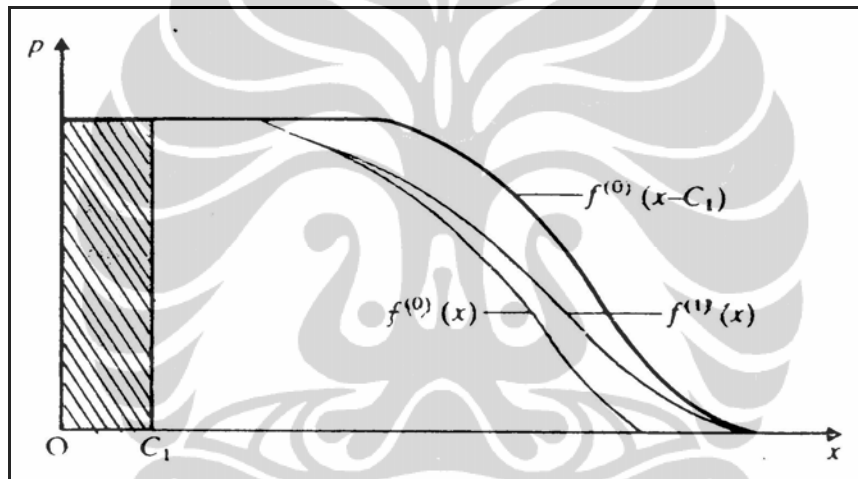
$$t_L = F(C_t) \quad \dots\dots (2.13)$$

Hubungan probabilitas beban yang hilang atau *loss of load probability (LOLP)* adalah :

$$LOLP = \frac{t_L}{T} = f(C_t) \quad \dots\dots (2.14)$$

Besarnya energi beban dinyatakan sebagai luas daerah dibawah kurva sedangkan bagian kurva yang tidak terlayani atau *expected energy not serve (EENS)* adalah :

$$EENS = \int_{C_1}^{X \max} F(x) dx = T \int_{C_1}^{X \max} f(x) dx \quad \dots\dots (2.15)$$



Gambar 2.6. Formasi kurva lama beban ekuivalen

Pada Gambar 2.6, beban sistem yang harus dipikul seluruh unit pembangkit dinyatakan sebagai  $f^{(0)}(x)$ . Jika diasumsikan unit pembangkit-1 memikul beban dengan kapasitas  $C_1$  dan force outage rate (FOR) sebesar  $q_1$ . Apabila unit pembangkit-1 beroperasi normal memikul beban sistem bersama-sama unit pembangkit lainnya. Ekuivalennya unit pembangkit-1 memikul beban bersama-sama yang dinyatakan  $f^{(0)}(x-C_1)$  yang ditunjukkan dengan pergeseran kurva ke kanan.

Selama FOR pembangkit-1 sebesar  $q_1$  maka probabilitas pembangkit beroperasi normal adalah  $p_1=(1-q_1)$ . Kurva akan bergeser akibat pengaruh FOR dari pembangkit-1 :

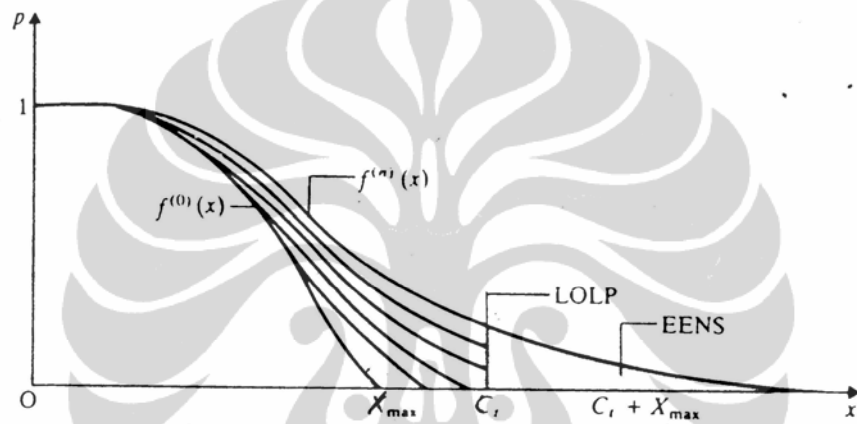
$$F^{(1)}(x) = p_1 f^{(0)}(x) + q_1 f^{(0)}(x - C_1) \quad \dots\dots\dots (2.16)$$

Persamaan diatas adalah rumus konvolusi dari pemadaman acak unit pembangkit-1. Secara umum rumus konvolusi pembangkit ke-n adalah :

$$f^{(n)}(x) = p_n f^{(n-1)}(x) + q_n f^{(n-1)}(x - C_n) \quad \dots\dots\dots (2.17)$$

Dimana  $C_i$  merupakan kapasitas pembangkit ke-i dan  $Q_i$  adalah Force Outage Rate (FOR) unit pembangkit ke-i :

$$p_n = 1 - q_n \quad \dots\dots\dots (2.18)$$



Gambar 2.7. Kurva lama beban ekuivalen dan indikator keandalan

Setiap unit pembangkit akan mengalami proses konvolusi maka kurva ELDC akan berubah secara konstan dengan beban eqivalen maksimum yang akan meningkat. Jika sejumlah  $n$  unit pembangkit dengan kapasitas total sebesar  $C_t$ , saat proses konvolusi untuk semua unit pembangkit berakhir, maka kurva ELDC adalah  $f_n(x)$ , lihat gambar 2.7.

Beban ekuivalen maksimum sebesar  $X_{max} + C_t$ . Besarnya Probabilitas kehilangan beban (LOLP) adalah :

$$LOLP = f^{(n)}(C_t) \quad \dots\dots\dots (2.19)$$

Besarnya *Expected Energy Not Supplied* (EENS) adalah :

$$EENS = T \int_{C_t}^{X_{max} + C_t} f^{(n)}(x) dx \quad \dots\dots\dots (2.20)$$

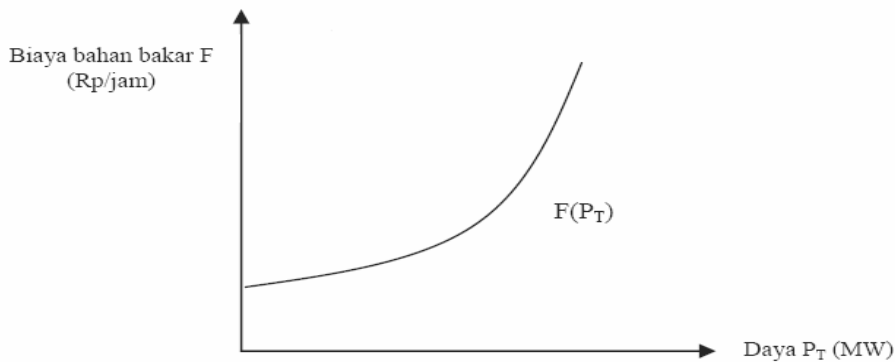
Besarnya energi output masing-masing unit pembangkit juga dihitung sesuai dengan ELDC nya yaitu :

$$E_{gn} = T_{pn} \int_{X_{n-1}}^{X_n} f^{(n-1)}(x) dx \quad \dots\dots\dots (2.21)$$

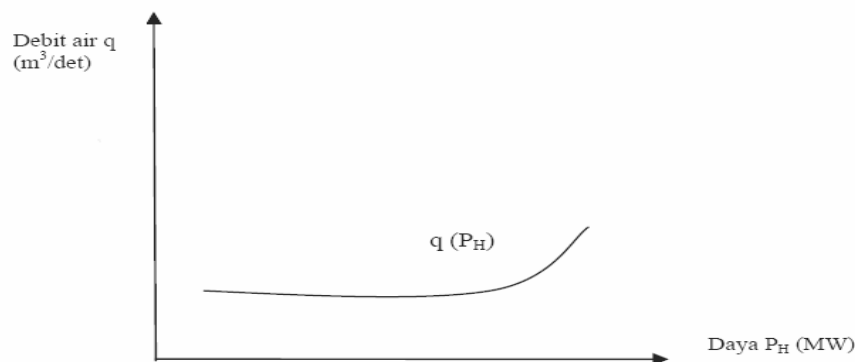
**2.5. KARAKTERISTIK PEMBANGKIT** [2][3]

Pembangkit-pembangkit dalam suatu sistem tenaga listrik dibagi dalam kelompok besar, yaitu kelompok pembangkit listrik termal dan kelompok pembangkit hidro atau tenaga air. Pembangkit listrik termal dapat berupa Pusat Listrik Tenaga Uap (PLTU), Pusat Listrik Tenaga Nuklir (PLTN), Pusat Listrik Tenaga Gas (PLTG), Pusat Listrik Tenaga Gas dan Uap (PLTGU), dan sebagainya.

