

MAKALAH SEMINAR TUGAS AKHIR
**STUDI TENTANG INDEKS KEANDALAN PEMBANGKIT TENAGA LISTRIK
WILAYAH JAWA TENGAH DAN DAERAH ISTIMEWA YOGYAKARTA**

Gunawan Eko Prasetyo*, Ir.Sulasno **, Susatyo Handoko, ST.MT **
Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Diponegoro,
e-mail : gunawan3p@gmail.com

ABSTRAK– Keandalan tenaga listrik merupakan probabilitas suatu peralatan atau komponen listrik untuk mampu melakukan operasi pada periode waktu tertentu dan dalam kondisi operasi tertentu pula, sehingga dapat melayani kebutuhan tenaga listrik bagi konsumen. Guna mencapai keandalan tenaga listrik yang maksimal memerlukan adanya evaluasi dan pengembangan pembangkit. Keandalan pada sistem pembangkit disebut keandalan pembangkit.

Pengembangan pembangkit yang lambat menyebabkan pemadaman atau pemutusan dalam penyediaan tenaga listrik bagi konsumen sebagai akibat terjadinya beban yang lebih besar daripada kapasitas pembangkit. Pertambahan beban yang tidak diimbangi dengan penambahan daya pada pusat pembangkit, mengakibatkan keandalan pembangkit berkurang dan nilai energi tak terpenuhi pada beban akan meningkat. Tingkat keandalan pembangkit dihitung dengan nilai indeks LOLP (Loss of Load Probability), ENS (Energy Not Served), dan faktor keandalan pembangkit. Semakin kecil nilai LOLP dan ENS pembangkit, maka tingkat keandalan pembangkit semakin baik.

Berdasarkan analisis tentang indeks keandalan pembangkit yang terdapat di Jawa Tengah dan DI Yogyakarta dengan pembangkit skenario P3B pusat Gandul, kemudian pembangkit Jawa Tengah dan DIY diputus dari interkoneksi Jawa Madura Bali diketahui bahwa tingkat keandalan pembangkit LOLP pada tahun 2006 adalah 61,496 hari per tahun. Hal ini tidak sesuai dengan ketentuan standart PLN yaitu maksimal 3 hari per tahun.

Kata kunci : Keandalan pembangkit, LOLP, ENS dan faktor keandalan pembangkit.

I. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Kemungkinan bahwa sistem tidak dapat melayani beban atau kebutuhan pelanggan tenaga listrik dinyatakan dengan indeks probabilitas kehilangan beban (*loss of load probability, LOLP*). LOLP menggambarkan besar-kecilnya peluang terhadap terjadinya kehilangan beban sebagai akibat kurangnya daya tersedia dalam sistem^[3]. Kemungkinan energi tak terpenuhi (*energy not served, ENS*) dalam sistem terjadi karena gangguan unit pembangkit yang menyangkut besar daya dan lama kekurangan energi.

1.2 Tujuan

Tujuan dari penulisan Tugas Akhir ini adalah untuk mengetahui keandalan pembangkit yang terdapat di Jawa Tengah dan DI Yogyakarta dengan sistem pembangkit yang berdiri sendiri (mandiri) dengan pembebanan dan pembangkit skenario interkoneksi Jawa Madura Bali (Jamali)

1.3 Batasan Masalah

Dalam Tugas Akhir ini, pembahasan dibatasi pada :

1. Perhitungan keandalan pembangkit dilakukan pada sistem pembangkit Jawa Tengah dan DI Yogyakarta yang berdiri sendiri (terputus dari interkoneksi Jawa Madura Bali) pada jaringan 150 kV, Namun skenario pembebanan dan pembangkitan di Jawa Tengah dan DI Yogyakarta (RJTD) tetap menggunakan skenario P3B pusat Gandul (interkoneksi Jawa Madura Bali, Jamali).
2. Parameter keandalan pembangkit yang digunakan adalah indeks LOLP (*Loss Of Load Probability*), indeks ENS (*Energy Not Served*) dan faktor keandalan (faktor beban, faktor ketersediaan, faktor penggunaan dan faktor kapasitas).
3. Perhitungan masalah keandalan hanya pada pembangkit, keandalan pada transmisi dianggap 100%.
4. Tidak dibahas mengenai proses pembangkitan energi listrik dari pusat pembangkit listrik.
5. Tidak membahas biaya operasi pembangkit.