Karakteristik suatu pembangkit ditunjukkan melalui kurva masukan keluarannya. Kurva masukan keluaran menggambarkan besarnya masukan yang harus diberikan kepada pembangkit listrik sebagai fungsi dari keluarannya. Kurva ini dapat diperoleh dari percobaan. Untuk pembangkit listrik termal, masukannya adalah bahan bakar yang dinyatakan dalam satuan mata uang, misalnya rupiah perjam dengan keluaran daya yang dibangkitkan (MW). Sedangkan untuk pembangkit hidro atau tenaga air, masukannya adalah jumlah air yang masuk dinyatakan dalam m<sup>3</sup>/detik dan keluarannya adalah daya yang dibangkitkan dalam MW. Kurva masukan keluaran pembangkit termal dan hidro adalah sebagai berikut :



Gambar 2.8. Kurva masukan keluaran pembangkit listrik termal



Gambar 2.9. Kurva masukan keluaran pembangkit listrik hidro

Kurva masukan keluaran ini juga dapat dinyatakan dengan fungsi polinomial. Bentuknya hampir linier sehingga apabila dinyatakan dengan fungsi polinomial, suku dengan pangkat 2 ke atas adalah kecil. Kurva masukan keluaran tidak melalui titik nol karena adanya rugi-rugi pada beban (keluaran) nol. Rugi rugi beban nol disebabkan adanya rugi-rugi geseran dan rugi-rugi besi padagenerator dan transformator penaik tegangan.

Selain untuk mengetahui biaya bahan bakar, kurva masukan keluaran pembangkit listrik termal juga digunakan untuk mencari pembagian beban yang optimum di antara pembangkit-pembangkit listrik termal untuk mencapai biaya bahan bakar yang minimum dengan menggunakan program *unit commitment* dan *economic load dispatch*.

Pada program *unit commitment*, dipilih dipilih sejumlah pembangkit termal tertentu untuk melayani besar beban tertentu agar dicapai biaya bahan baker semurah mungkin. Program ini memerlukan kurva masukan dan keluaran dari pembangkit-pembangkit termal yang di-*commit* untuk beroperasi.

Dari kurva masukan keluaran pembangkit termal dapat diketahui kenaikan biaya bahan bakar per kenaikan beban atau  $dF / dP$  yang disebut *incremental cost*. Pada keadaan *incremental cost* yang sama, dicapai biaya bahan bakar yang minimum. Program inilah yang disebut sebagai *economic load dispatch*.

Selain itu karakteristik operasi setiap jenis pembangkit perlu diketahui agar pembebanannya sesuai dengan karakteristik pembangkit tersebut sehingga dapat meningkatkan keandalan serta biaya operasional sistem pembangkit menjadi lebih ekonomis.

## 2.6. BIAYA PUSAT PEMBANGKIT TENAGA LISTRIK<sub>[2][3]</sub>

Ditinjau dari sifatnya, biaya pusat pembangkit tenaga listrik terbagi atas 2 jenis, yaitu :

1. Biaya tetap (*fixed cost*)
2. Biaya variable (*running/variable cost*)

**Biaya tetap** pusat pembangkit tenaga listrik adalah biaya yang selalu ada walaupun unit pembangkit sedang tidak beroperasi (tidak ada produksi kWh). Biaya ini terdiri dari : biaya pegawai, biaya administrasi, biaya bunga, biaya modal, dan perubahan nilai tukar mata uang asing terhadap rupiah serta biaya tetap operasi dan pemeliharaan.

Bilamana  $B_t$  merupakan biaya tetap, dan P merupakan investasi yang ditanam, maka  $B_t$  berbanding lurus dengan P, dan dapat ditulis:

$$B_t = kP \dots\dots\dots(2.22)$$

dengan

$B_t$  = Biaya tetap;

K = Suatu konstanta yang terutama ditentukan oleh tingkat bunga;

P = Investasi

**Biaya variabel** akan berhubungan dengan jumlah energi listrik yang dibangkitkan dan terdiri atas komponen-komponen: (1) biaya bahan bakar (2) biaya pemeliharaan dan perbaikan. Besarnya tergantung kepada banyaknya produksi kWh. Biaya variabel ini dapat dinyatakan dalam satuan Rp./kWh. Istilah lain untuk biaya variabel ini adalah biaya energi atau harga energi.

Perlu dicatat, bahwa komponen gaji dan upah serta komponen-komponen pemeliharaan dan perbaikan dianggap konstan, dan tidak tergantung dari modal P yang ditanam. Pada dasarnya, berdasarkan skala ekonomi, komponen-komponen itu akan relatif turun dengan meningkatnya P.

Untuk komponen bahan bakar penurunan secara relatif memang cukup besar tergantung dari modal P, sehingga seluruh biaya variabel  $B_v$  dipengaruhi oleh komponen biaya itu.



Biaya seluruhnya  $B$  merupakan penjumlahan biaya tetap  $B_t$  dan biaya variabel  $B_v$ , atau

$$B = B_t + B_v \dots\dots\dots (2.23)$$

Biaya total akan merupakan minimum, bilamana:

$$\frac{dB}{dP} = 0,$$

atau

$$\frac{dB}{dP} = \frac{dB_t}{dP} + \frac{dB_v}{dP} = 0$$

Sehingga

$$\frac{dB}{dP} = -\frac{dB_t}{dP} \dots\dots\dots (2.24)$$

## 2.7. PEMILIHAN JENIS PUSAT LISTRIK<sup>[3][5]</sup>

Selain sebagai fungsi dari modal yang ditanam sebagaimana dilakukan sebelumnya, biaya sebuah pusat pembangkit tenaga listrik dapat pula dinyatakan sebagai fungsi dari pemanfaatannya. Bilamana biaya dinyatakan sebagai fungsi investasi yang dilakukan, maka perbandingan biaya dilaksanakan antara jenis pusat listrik yang sama. Untuk melakukan perbandingan antara jenis-jenis pusat listrik yang tidak sama, biaya-biaya dinyatakan sebagai fungsi dari misalnya jam operasi.

Pusat - pusat listrik konvensional umumnya terdiri atas:

- a) Pusat pusat tenaga diesel (PLTD);
- b) Pusat listrik tenaga gas (PLTG), yang berupa turbin gas (TG);
- c) Pusat listrik Tenaga Uap Batu Bara (PLTU Batu Bara) dan pusat listrik tenaga uap minyak (PLTU Minyak);
- d) Pusat listrik tenaga air (PLTA); dan
- e) Pusat listrik tenaga nuklir (PLTN).

PLTD umumnya mempunyai daya terpasang yang relatif kecil, sehingga pada umumnya dipakai untuk pusat-pusat listrik tersebar atau jaringan-jaringan dengan daya yang tidak begitu besar. Karena dalam uraian ini dimaksudkan untuk menganalisa masing-masing jenis pusat listrik dalam rangka dioperasikan dalam satu jaringan, pusat listrik tenaga diesel tidak perlu diikuti sertakan.

Kembali dapat dilihat adanya dua komponen biaya sebagai fungsi jam operasi: biaya tetap  $B_t$  dan biaya variabel  $B_v$  dengan biaya total  $B = B_t + B_v$ .

Dalam rangka ini pusat-pusat listrik dapat dibagi dalam tiga golongan:

- a) Pusat-pusat listrik dengan biaya tetap ( $B_t$ ) yang rendah dan biaya variabel yang tinggi ( $B_v$ ), seperti PLTG;
- b) Pusat-pusat listrik dengan biaya tetap yang agak tinggi dan biaya variabel yang agak rendah, seperti PLTU;
- c) Pusat-pusat listrik dengan biaya tetap yang sangat tinggi dan biaya variabel yang rendah sekali, seperti PLTN dan PLTA.

Sehingga dapat disimpulkan bahwa :

- a) PLTG adalah cocok untuk operasi beban puncak;
- b) PLTU dan PLTN adalah cocok untuk dipakai bagi beban dasar.

Sedangkan untuk PLTA tergantung pada disain PLTA itu, yang bertalian erat dengan tersedianya air untuk perusahaan. Secara umum dapat dikatakan bahwa:

- a) Bilamana terdapat waduk yang besar dan tersedia banyak air, PLTA dapat dengan baik dioperasikan untuk beban dasar.
- b) Bilamana tidak tersedia air dalam jumlah besar dan volume waduk hanya kecil atau hanya terdapat waduk harian (*day reservoir*), PLTA dijalankan dengan baik untuk memikul beban puncak.

Seperti pada PLTU atau pembangkit termal, pada PLTD komponen biaya produksi pembangkit terbesar adalah biaya bahan bakar. Oleh karena itu, efisiensi mesin diesel PLTD perlu diusahakan agar mencapai nilai maksimum. Hal ini dapat dilakukan dengan melakukan pemeliharaan yang tertib.

Telah disinggung sebelumnya bahwa pada pembangkit hidro tidak ada biaya bahan bakar, sehingga praktis komponen biaya produksi pembangkitnya adalah

biaya tetap saja. PLTA merupakan pusat listrik yang biaya investasinya paling tinggi, tetapi biaya produksi pembangkitnya paling rendah sehingga biaya tetap per tahun juga paling tinggi. Oleh sebab itu, harus diusahakan agar faktor kapasitasnya mencapai angka yang setinggi mungkin agar harga produksinya sekecil mungkin. Faktor kapasitas PLTA umumnya dibatasi oleh tersedianya air, maka yang penting adalah bagaimana dengan jumlah air yang tersedia, PLTA harus dioperasikan agar dicapai biaya optimum, khususnya dalam sistem interkoneksi. PLTG adalah pusat listrik yang biaya investasinya paling kecil, tetapi biaya produksi pembangkitnya paling tinggi sehingga biaya tetapnya setiap tahun paling kecil. Oleh karena itu PLTG sebaiknya dioperasikan dengan faktor kapasitas yang sekecil mungkin agar biaya bahan bakar juga menjadi sekecil mungkin. Secara operasional, PLTG sebaiknya menjadi unit yang beroperasi sebentar sewaktu beban puncak atau dijadikan pembangkit cadangan dalam sistem interkoneksi.

Tabel II.1. Diagram kualitatif biaya produksi kWh untuk berbagai Pusat Listrik[3]

Pusat listrik	Biaya tetap (Rp/kWh)	Biaya variabel (Rp/kWh)	Total biaya (Rp/kWh)	Faktor kapasitas tahunan
PLTA				0,3 – 0,35
PLTU Batubara				0,7 – 0,8
PLTGU Gas				0,7 – 0,8
PLTD				0,7 – 0,8
PLTG BBM				0,1 – 0,3

Biaya pemeliharaan terutama terdiri dari biaya untuk pembelian suku cadang dan biaya personil pemeliharaan serta biaya tenaga ahli pemeliharaan. Pemeliharaan cenderung bersifat prediktif sehingga menjadi lebih efisien. Pemeliharaan harus dilakukan dengan tertib, karena bila tidak tertib akan mengakibatkan kerusakan peralatan dan biaya perbaikannya lebih mahal daripada biaya pemeliharaan. Selain itu, pemeliharaan yang tidak tertib akan menurunkan efisiensi dan keandalan unit pembangkit. Karena biaya bahan bakar adalah unsur yang paling dominan dari biaya produksi pembangkit, khususnya pada pembangkit listrik termal, maka biasanya ukuran tinggi rendahnya biaya produksi listrik dapat dilihat dari tinggi rendahnya biaya bahan bakar yang digunakan

pembangkit listrik tersebut. Atau dapat juga digunakan unsur biaya variabel sebagai tolok ukur dari biaya produksi pembangkit.

Ditinjau dari harga bahan bakar pada saat ini, pembangkit listrik termal yang menggunakan bahan bakar minyak (BBM) memiliki biaya produksi per kWh yang paling besar, dan pembangkit listrik termal berbahan bakar batubara memiliki biaya produksi per kWh yang paling rendah.

## 2.9. KEBUTUHAN BATUBARA<sup>[10]</sup>

Kebutuhan batu bara suatu PLTU dapat dihitung secara sederhana dengan formula sebagai berikut :

$$\frac{\text{Coal consumption}}{\text{hour}} = \left[ \frac{\text{daily operation hour/day}}{\text{hour/day}} \right] \times \left[ \frac{\text{output capacity}}{\text{efisiensi}} \right] \times \left[ \frac{\text{heat rate}}{\text{LHV coal}} \right]$$

dimana :

Coal consumption	= konsumsi batu bara = kg / jam
Daily operation hour/day	= Jam operasi perhari = jam
Output capacity	= kapasitas PLTU (KW)
Efisiensi	= efisiensi boiler = 92,76%
Heat rate	= heat rate pembangkit sesuai kapasitas (kkal/kwh)
LHV coal	= Low heating value batubara = kkal/kg

Angka *heat rate* pembangkit sesuai kapasitas pembangkitan untuk perhitungan konsumsi bahan bakar dapat digunakan data sebagai berikut:

Tabel II.2. *Heat Rate* pusat pembangkit berdasarkan kapasitas

Kapasitas / Output Pembangkit (MW)	<i>Heat Rate</i> (kkal/kwh)
10	4026
25	3430
55	2862
100	2688

Sumber : *Basic design Proyek – Proyek PLTU Batubara 10.000 MW*

# **BAB III**

## **SISTEM KELISTRIKAN KALIMANTAN DAN RENCANA PENAMBAHAN PEMBANGKIT TAHUN 2008 – 2012**

### **3.1. GAMBARAN UMUM SISTEM KELISTRIKAN KALIMANTAN TAHUN 2007<sup>[6][7]</sup>**

Sistem kelistrikan di Kalimantan masih merupakan sistem yang terpisah di masing-masing propinsi kecuali di propinsi Kalimantan Selatan yang sudah terinterkoneksi dengan propinsi Kalimantan Tengah.

Secara umum sistem pembangkitan saat ini sudah berada pada kondisi krisis karena kurangnya kapasitas pembangkitan. Hal ini disebabkan oleh karena lambatnya pembangunan pusat-pusat pembangkit baru dan pusat-pusat pembangkit yang ada sudah mengalami derating serta masih didominasi dengan pembangkit tenaga listrik berbahan bakar minyak, sementara itu pertumbuhan kebutuhan tenaga listrik terus meningkat.

#### **3.1.1. Kondisi Kelistrikan di Kalimantan Barat**

Sistem kelistrikan di Kalimantan Barat saat ini masih terdiri dari beberapa sistem isolated dengan sistem yang terbesar adalah sistem Kapuas yang melayani Kota Pontianak dan sekitarnya hingga ke Kabupaten Singkawang dengan sistem 150 kV. Sedangkan sistem-sistem lainnya masih dengan sistem 20 kV.

Pada tahun 2007, jumlah pelanggan tercatat 517.524, dengan daya terpasang 537,6 MVA. Karakteristik beban sebagian besar merupakan pelanggan rumah tangga dengan beban puncak terbesar adalah sebesar 235,71 MW. Kapasitas terpasang pembangkitan adalah sebesar 247,47 MW yang semuanya menggunakan bahan bakar minyak diesel (HSD), karena pembangkitan didominasi oleh pembangkitan jenis PLTD. Kontinuitas dan tingkat keandalan pelayanan masih relatif rendah, hal ini disebabkan oleh keterbatasan kapasitas dan cadangan pembangkitan.

Kapasitas terpasang tersebut adalah untuk memenuhi sistem kelistrikan di Wilayah Kalimantan Barat yaitu :

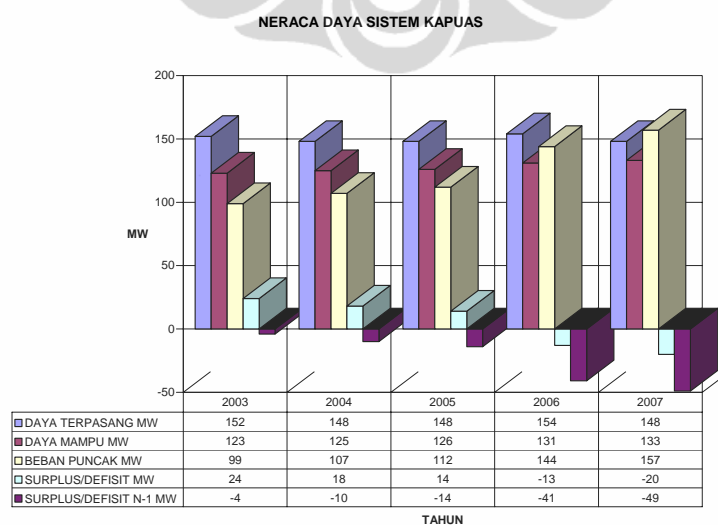
- a) Sistem Kapuas, yang disuplai dari 3 Pusat pembangkit yaitu : PLTD Sei Raya, PLTD Siantan, dan PLTG Siantan dengan kapasitas terpasang tahun 2007 adalah 147,4 MW.
- b) Sistem isolated, untuk melayani daerah-daerah diluar sistem Kapuas yaitu Sistem Singkawang, Sistem Sanggau, Sistem Sambas, Sistem Ketapang dan Sistem Putusibau adalah sebesar 100,07 MW.