6. Perhitungan dilakukan dengan mengabaikan interkoneksi 500 kV Jawa Madura Bali dan hanya dilakukan pada interkoneksi 150 kV Jawa Tengah dan DIY dengan sistem pembangkit yang berdiri sendiri.
7. Dalam perhitungan indeks LOLP dan ENS dengan menggunakan metode segmentasi dengan pemrograman Delphi 7.2.

II DASAR TEORI

2.1 Konsep Umum Keandalan

Keandalan adalah kemungkinan bekerjanya suatu peralatan atau sistem sesuai dengan fungsinya dalam periode waktu tertentu dan dalam kondisi operasi tertentu^[4]. Keandalan sistem tenaga listrik merupakan suatu ukuran tingkat pelayanan sistem terhadap pemenuhan kebutuhan energi listrik konsumen.

Ada empat faktor yang berhubungan dengan keandalan, yaitu probabilitas, bekerja sesuai dengan fungsinya, periode waktu dan kondisi operasi^[10].

1. Probabilitas (*probability*)
Probabilitas (*probability*) adalah suatu ukuran yang dapat dinyatakan secara angka dengan nilai antara 0 dan 1 atau antara 0 dan 100%.
2. Bekerja sesuai dengan fungsinya / unjuk kerja
Faktor yang menandakan perlunya diadakan kriteria-kriteria tertentu untuk menyatakan peralatan atau sistem beroperasi secara memuaskan.
3. Periode waktu
Faktor yang menyatakan ukuran dari periode waktu yang digunakan dalam pengukuran probabilitas.
4. Kondisi Operasi
Faktor ini menyatakan pada kondisi operasi yang dilakukan untuk mendapatkan angka keandalan.
Suatu unit pembangkit dapat keluar dari sistem operasi tenaga listrik, sehingga tidak dapat membangkitkan energi listrik untuk mensuplai daya listrik. Dalam keadaan ini, unit pembangkit mengalami *outage*. *Outage* (pelepasan) adalah keadaan dimana suatu komponen tidak dapat bekerja sesuai fungsinya.

* Mahasiswa Teknik Elektro UNDIP

** Dosen Teknik Elektro UNDIP

Sistem mempunyai dua tipe *outage* yaitu :

1. Pelepasan paksaan (*Forced Outage*)
 Pelepasan paksaan (*Forced Outage*) adalah pelepasan yang terjadi akibat dari keadaan darurat yang langsung berhubungan dengan komponen, sehingga perlu dikeluarkan atau dilepas dengan segera, baik secara manual oleh operator maupun secara otomatis.
2. Pelepasan Berjadwal (*Schedule Outage*)
 Pelepasan Berjadwal (*Schedule Outage*) adalah pelepasan yang diakibatkan salah satu komponen dikeluarkan (*out of service*) pada waktu yang telah direncanakan untuk keperluan pemeliharaan atau perbaikan.

2.1.1 Keandalan

Bila gangguan (ketidakandalan) suatu komponen selama suatu waktu adalah $F(t)$, maka keandalan komponen dapat dinyatakan sebagai $R(t) = 1 - F(t)$. Pada suatu interval waktu laju kegagalan, maka :

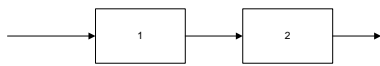
$$R(t) = e^{-\lambda t} \text{ dan } F(t) = 1 - e^{-\lambda t}$$

dengan : $R(t)$ = Keandalan

e = bilangan dasar natural logaritma
 t = waktu dalam tahun

2.1.2 Keandalan Sistem Seri

Keandalan sistem seri dapat diartikan sebagai komponen-komponen tertentu harus beroperasi semua untuk keberhasilan sistem dalam batas keandalan.



Gambar 1. Blok diagram untuk sistem seri

Keandalan dari sistem seri dengan 2 komponen dapat dinyatakan sebagai :

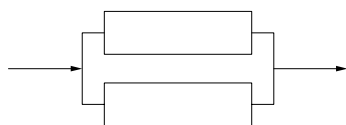
$$R_{sys} = R_1 \times R_2 \dots\dots\dots (1)$$

dengan : R_{sys} = keandalan sistem.

R_1 = keandalan dari komponen 1.

2.1.3 Keandalan Sistem Paralel

Keandalan sistem paralel merupakan suatu rangkaian komponen yang dapat beroperasi hanya dibutuhkan satu komponen saja yang bekerja atau sistem akan gagal beroperasi bekerja bila seluruh komponen sistem gagal.



Gambar 2. Blok diagram untuk sistem paralel

Persamaan kegagalan atau ketidakandalan sistem (Q_{sys}) dapat dinyatakan dengan persamaan :

$$Q_{sys} = Q_1 \times Q_2 \dots\dots\dots (2)$$

2.2 Teori Umum Probabilitas

Konsep kejadian yang dinotasikan dengan (E) dalam teori probabilitas adalah kejadian yang berhubungan dengan keluaran dari suatu eksperimen yang berulang-ulang.

Probabilitas adalah nilai kebolehjadian diberikan pada suatu kejadian. Secara lebih rinci probabilitas ditetapkan sebagai fungsi *real* tertentu pada suatu kejadian. Nilai probabilitas berada pada interval 0 dan 1 dimana nilai probabilitas 1 menyatakan kejadian yang pasti terjadi dan nilai probabilitas 0 menyatakan kejadian yang tak mungkin terjadi.

Jadi probabilitas kejadian E ($P[E]$) harus memenuhi persamaan berikut :

$$0 \leq P[E] \leq 1$$

2.3 Model Probabilitas Unit Pembangkit

Berdasarkan faktor kapasitasnya unit pembangkit dapat digolongkan menjadi tiga unit golongan yaitu :

- a. Unit pemikul beban dasar (*Base Load*).
- b. Unit pemikul beban menengah (*Medium Load*).
- c. Unit pemikul beban puncak (*Peak Load*).

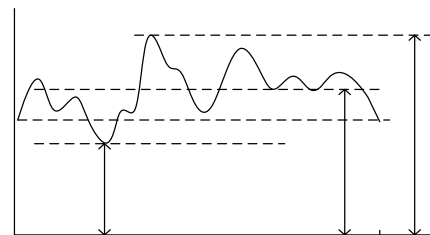
Unit pemikul beban dasar dioperasikan dengan faktor kapasitas tinggi (75% s/d 100%)^[18]. Unit pembangkit beban dasar yaitu PLTU, PLTGU, PLTN dan PLTA.

Unit pemikul beban menengah dioperasikan dengan faktor kapasitas antara (20% sampai 75%)^[18]. Unit pemikul beban menengah antara lain PLTA dan PLTU.

Unit pemikul beban puncak hanya dioperasikan selama permintaan beban puncak, dioperasikan dengan faktor kapasitas antara (0% sampai 20%)^[18]. Yang termasuk dalam unit pemikul beban puncak adalah PLTG, PLTD, dan PLTA.

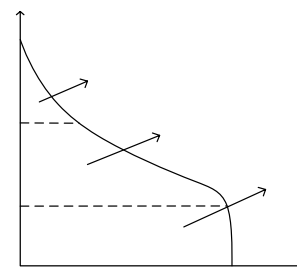
2.4 Model Probabilitas Beban^[7]

Pengertian beban adalah jumlah daya listrik yang dipakai oleh konsumen listrik secara terus menerus atau sesuai keperluan dan berada dibawah pengawasan Perusahaan Listrik Negara (PLN)^[12]. Model probabilitas beban menggambarkan besarnya nilai probabilitas suatu nilai beban tertentu.



Gambar 3. Kurva beban harian, beban sebagai fungsi waktu dalam satu hari

Dari gambar 3 dapat dibuat kurva lama beban (*Load Duration Curve*) atau kurva yang menggambarkan lamanya setiap nilai beban berlangsung^[12].



Gambar 4. Kurva lama beban, lamanya setiap nilai beban berlangsung dalam jangka waktu satu tahun

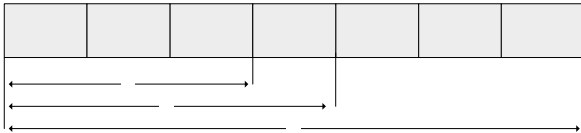
2.5 Sistem Pembangkitan^[3,7,17]

Pada sistem tenaga listrik, sistem pembangkitan bertugas menyediakan daya agar beban sistem dapat tercukupi. Untuk memenuhi kebutuhan beban energi listrik dalam kapasitas besar adalah dengan menggunakan teknologi kelistrikan konvensional yang dibagi menjadi 2 golongan, yaitu:

1. Sistem pembangkit thermis
Termasuk pembangkit thermis antara lain : PLTU, PLTD, PLTG, PLTGU, PLTP dan PLTN.
2. Sistem pembangkit hidro
Termasuk pembangkit hidro adalah PLTA.