Tabel III.1. Komposisi Pembangkit Sistem Kalimantan Barat

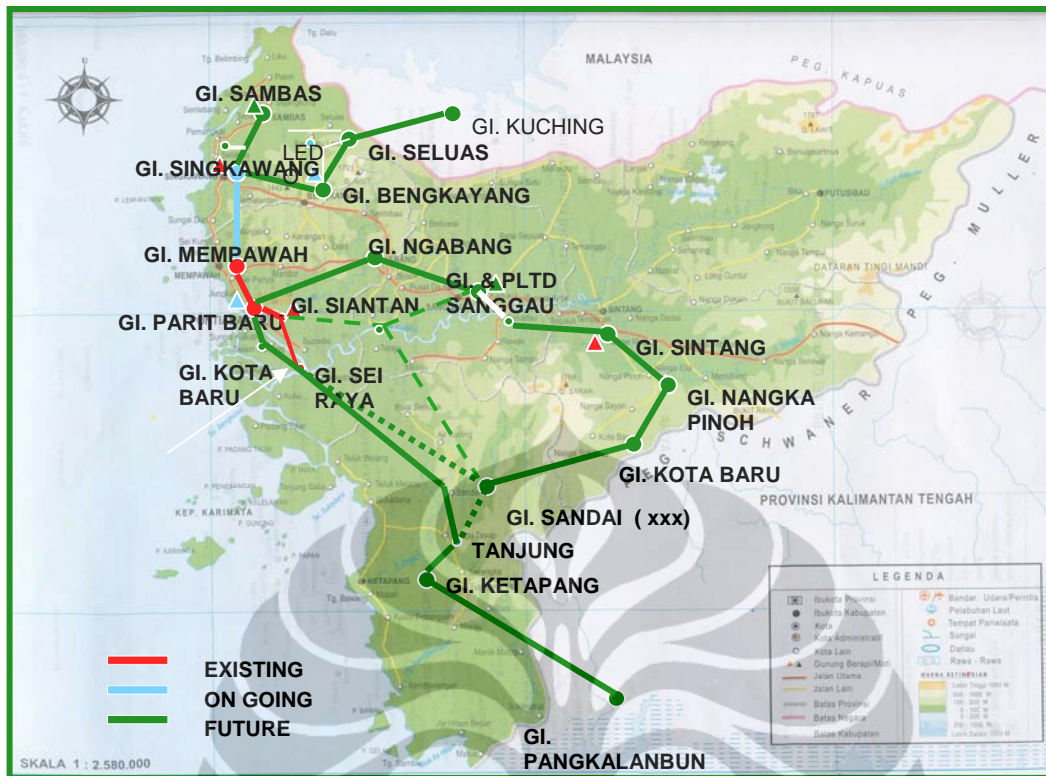
PEMBANGKIT	KAPASITAS TERPASANG (MW)	DAYA MAMPU (MW)
Sistem Kalimantan Barat		
PLTD	213,47	180,9
PLTG	34	30
JUMLAH	247,47	210,9
Sistem Kapuas		
PLTD	113,4	103
PLTG	34	30
JUMLAH	147,4	133

Sumber : Laporan Pengusahaan PLN Wilayah Kalbar 2007

Neraca daya 5 tahun terakhir adalah sebagai berikut :



Gambar 3.1. Neraca daya sistem Kapuas

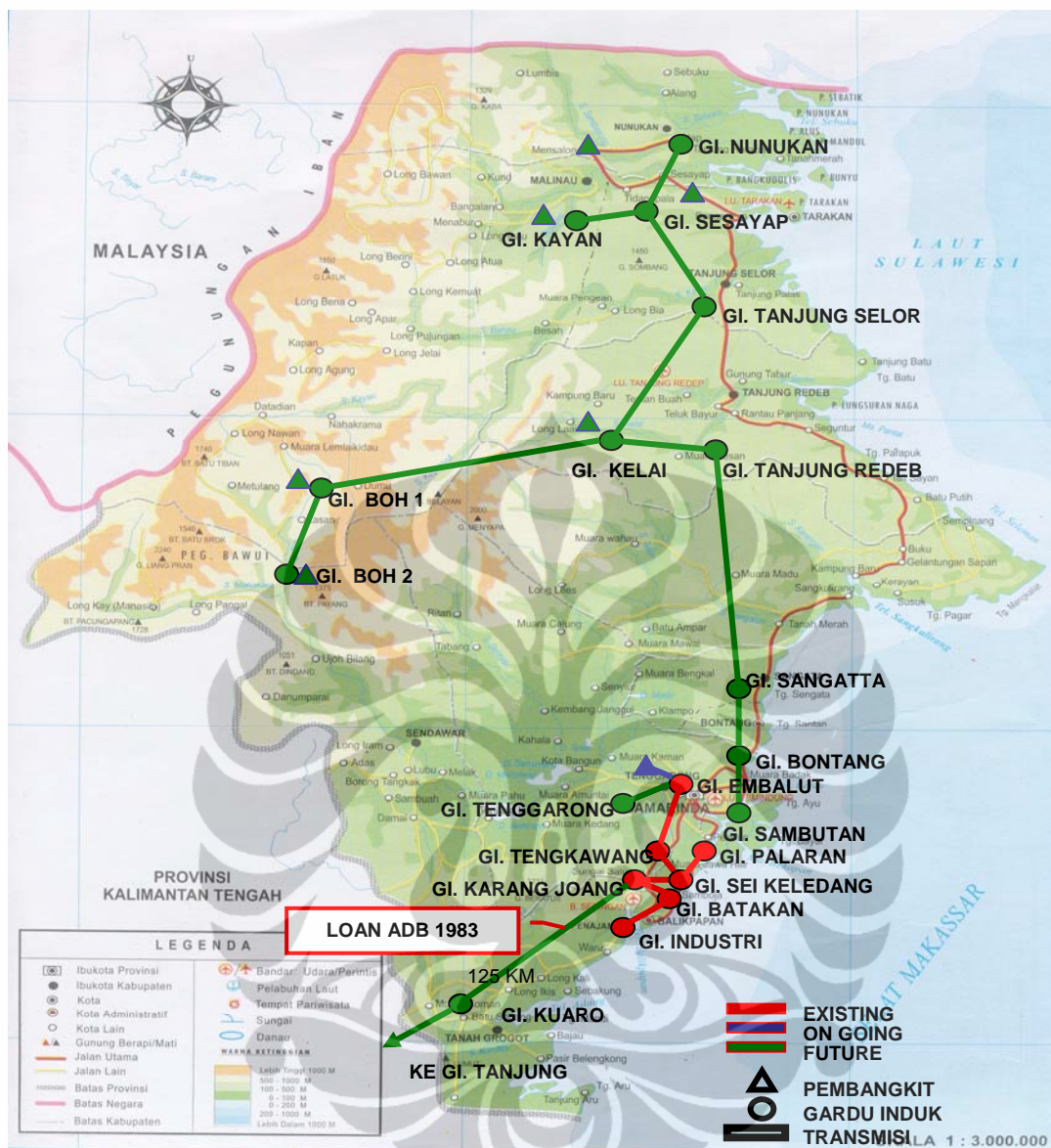


Gambar 3.2. Peta kelistrikan sistem Kalimantan Barat

Masalah paling mendasar yang dihadapi adalah kurangnya pembangkit yang ada di hampir seluruh Pusat Pembangkit, yang menyebabkan kriteria keandalan tidak dapat terpenuhi untuk melayani kebutuhan masyarakat akan tenaga listrik. Disamping itu juga penggunaan sumber energi BBM yang sangat mahal dan sangat membebani biaya pokok produksi, sehingga mengakibatkan harga pokok produksi tenaga listrik yang mahal. Sumber energi alternatif maupun sumber energi baru dan terbarukan setempat belum dimanfaatkan karena faktor geografi dan teknologi.

### 3.1.2. Sistem Kelistrikan di Kalimantan Timur

Sistem kelistrikan Kalimantan Timur saat ini dilayani dengan sistem interkoneksi 150 kV yang menghubungkan kota Samarinda dan kota Balikpapan, dikenal dengan nama sistem Mahakam. Sedangkan daerah-daerah lainnya masih merupakan sistem isolated 20 kV yang tersebar diseluruh wilayah propinsi Kalimantan Timur.



Gambar 3.3. Peta kelistrikan sistem Kalimantan Timur

Pada saat tahun 2007 tercatat pelanggan yang dilayani di propinsi Kalimantan Timur sebesar 445.816 pelanggan dengan daya terpasang 701 MVA. Karakteristik beban juga masih didominasi oleh pelanggan rumah tangga yaitu sebesar 91%. Kebutuhan tenaga listrik secara menyeluruh di Propinsi Kalimantan Timur belum dapat dilayani oleh PLN dan saat ini penyedia non PLN (captive power) untuk kebutuhan sendiri cukup besar. Besar beban puncak terbesar tahun 2007 adalah sebesar 198 MW

Sistem pembangkitan di Wilayah Kalimantan Timur saat ini masih didominasi oleh pembangkitan jenis PLTD dengan sumber energi BBM Diesel (HSD).