2.6 Status Unit Pembangkit^[17]

Yang dimaksud dengan status unit pembangkit adalah status operasi suatu unit pembangkit dalam pengoperasian suatu sistem pembangkit. Pada gambar 5 ditunjukkan skema status unit pembangkit yang digunakan oleh PLN.



Gambar 5. Status unit pembangkit

- a. Durasi Siap (*Available Hours, AH*) adalah jumlah durasi suatu unit dalam keadaan siap dioperasikan dalam periode operasinya.
- b. Durasi Operasi (*Service Hours, SH*) adalah jumlah durasi unit pembangkit beroperasi yang tersambung ke jaringan transmisi, baik pada kondisi normal maupun kondisi pengurangan kapasitas unit (*derating*).
- c. Durasi Periode Operasi (*Periode Hours, PH*) adalah jumlah durasi total dari semua status operasi unit.
- d. Total Durasi Operasi (*Total Operating Hours, TOH*) adalah jumlah durasi dimana unit siap beroperasi dengan kapasitas pembangkitannya secara penuh. **TOH = SH + PH + SPOH**
- e. Durasi keluar paksa sebagian (*Forced Partial Outage Hours, FPOH*) adalah jumlah durasi pelepasan yang disebabkan oleh kegagalan (gangguan) peralatan atau kondisi keluar paksa yang mengharuskan pembebanan pada unit pembangkit diturunkan.
- f. Durasi keluar terencana sebagian (*Schedule Partial Outage Hours, SPOH*) adalah jumlah durasi pelepasan yang disebabkan oleh kegagalan peralatan atau kondisi yang terencana yang mengharuskan pembebanan pada unit pembangkit diturunkan.
- g. Jumlah durasi keluar ekonomis (*Total economy Outage Hours, TEOH*) adalah jumlah durasi suatu unit dikeluarkan dari operasi karena alasan ekonomis penggunaan pembangkit.
- h. Durasi keluar paksa (*Forced Outage Hours, FOH*) adalah jumlah durasi suatu unit yang mengalami gangguan paksa. Gangguan paksa adalah pelepasan yang disebabkan oleh gangguan peralatan yang mengharuskan untuk segera dilepaskan dari sistem.
- i. Durasi keluar karena pemeliharaan (*Maintenance Outage Hours, MOH*) adalah jumlah durasi pelepasan unit dari sistem untuk melaksanakan pekerjaan pemeliharaan.
- j. Durasi keluar yang terencana (*Planned Outage Hours, POH*) adalah jumlah durasi pelepasan unit dari sistem untuk pemeriksaan atau turun mesin sebagian besar peralatan utama.
- k. Daya Mampu Netto (*DMN*) adalah kapasitas maksimum unit pembangkit yang beroperasi terus menerus dalam keadaan stabil dan aman

setelah dikurangi kapasitas pemakaian sendiri.

2.7 Keandalan Sistem Pembangkit^[11]

Keandalan unit-unit pembangkit dipengaruhi oleh berbagai faktor, antara lain gangguan kerusakan dan pemeliharaan rutin. Faktor-faktor tersebut memungkinkan unit-unit pembangkit mengalami keluar paksa (*force outage*) yang menyebabkan tidak dapat melayani beban. Dengan demikian, keandalan operasi pembangkit ditentukan oleh :

1. Jumlah unit pada pusat pembangkit.
2. Besarnya keluar paksa tiap unit (yang mengalami gangguan) dalam satu tahun.

2.8 Faktor-faktor yang menentukan Keandalan Pembangkit^[2]

Adapun parameter yang menentukan keandalan pembangkit antara lain :

1. Faktor Beban

Faktor beban adalah perbandingan antara besarnya beban rata-rata untuk suatu selang waktu terhadap beban puncak tertinggi dalam selang waktu yang sama.

$$\text{Faktor Beban} = \frac{\text{Beban Rata - rata}}{\text{Beban Puncak}} \dots\dots\dots (3)$$

Faktor beban terdiri dari faktor beban Harian, Mingguan, Bulanan, atau Tahunan. Beban rata-rata adalah produksi energi dalam selang waktu tertentu dibagi selang waktu tertentu tersebut. Sedangkan beban puncak harian adalah beban tertinggi yang terjadi dalam 24 jam. Faktor beban menggambarkan karakteristik beban, semakin besar faktor beban (100%), semakin baik keandalan pembangkit.