Kapasitas terpasang pembangkitan di Kalimantan Timur tahun 2007 sebesar 381.28 MW terdiri atas pembangkit PLN 259.68 MW dan IPP sebesar 121.6 MW. Daya mampu dari Kapasitas terpasang tersebut diatas tahun 2007 hanya sebesar 259.9 MW, untuk memenuhi sistem kelistrikan di Kalimantan Timur yang terbagi atas dua sistem, yaitu :

- a). Sistem Mahakam, yang disuplai dari 5 (lima) pusat pembangkit yaitu PLTD Batakan, PLTD Karang Asam, PLTD Sei Keledang, PLTD Gunung Malang dan PLTGU Tanjung Batu, dengan kapasitas daya mampu 189 MW. Sistem ini untuk memasok sistem interkoneksi 150 kV Samarinda – Balikpapan.
- b) Sistem Isolated sebesar 70.9 MW adalah untuk melayani daerah-daerah diluar sistem Mahakam, antara lain ; Bontang, Sangatta, Kota Bangun, Melak, Petung, Berau, dan sistem isolated lainnya.

Rincian komposisi pembangkit di Kalimantan Timur adalah sebagai berikut :

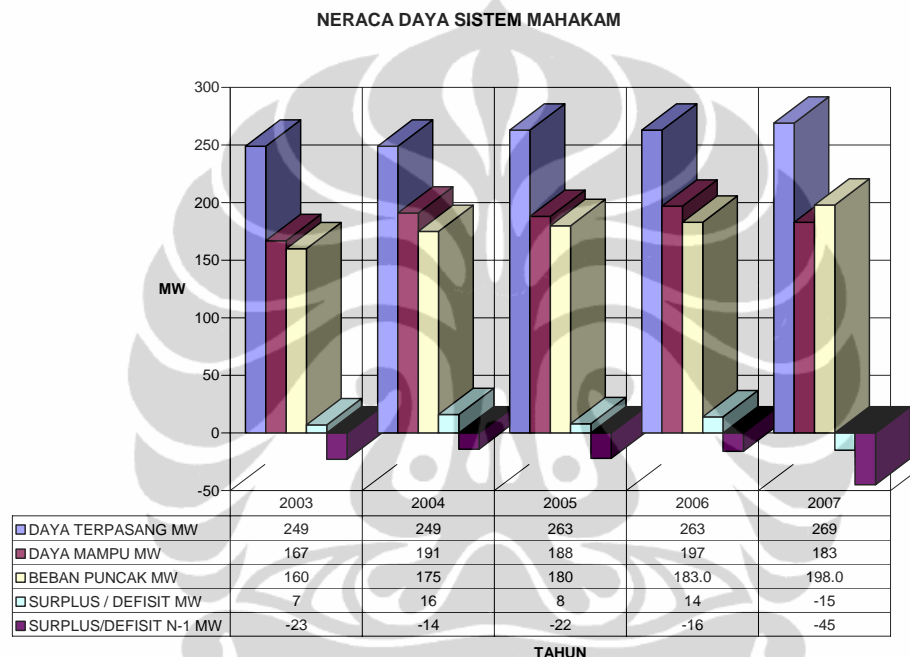
Tabel III.2. Komposisi Pembangkit Sistem Kalimantan Timur

No.	PEMBANGKIT	KAPASITAS TERPASANG ( MW )	DAYA MAMPU ( MW )	KETERANGAN
Sistem Kalimantan Timur tahun 2007				
1	PLTD	199.68	118.00	PLN
2	PLTGU	60.00	56.00	PLN
3	PLTG	20.00	20.00	IPP
4	PLTD/U	101.60	65.90	IPP
TOTAL		381.28	259.9	
Sistem Mahakam tahun 2007				
No.	PEMBANGKIT	KAPASITAS TERPASANG ( MW )	DAYA MAMPU ( ( MW )	KETERANGAN
1	PLTD	142.00	89.00	PLN
2	PLTGU	60.00	56.00	PLN
3	PLTG	20.00	20.00	IPP
4	PLTD	42.00	24.00	IPP
TOTAL		264.00	189.0	

Sumber : RUPTL 2008-2017 Kalimantan Timur

Berdasarkan kondisi saat ini, pembangkit diesel-diesel (PLTD) direncanakan tidak akan dioperasikan lagi karena PLTD secara teknis dan ekonomis tidak menguntungkan. Oleh karena untuk pengembangan sistem pembangkitan, direncanakan dengan membangun Pusat Pembangkit Tenaga Non BBM. Sumber energi primer non BBM di Kalimantan Timur cukup banyak tersedia yaitu Batu Bara dan Gas alam.

Neraca daya sistem Mahakam 5 tahun terakhir adalah sebagai berikut :



Gambar 3.4. Neraca daya sistem Mahakam

Demikian pula pembangkitan sistem-sistem isolated juga mengalami keterbatasan daya listrik walaupun telah dibantu oleh Pemerintah kabupaten/Pemerintah kota dengan pengadaan Diesel Genset untuk mengatasi pemadaman listrik. Hanya saja penambahan Diesel Genset akan menambah biaya operasi khususnya penggunaan BBM sehingga perlu dilakukan diversifikasi energi.

### 3.1.3. Kondisi Kelistrikan di Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah

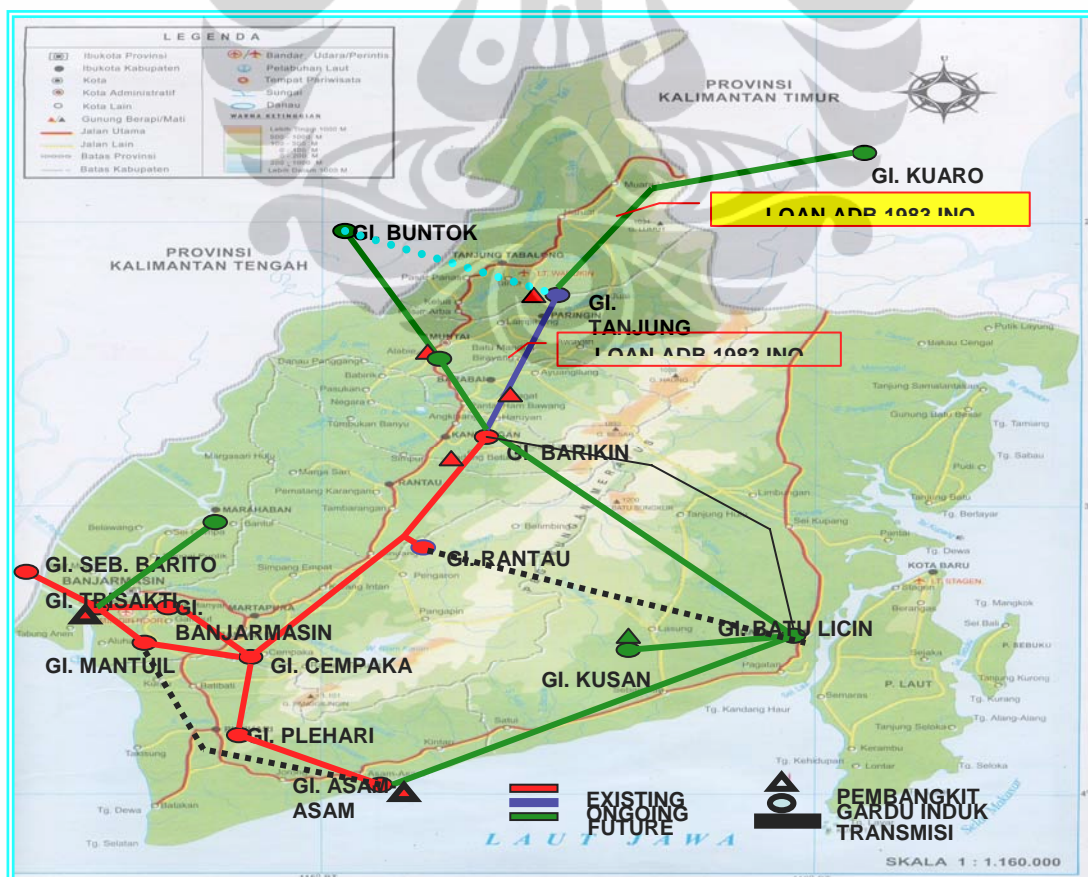
Sistem kelistrikan Propinsi Kalimantan Selatan - Tengah terdiri atas sistem-sistem kelistrikan terpisah (isolated) dan sistem terbesar adalah sistem

Barito yang menghubungkan sistem Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah melalui jaringan transmisi 150 kV.