2. Faktor Ketersediaan

Faktor ketersediaan adalah perbandingan antara besarnya daya yang tersedia terhadap daya yang terpasang dalam sistem.

$$P_t \text{Faktor Ketersediaan} = \frac{\text{Daya Tersedia}}{\text{Daya Terpasang}} \dots\dots\dots (4)$$

Faktor ketersediaan menggambarkan kesiapan operasi unit-unit pembangkit dalam sistem. Semakin tinggi faktor ketersediaan (100%) maka semakin baik keandalan unit pembangkit.

3. Faktor Penggunaan

Faktor penggunaan adalah perbandingan antara besarnya beban puncak terhadap daya yang terpasang dalam sistem.

$$\text{Faktor penggunaan} = \frac{\text{Beban Puncak}}{\text{Daya Terpasang}} \dots\dots\dots (5)$$

Faktor penggunaan menggambarkan besar kemampuan yang terpasang (daya terpasang) dalam instalasi yang dimanfaatkan dari segi penggunaan. Bila faktor penggunaan telah mencapai nilai yang tinggi (100%) maka perlu pengembangan pembangkit agar tidak mengalami beban lebih (*over loaded*).

4. Faktor Kapasitas (*Capacity Factor, CF*)

Faktor kapasitas menunjukkan besar sebuah unit pembangkit tersebut dimanfaatkan. Faktor kapasitas tahunan (8760 jam) didefinisikan sebagai:

$$CF = \frac{\text{Produksi Energi (MWh) dalam satu tahun}}{\text{Daya Mampu (MW) x 8760 jam}} \dots\dots\dots (6)$$

Faktor kapasitas adalah faktor kapasitas tahunan, menggambarkan pemanfaatan energi unit pembangkit dalam satu tahun dari kemampuan produksi. Semakin tinggi faktor

kapasitas (100%) maka semakin baik keandalan unit pembangkit.

5. Faktor Pelayanan (*Service Factor, SF*)

Faktor pelayanan adalah perbandingan antara lamanya waktu pengoperasian (t_{op}) selama satu tahun (8760 jam).

$$SF = \frac{t_{op}}{8760} \dots\dots\dots(7)$$

semakin tinggi faktor pelayanan (100%), maka semakin baik keandalan unit pembangkit. Dalam praktek, faktor pelayanan tidak dapat mencapai 100%, sebab selama 8760 jam (1 tahun) terdapat waktu keluar untuk perawatan (*Maintenance Outage hours*) unit pembangkit. Ini berarti waktu pengoperasian unit pembangkit tidak mencapai 8760 jam (kurang dari 8760 jam atau lebih kecil dari 100%).

6. Faktor Gangguan Keluar Perawatan (*Maintenance Outage Factor, MOF*)

Faktor Gangguan Keluar Perawatan adalah perbandingan antara lamanya waktu perawatan (t_{mn}) selama satu tahun (8760 jam).

$$MOF = \frac{t_{mn}}{8760} \dots\dots\dots(8)$$

semakin rendah faktor gangguan keluar perawatan (*Maintenance Outage Factor, MOF*) (0 %), maka semakin baik keandalan unit pembangkit.

2.9 Daya Tersedia Dalam Sistem^[2]

Kapasitas daya terpasang sistem merupakan jumlah “rating name plate” semua unit pada sistem tenaga. Kapasitas daya terpasang dibuat melebihi beban puncak sistem, kelebihan ini disebut kapasitas cadangan. Kapasitas cadangan dipergunakan untuk mempertahankan keandalan sistem pada setiap operasi dan untuk mengatasi beban yang besarnya melebihi yang diperkirakan. Kapasitas cadangan yang besar akan menghasilkan keandalan sistem yang tinggi.