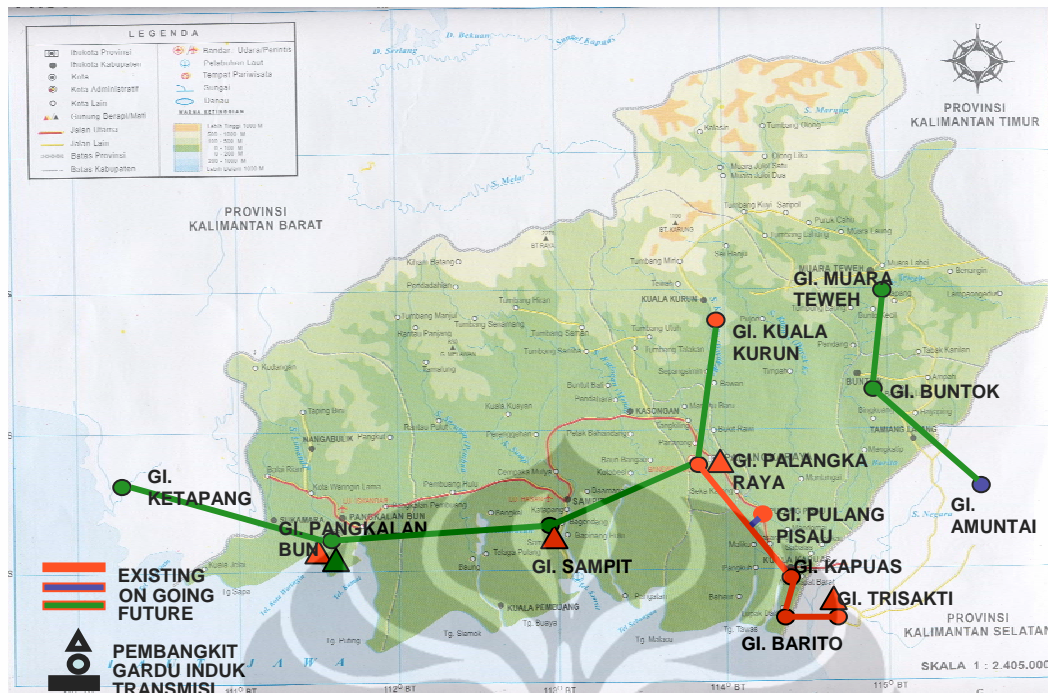
Pada tahun 2007 tercatat pelanggan yang dilayani adalah sebesar 764.638 pelanggan dengan daya terpasang 757.4 MVA. Hingga saat ini kebutuhan tenaga listrik secara menyeluruh di Propinsi Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah belum dapat dilayani oleh PLN, dan penyedia non PLN (Captive Power) untuk kebutuhan sendiri tercatat 214 MVA khususnya pada sektor industri.

Dari uraian tersebut diatas, terlihat bahwa telah terjadi kekurangan pasokan tenaga listrik dan terdapat captive power yang merupakan pasar yang sangat potensial bagi PLN, yang perlu direncanakan pemenuhannya.

Kapasitas pembangkit terpasang di Wilayah Kalimantan Selatan-Tengah saat ini adalah sebesar 418,87 MW yang terdiri atas PLTU, PLTG Minyak, PLTA dan PLTD. Kapasitas terpasang pembangkit tersebut sebagian besar yaitu 316,72 MW memasok sistem interkoneksi Barito, yang melayani pusat beban di Kota Banjarmasin dan sekitarnya hingga kota Palangkaraya dan sekitarnya.



Gambar 3.5. Peta kelistrikan sistem Kalimantan Selatan



Gambar 3.6. Peta kelistrikan sistem Kalimantan Tengah

Saat ini neraca daya di Sistem Barito sudah cukup kritis karena perbandingan daya mampu pasokan ( pembangkit PLN dan pembangkit sewa / beli excess power dari swasta ) dengan beban puncak hanya memiliki cadangan yang sangat kecil, yang secara teknis tidak memenuhi kriteria keandalan. Beban Puncak terbesar yang pernah terjadi pada tahun 2007 adalah 253,10 MW sementara kapasitas efektif ( daya mampu) yang ada hanya sebesar 280,9 MW sehingga reserve margin nya sekitar 10% dan kondisi (n-1) tidak terpenuhi, hal ini mengakibatkan apabila dilakukan maintenance pada salah satu mesin pembangkit terbesar akan terjadi pemadaman di waktu beban puncak. Keadaan kemampuan pembangkitan di sistem barito sebagaimana tabel berikut :

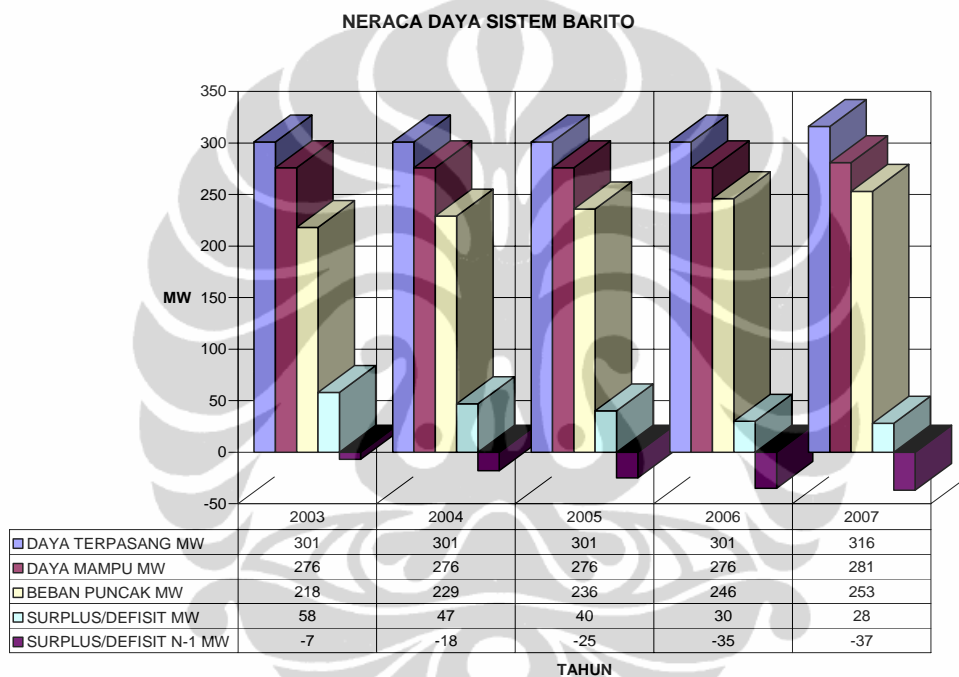
Tabel III.3. Komposisi Pembangkit Sistem Kalimantan Selatan Tengah

PEMBANGKIT		DAYA TERPASANG	DAYA MAMPU
JENIS		MW	MW
<b>SISTEM KSKT</b>			
PLN	PLTA	30	25.5
	PLTG	21	18.7
	PLTD	193,21	138,95
	PLTU	130	128
IPP	PLTD	44,66	44,66
TOTAL		418,87	355,81

SISTEM BARITO			
PLN	PLTA	30	28,5
	PLTG	21	18,7
	PLTD	119,72	82,6
	PLTU	130	128
IPP	PLTD	16	16
TOTAL		316,72	280,9

Sumber : Laporan perusahaan PLN Wilayah KSKT 2007

Neraca daya sistem barito tahun 2007 adalah sebagai berikut :



Gambar 3.7. Neraca daya sistem Barito

#### 3.1.4. Interkoneksi sistem Kalimantan Timur – Kalimantan Selatan

Jaringan transmisi 150 kV yang menghubungkan Gardu Induk Tanjung di Kalimantan Selatan dan Gardu Induk Kuaro di Kalimantan Timur saat ini sedang dalam pelaksanaan. Direncanakan sistem Kalimantan Timur akan terinterkoneksi dengan sistem Kalimantan Selatan pada tahun 2009.

Dengan adanya interkoneksi Kalimantan Timur-Kalimantan Selatan-Tengah, maka manfaat yang dapat diperoleh adalah :

- a. Kekurangan daya listrik di suatu daerah dapat dipenuhi dengan suplai dari daerah lain.

- b. Kapasitas cadangan dapat ditingkatkan
- c. Meningkatkan keandalan, kapabilitas, stabilitas dan efisiensi sistem kelistrikan Kalimantan Timur-Kalimantan Selatan-Tengah.
- d. Menunjang upaya konservasi energi primer (melalui pembangunan pembangkit berkapasitas besar yang efisien dan melalui pembangkit listrik yang menggunakan sumber energi setempat).

## **3.2. RENCANA PENAMBAHAN PEMBANGKIT DI KALIMANTAN**

### **3.2.1. Perencanaan Pembangkit**

Pengembangan pembangkit diperlukan untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik yang selalu meningkat, juga untuk menutupi kekurangan pembangkit yang sudah tua dan operasionalnya kurang efektif. Pengembangan pembangkit ditentukan dengan mengacu kepada pertumbuhan penjualan energi dan pertumbuhan beban puncak rata-rata dan disesuaikan dengan kemampuan perusahaan atau kebutuhan masyarakat rumah tangga, industri maupun komersial, dengan batasan keandalan operasi sistem menjadi prioritas utama.

Perencanaan sistem pembangkit disusun untuk mendapatkan konfigurasi pengembangan pembangkit yang memenuhi kriteria keandalan tertentu dengan total biaya pengembangan termurah dalam suatu kurun waktu periode perencanaan. Untuk mendapatkan konfigurasi termurah melalui proses optimasi terhadap biaya modal, biaya bahan bakar, biaya operasi dan pemeliharaan (*non fuel*). Selain itu, untuk menghitung biaya pengembangan termurah diperhitungkan juga nilai sisa dari pengembangan pembangkit yang terpilih.