Selisih antara kebutuhan daya dalam sistem (beban) dengan daya yang siap untuk dibangkitkan dalam sistem merupakan cadangan pembangkitan dalam sistem. Namun tidak semua unit pembangkit siap beroperasi, maka dibedakan beberapa cadangan pembangkitan, yaitu:

1. Cadangan Berputar (*Spinning reserve*).
adalah cadangan daya pembangkitan yang terdapat pada unit-unit pembangkit yang beroperasi paralel dengan sistem, tanpa beban maupun rugi-rugi yang harus disuplai. Cadangan berputar harus sedemikian rupa, sehingga kerugian satu atau lebih unit tidak akan mengakibatkan penurunan frekuensi sistem. Sehingga, jika satu unit pembangkit gagal, harus ada yang menyuplai daya dari unit lainnya untuk mengatasi keadaan yang terjadi pada suatu periode waktu tertentu.
2. Cadangan Panas (*Hot reserve*).
adalah cadangan daya pembangkitan yang terdapat pada unit pembangkit yang siap beroperasi dan telah dalam kondisi untuk dapat segera paralel dengan sistem. Istilah ini biasa dipakai untuk unit PLTU yang siap beroperasi dalam keadaan ketelnya panas dan telah tersedia uap untuk sewaktu-waktu menjalankan turbin, api ketel dalam keadaan menyala kecil sehingga uap tetap panas dan siap untuk menjalankan turbin uap.
3. Cadangan Dingin (*Cold reserve*).
adalah cadangan daya pembangkitan yang terdapat pada

unit-unit pembangkit yang siap beroperasi tetapi dalam keadaan berhenti atau dingin.

Ukuran sering tidaknya unit pembangkit mengalami gangguan dinyatakan dengan *Forced Outage Rate (FOR)* yaitu:

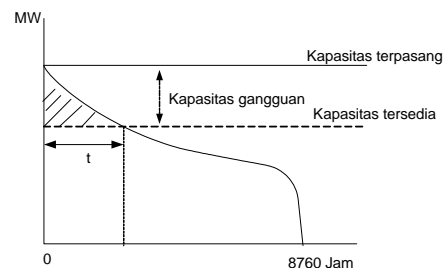
$$FOR = \frac{\text{Jumlah jam unit terganggu}}{\text{Jumlah jam unit beroperasi} + \text{Jumlah jam unit terganggu}} \dots\dots(9)$$

Dari persamaan 9, dapat dijelaskan bahwa semakin kecil jumlah jam gangguan maka nilai *FOR* semakin kecil. Dengan semakin kecil *FOR*, keandalan sebuah unit pembangkit semakin baik.

III. INDEKS KEANDALAN

3.1 Indeks Probabilitas kehilangan beban (*Loss of Load Probability, LOLP*)^[2]

Kehilangan beban (*loss of load*) adalah suatu kondisi dengan kapasitas daya yang tersedia lebih kecil dari beban sistem sehingga ada pelepasan sebagian beban. Probabilitas kehilangan beban (*Loss of Load Probability*) menyatakan besarnya nilai kemungkinan terjadinya kehilangan beban karena kapasitas daya tersedia sama atau lebih kecil dari beban sistem, yang dinyatakan dalam hari per tahun. Yang dimaksud kapasitas daya tersedia adalah kapasitas daya terpasang dikurangi kapasitas gangguan.



Gambar 6. Kurva Lama Beban dan kapasitas tersedia dalam sistem

Dari gambar 6, terlihat bahwa garis kapasitas daya yang tersedia memotong garis kurva lama beban, sehingga menimbulkan kehilangan beban selama waktu t . Jadi secara umum :

$$LOLP = P \times t \dots\dots\dots(10)$$

dengan : P = probabilitas terjadinya beban sama atau lebih besar dari besar daya tersedia.

t = waktu terjadinya kehilangan beban.

Makin kecil nilai LOLP, makin baik keandalan sistem. Sebaliknya, semakin besar nilai LOLP, makin rendah keandalan sistem, ini berarti probabilitas sistem tidak dapat melayani beban semakin besar. Standar PLN mengenai LOLP adalah maksimal 3 hari per tahun untuk sistem tenaga listrik Jawa Bali dan 5 hari per tahun untuk sistem di luar Jawa.^[3]

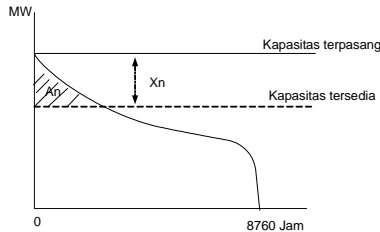
Untuk keperluan perencanaan, PLN menggunakan angka-angka sebagai berikut :^[2]

Tabel 1. Angka keluar paksa (FOR) unit pembangkit.

No	Jenis Pembangkit	Daya Unit (MW)	FOR (%)
1.	PLTA	1 s/d tak terhingga (~)	1
2.	PLTG	1 s/d tak terhingga (~)	7
3.	PLTP	1 s/d tak terhingga (~)	5
4.	PLTU bahan bakar minyak	25 – 100 MW	8,5
		>100 MW	9
5.	PLTU bahan bakar batubara	>400 MW	10

3.2 Indeks Energi Tak Terpenuhi (*Energy Not Served, ENS*)^[2]

Indeks keandalan energi tak terpenuhi (*Energy Not Served, ENS*) menunjukkan besarnya energi yang hilang karena kapasitas tersedia lebih kecil dari permintaan beban maksimal. Indeks keandalan energi tak terpenuhi dinyatakan dalam satuan MWh/tahun.



Gambar 7. Kurva Lama Beban dan Energi tak terpenuhi dalam sistem

Luas daerah yang diarsir (A_n) merupakan besarnya energi yang tak dapat terpenuhi oleh sistem pembangkitan yang disebabkan terjadinya gangguan sebesar X_n . Jika probabilitas kapasitas gangguan sebesar X_n dinyatakan dengan P_n , maka hasil kali A_n dan P_n adalah probabilitas kehilangan energi yang disebabkan oleh kapasitas gangguan sebesar X_n .

$$ENS(X_n) = A_n \times P_n \text{ MWh} \dots\dots\dots(11)$$

ENS merupakan energi tak terpenuhi, sehingga persamaan (14) menjadi :

$$ENS = \sum_{i=1}^n A_i \times P_i \text{ MWh} \dots\dots\dots(12)$$

3.3 Indeks Keandalan Dengan Metode Segmentasi

Metode segmentasi adalah suatu metode yang memanfaatkan fungsi kerapatan probabilitas beban (FKPB) sebagai hasil patokan/cuplik beban tiap periode waktu yang digunakan. Pencuplikan beban merupakan pencuplikan kurva beban harian menjadi suatu kurva beban puncak harian dengan interval waktu tertentu (dilakukan untuk setiap satu jam). kemudian memasukkan FKPB dalam segmen-segmen kapasitas pembangkitan untuk menentukan momen ke-nol dan momen pertama.^[5]

Momen ke-nol adalah jumlah distribusi probabilitas beban dalam periode tertentu. Momen pertama adalah jumlah perkalian antara distribusi probabilitas dengan besar beban yang bersangkutan.

Metode segmentasi digunakan untuk mencari permintaan daya yang dikonsumsi, energi tak terpenuhi dan kemungkinan kehilangan beban dari sistem setelah mengkonvolusi seluruh unit pembangkit dalam sistem. Konvolusi unit pembangkit adalah proses melibatkan suatu unit pembangkit dalam sistem pembangkitan untuk ikut memikul beban sistem.

Langkah-langkah simulasi probabilitas produksi energi dengan metode segmentasi adalah :^[5]

1. Kapasitas total pembangkit sistem KTP

$$KTP = \sum_{i=1}^n KP_i$$

2. Menentukan kapasitas setiap segmen (KS).
3. Kurva sistem beban harian dibuat kedalam fungsi kerapatan probabilitas beban (FKPB).
4. Fungsi kerapatan probabilitas beban (FKPB) dimasukkan ke dalam segmen-segmen.
5. Jumlah distribusi probabilitas dan nilai rata-rata dari variabel acak (untuk mempermudah dibuat skematik blok).

6. Konvolusi unit pembangkit.
7. Perubahan distribusi probabilitas dan nilai rata-rata dari variabel acak.

$$m_{iBaru} = m_{iLama} + kapasitas\ pergeseran(C) \times m_{0i} \dots\dots\dots(13)$$