Penambahan Pembangkit khususnya untuk sistem yang relatif besar diusulkan untuk melakukan diversifikasi sumber energi primer yang lebih murah dan tersedia pada daerah tersebut, sehingga pengusaha tenaga listrik jadi efisien dan menguntungkan.

### **3.2.2. Rencana Pengembangan Pembangkit di Kalimantan Barat**

Rencana Pengembangan pembangkit di Kalimantan Barat diarahkan pada pemanfaatan sumber energi primer terbaharukan dan tersedia yaitu pembangunan

PLTU Batubara skala menengah dan besar. Sesuai dengan perencanaan PLN, dari kapasitas pembangkit yang ada sebesar 247,47 MW akan berkembang menjadi 340,65 MW sampai dengan tahun 2012. Rencana tambahan kapasitas pembangkitan di Kalimantan Barat adalah sebagai berikut :

Tabel III.4. Rencana Penambahan Pembangkit di Kalimantan Barat

No	NAMA/LOKASI PEMBANGKIT	TEG (kV)	KAPASITAS (MW)		COD	KETERANGAN
			Size	Total		
<b>I. PLN</b>						
1	PLTU Parit baru	150	2 x 55	110	2010	Loan Cina
2	PLTM Merasap	20	2 x 0,75	1,5	2008/09	
3	PLTU Perpres 1	150	2 x 55	100	2009/10	Perpres 71
4	PLTU Kura-kura	150	2 x 25	50	2009/10	Perpres 71
5	PLTM Putussibau	20	0,2	0,2	2010	
6	PLTM Desa Sajingan	20	0,15	0,15	2011	
7	PLTM Entikong	20	0,2	0,2	2011/12	
8	PLTM Na Tepui	20	0,15	0,15	2011/12	
9	PLTM tersebar	20	0,45	0,45	2011/12	
<b>II. IPP / KEMITRAAN</b>						
1	PLTU Parit baru	150	2 x 25	50	2012	
2	PLTU Sanggau	20	1 x 7	7	2011	
3	PLTU Sintang	20	1 x 7	7	2011	
4	PLTU Ketapang	20	2 x 7	14	2012	
<b>TOTAL</b>				<b>340,65</b>		

Sumber ; RUPTL PLN Wilayah Kalbar 2008-2018

Tabel III.5. Rencana Penambahan Pembangkit di Sistem Kapuas

No	NAMA/LOKASI PEMBANGKIT	TEG (kV)	KAPASITAS (MW)		COD	KETERANGAN
			Size	Total		
1	PLTU Parit baru	150	2 x 55	110	2010	Loan Cina
2	PLTU Perpres 1	150	2 x 55	100	2009/10	Perpres 71
3	PLTU Kura-kura	150	2 x 25	50	2009/10	Perpres 71
4	PLTU Parit baru	150	2 x 25	50	2012	
<b>TOTAL</b>				<b>310</b>		

Sumber ; RUPTL PLN Wilayah Kalbar 2008-2018

### 3.2.3. Rencana Pengembangan Pembangkit di Kalimantan Timur

Penambahan pembangkitan untuk memenuhi pertumbuhan permintaan tenaga listrik di Kalimantan Timur di rencanakan oleh PLN sampai tahun 2012 mencapai 523 MW, termasuk pembangkitan oleh pihak swasta (IPP).

Pengembangan sistem pembangkitan di Wilayah Kalimantan Timur diarahkan kepada pengembangan kelistrikan yang terbagi ke dalam empat pola [5], yaitu :

- a. Pola 1 : Sistem yang sudah terinterkoneksi dan tersedia energi primer dan bisa dimanfaatkan untuk bahan bakar pembangkit. Yaitu di Balikpapan, Samarinda, Tenggarong dan sekitarnya.
- b. Pola 2 : Sistem *isolated* dan memiliki sumber energi primer dan untuk jangka panjang dapat terinterkoneksi dengan sistem pada pola 1. Daerah ini meliputi daerah Sangata, Bontang, Grogot, Penajam , Kota Bangun dan Bontang.
- c. Pola 3 : Sistem *isolated* dan memiliki sumber energi primer untuk jangka panjang tidak dapat terintegrasi pada pola 1. Daerah ini meliputi daerah Tanjung Redeb, Tanjung Selor, Nunukan dan Malinau.
- d. Pola 4 : Sistem *isolated* dan tidak memiliki energi primer dan untuk jangka panjang tidak dapat terintegrasi dengan pola 1. Daerah ini meliputi ULD – ULD dan Sub Ranting yang tidak dijangkau oleh sistem grid.

Berdasarkan pola pengembangan tenaga listrik yang telah disusun oleh PLN, berikut adalah rencana penambahan kapasitas pembangkitan di Kalimantan Timur:

Tabel III.6. Rencana Penambahan Pembangkit di Sistem Mahakam

No	NAMA/LOKASI PEMBANGKIT	TEG (kV)	KAPASITAS (MW)		COD	KETERANGAN
			Size	Total		
<b>I. PLN</b>						
1	PLTG Samarinda	150	2 x 20	40	2010	
<b>II. IPP</b>						
1	PLTU Perusda	150	2 x 25	50	2008	Perusda Kaltim
2	PLTG Menamas	150	1 x 20	20	2009	Menamas
3	PLTDMFO Sewa	20	1 x 30	30	2009	
4	PLTU M.Tambang Kaltim	150	1 x 65	65	2011	IP-Ridlatama M
5	PLTU Kaltim(infrastuktur)	150	2 x 65	130	2012	
	TOTAL			335		

Sumber : RUPTL PLN Wilayah Kaltim 2008-2017



Tabel III.7. Rencana Penambahan Pembangkit di Kalimantan Timur

No	NAMA/LOKASI PEMBANGKIT	TEG (kV)	KAPASITAS (MW)		COD	KETERANGAN
			Size	Total		
<b>I. PLN</b>						
1	PLTD Petung	20	1 x 3	3	2010	Loan Denmark
2	PLTD Sangata	20	1 x 3	3	2010	Loan Denmark
3	PLTG Samarinda	150	2 x 20	40	2010	
<b>II. IPP / KEMITRAAN</b>						
1	PLTMG Bontang	20	3 x 3.3	9.9	2007	Pemkot Bontang
2	PLTU Tanah Grogot	20	2 x 7	14	2009	PT. Mahajaya Arya
3	PLTU Sangata	20	2 x 7	14	2007	PT. Graha Prima K
4	PLTU Nunukan	20	2 x 7	14	2009	PT. Iner Powerindo
5	PLTU Petung	20	2 x 7	14	2007	
6	PLTU Melak	20	1 x 7	7	2011	
7	PLTU Tanjung Selor	20	1 x 7	7	2012	
8	PLTU Samboja	150	2 x 25	50	2010	PT. Cahaya Fajar K
9	PLTU Perusda	150	2 x 25	50	2008	Perusda Kaltim
10	PLTU Kaltim(infrastuktur)	150	2 x 65	120	2012	
11	PLTU M.Tambang Kaltim	150	1 x 65	65	2011	IP - Ridlatama BM
12	PLTG Menamas	150	1 x 20	20	2008	Menamas
13	PLTG Senipah	150	2 x 40	80	2010	Unocal
14	PLTG Bontang	150	2 x 7	14	2010	
<b>TOTAL KAPASITAS (MW)</b>				<b>538.9</b>		
<b>TOTAL KAPASITAS 150 kV (MW)</b>				<b>439.0</b>		

Sumber : RUPTL PLN Wilayah Kaltim 2008-2017

### 3.2.4. Rencana Pengembangan Pembangkit di Kalimantan Selatan - Tengah

Kebutuhan Tenaga Listrik yang terus meningkat, disisi lain keterbatasan PLN dalam memenuhi kebutuhan Investasi yang sangat besar menyebabkan ketidakseimbangan antara pasokan dan kebutuhan tenaga listrik. Untuk itu diperlukan pengembangan kapasitas pembangkitan yang sesuai di daerah tersebut. Alternatif pengembangan pembangkit batubara merupakan pilihan terbaik di Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah, karena tersedia potensi batubara dalam jumlah yang relatif besar.

Untuk Sistem Barito yang merupakan sistem besar di PT PLN (Persero) Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah, kebutuhan pembangkit dengan skala besar sangat diperlukan untuk mengantisipasi pertumbuhan beban. Sesuai program pengembangan sistem Kalimantan, pada tahun 2009 Sistem Barito (Sistem KalSelTeng) sudah terinterkoneksi dengan Sistem Mahakam di Kalimantan Timur, sehingga untuk kebutuhan pembangkit setelah Tahun 2009 perlu memperhatikan juga kandidat-kandidat pembangkit yang akan masuk di Kalimantan Timur.

Rencana tambahan kapasitas pembangkit di Sistem Barito yang merupakan proyek PLN sampai dengan Tahun 2012 adalah sebesar 275 MW, dengan rincian sebagai berikut.

Tabel III.8. Rencana Penambahan Pembangkit di Sistem Barito

No	Nama Pembangkit	Jenis	Kapasitas (MW)	Tahun	Status
1	Trisakti	PLTD	25	2008	
2	Asam-asam	PLTU	130	2010/11	Loan
3	Pulang Pisau	PLTU	130	2011/12	Perpres 71
	<b>TOTAL</b>		<b>275</b>		

Sumber : RUPTL PLN Wilayah KSKT 2008-2017

Tabel III.9. Rencana Penambahan Pembangkit di Kalimantan Selatan dan Tengah

No	Nama Pembangkit	Jenis	Kapasitas (MW)	Tahun	Status
1	Trisakti	PLTD	25	2008	
2	Asam-asam	PLTU	130	2010/11	Loan
3	Pulang Pisau	PLTU	130	2011/12	Perpres 71
4	PLTD MFO Kota Baru	PLTD	7,8	2008	PLN
5	PLTU KPP Sampit	PLTU	12	2009	IPP
6	PLTU Cenko P. Bun	PLTU	12	2009	IPP
7	PLTU Kota Baru	PLTU	6	2009	IPP
8	PLTG Bangkarai M. Teweh	PLTG	7,5	2009	IPP
9	PLTU Kuala pembuang	PLTU	3	2010	IPP
10	PLTU Puruk Cahu	PLTU	3	2010	IPP
	<b>TOTAL</b>		<b>326,3</b>		

Sumber : RUPTL PLN Wilayah KSKT 2008-2017

### 3.3. POTENSI BATU BARA DI KALIMANTAN

Batubara merupakan sumber energi paling besar yang dimiliki Indonesia dan dapat digunakan sebagai sumber energi alternatif pengganti minyak dan gas bumi. Batubara sangat strategis digunakan dalam pembangkitan daya listrik dan juga sebagai bahan baku industri.

Sumber daya batubara Indonesia tersebar di Pulau Sumatera, Kalimantan, Sulawesi, Papua dan sedikit di Pulau Jawa. Dari data yang ada, ditaksir cadangan batubara adalah sebesar 50,59 milyar ton<sup>[9]</sup>. Dari jumlah tersebut, cadangan terukur adalah sebesar 10,3 milyar ton (cadangan tertambang sebesar 7 miliar ton), cadangan terunjuk 17,7 milyar ton dan yang tereka 21,9 milyar ton. Mutunya beragam dan sebagian besar terdiri dari batubara rendah (lignit) yaitu sebesar 58%, subbituminus 27%, bituminus 14% dan sedikit antrasit<sup>[9]</sup>. Batubara rendah (lignite) ini yang direncanakan dimanfaatkan sebagai bahan bakar pusat pembangkit tenaga uap (PLTU Batubara) yang akan dikembangkan di Kalimantan.

Pulau Kalimantan memiliki potensi batubara nomor 2 terbesar di Indonesia setelah pulau Sumatera. Tetapi Kalimantan merupakan pusat produksi yang menghasilkan 90% lebih dari batubara yang diambil dari perut bumi Indonesia khususnya di Kalimantan Timur dan Kalimantan Selatan. Produksi Penambangan batubara di Kalimantan telah dimulai sejak tahun 1849. Cadangan yang dimiliki saat ini adalah sebagaimana tabel berikut ini:

Tabel III.10. Sumber Daya dan Cadangan Terbukti Batubara di Kalimantan  
(juta ton)

Kalori	Sumber Daya	Cadangan Terbukti
5.100 – 6.100	25.376	2.769
6.100 – 7.100	6.845	1.219

Sumber : Departemen ESDM, data 2005

Potensi - potensi sumber daya alam berupa tambang batubara yang ada di Kalimantan adalah sebagai berikut :

- o Kalimantan Timur, terdapat di kota Samarinda, Kabupaten Berau, Kutai Timur, Nunukan dan Malinau, dengan potensi yang dimiliki mencapai 22

milyar ton juta ton dan yang sudah terukur (pasti) sebesar 13 milyar ton. Hingga kini yang di produksi rata-rata sekitar 40 juta juta ton/tahun.

- o Kalimantan Selatan, keberadaannya menyebar hampir diseluruh kabupaten (Banjar, tanah Laut, Kotabaru, Tanah bumbu, HST, HSU, HSS, Tapin dan Tabalong) dengan cadangan 10,6 milyar ton dan yang sudah terukur (pasti) sebesar 3,481 milyar ton . [esdm 2007].

Tingkat produksi penambangan batubara yang dilakukan oleh perusahaan penambangan mencapai sekitar 38 juta ton pertahun pada tahun 2007.

- o Kalimantan Tengah, potensi batubara juga tersebar hampir diseluruh kabupaten yaitu Kabupaten Murung Raya, Barito Utara, Barito Selatan, dan Barito Timur, dan Kota Waringin Timur, memiliki cadangan sekitar 5,5 milyar ton, dengan cadangan terukur sebesar 1,5 milyar ton.

Produksi tambang batubara di kalimantan tengah hingga tahun 2007 baru mencapai 1.470.793 ton pertahun.

- o Kalimantan Barat, potensi terdapat di kabupaten sintang dengan cadangan terukur sebesar 186 juta ton.

Saat ini potensi batubara Kalimantan saat ini sebagian besar adalah untuk konsumsi ekspor. Pemanfaatan sebagai bahan bakar pusat pembangkit listrik saat ini masih sangat sedikit yaitu sekitar 453.000 ton pertahun untuk PLTU Asamas di Kalimantan Selatan.

Data tahun 2005 di Kalimantan sekitar 70 usaha penambangan beroperasi dalam tahap produksi, konsumsi, studi kelayakan, eksploirasi dan survei umum. Sebagian daripadanya adalah perusahaan tambang kelas dunia.

Sesuai dengan kebijakan dan strategi pengembangan batubara Indonesia, dimana batubara mempunyai potensi sehingga dimasa depan diharapkan menjadi energi pelengkap dan pengganti BBM yang cadangannya semakin menipis.

Prasarana/sarana transportasi batubara di Kalimantan saat ini adalah dengan transportasi darat (truk, conveyor) dan memanfaatkan sungai-sungai panjang yang ada di Kalimantan antara lain sungai Barito dan Mahakam, karena keberadaan banyak tambang didekat sungai atau pantai. Selain itu telah terdapat 13 (tiga belas) buah pelabuhan untuk ekspor yang berada di Kalimantan antara lain Pulau Laut, Tanjung Bara di Kalimantan Selatan, Balikpapan di Kalimantan

Timur merupakan infrastruktur yang dapat menjamin ketersediaan batubara untuk pusat-pusat pembangkit batubara yang dibangun maupun untuk keperluan industri.

Peningkatan kebutuhan batubara dimasa yang akan datang perlu diikuti dengan peningkatan fasilitas infrastruktur transportasi batubara. Akan dibutuhkan peningkatan kapasitas pelabuhan, jalan, sungai, armada transportasi (jalan darat, sungai, laut, gerbong kereta api), termasuk penampungan (stockpile) di lokasi PLTU. Mesti disiapkan kapasitas transportasi setara dengan yang ada sekarang, namun dengan komposisi moda yang tidak seperti sekarang. Salah satunya adalah dengan program KCTP atau Program Transportasi Batubara Kalimantan, study kelayakannya telah diselesaikan oleh Nippon Koei dan Marubeni. Study kelayakan itu mengungkapkan bahwa KCTP layak baik dari segi keuangan maupun teknis untuk membangun jalur transportasi batubara kalimantan.

#### *Pemakaian Low Rank Coal ( LRC)*

LRC dapat didefinisikan batubara berkalori sekitar 5000 kcal/kg dengan kadar air sekitar 32%-35%. Sekitar 49% atau 28,3 milliar ton dari 57,30 milliar ton cadangan batubara Indonesia adalah LRC dan dianggap jumlah tersebut akan dapat menjamin kebutuhan energi untuk jangka panjang. Pemakaian batubara kualitas tersebut yang paling tepat adalah untuk Mine Mouth Power Plan dan *coal liquefaction*. Meskipun demikian kelebihan LRC adalah mempunyai kadar sulfur dan abu yang rendah sehingga cukup atraktif untuk dimanfaatkan ditinjau dari faktor lingkungan.

#### ***Faktor-faktor yang mempengaruhi harga batubara.***

Beberapa faktor yang mempengaruhi harga batubara antara lain kondisi penambangan, *coal processing* yang diperlukan, rehabilitasi / reklamasi yang diperlukan, sistim perpajakan, royalty, biaya transportasi dari tambang ke pelabuhan, jarak / biaya pengangkutan melalui laut dan biaya di coal terminal/ pelabuhan. Selanjutnya biaya penambangan ditentukan oleh stripping ratio, ketebalan, jumlah seam, kemiringan, preparasi, *open pit* atau *underground*, dan tenaga kerja serta BBM.