8. Setelah terjadi pergeseran karena konvolusi

$$m_{0iGeser} = m_{0iLama} (1 - FOR) + m_{0iBaru} \times FOR \dots\dots(14)$$

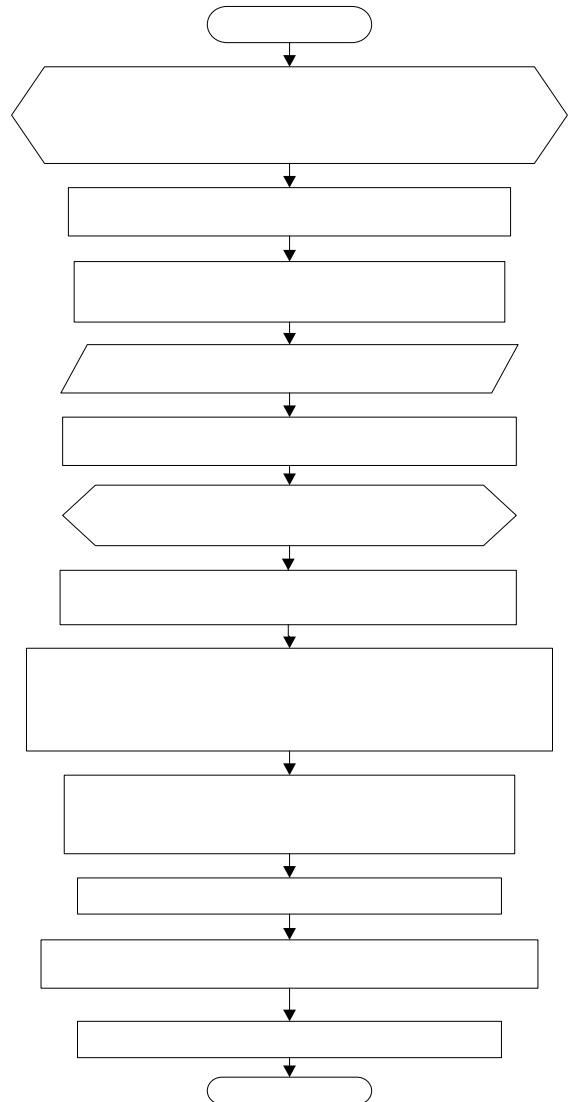
$$m_{1i} = m_{1iLama} (1 - FOR) + m_{1iBaru} \times FOR$$

3.4 Konvolusi dengan Metode Segmentasi

Untuk menghitung kehilangan beban dan energi yang tidak terpenuhi dengan konvolusi unit-unit pembangkit, maka kurva lama beban dibagi dalam segmen-segmen MW yang sama. Besarnya segmen MW dipilih dari kapasitas semua unit pembangkit yang dapat dinyatakan sebagai kelipatan dari besar kapasitas (MW) segmen. Makin kecil nilai segmen yang dipilih, semakin teliti hasil yang didapatkan, tetapi semakin panjang proses perhitungan

3.5 Perancangan Perangkat Lunak

Perangkat lunak perhitungan LOLP dan ENS dibuat dengan bantuan bahasa pemrograman Delphi 7.2. Diagram alir program LOLP dan ENS ditunjukkan pada gambar 8.



Gambar 8. Diagram alir program LOLP dan ENS

IV. HASIL ANALISIS DAN PEMBAHASAN

Jumlah unit pembangkit pada sistem tenaga listrik se-Jawa Tengah dan DIY tahun 2006 adalah 34 unit pembangkit.

Tabel 2. Daya keluaran unit pembangkit tahun 2006.

No	Pembangkit	Daya Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	FOR Unjuk kerja	FOR standar PLN
1	PLTGU TBROK U.1.1	109,65	102,00	0,0007	0,0700
2	PLTGU TBROK U.1.2	109,65	102,00	0,0011	0,0700
3	PLTGU TBROK U.1.3	109,65	102,00	0,0601	0,0700
4	PLTGU TROK ST 1.0	188,00	153,00	0,0196	0,0700
5	PLTGU TBROK U.2.1	109,65	102,00	0,0000	0,0700
6	PLTGU TBROK U.2.2	109,65	102,00	0,0140	0,0700
7	PLTGU TBROK U.2.3	109,65	102,00	0,0018	0,0700
8	PLTGU TROK ST 2.0	188,00	153,00	0,0065	0,0700
9	PLTU TBLOROK U.1	50,00	42,00	0,0027	0,0850
10	PLTU TBLOROK U.2	50,00	42,00	0,0155	0,0850
11	PLTU TBLOROK U.3	200,00	190,00	0,0194	0,0900
12	PLTU CILACAP U.1	300,00	281,00	0,0000	0,0900
13	PLTU CILACAP U.2	300,00	281,00	0,0024	0,0900
14	PLTG CILACAP U.1	33,70	18,00	0,0000	0,0700
15	PLTG CILACAP U.2	30,40	18,00	0,0000	0,0700
16	PLTP DIENG	60,00	45,00	0,0136	0,0500
TOTAL THERMIS		2.058,00	1.835,00		
PLTA RJTD					
17	JELOK U.1	5,12	5,05	0,0000	0,0100
18	JELOK U.2	5,12	5,05	0,0000	0,0100
19	JELOK U.3	5,12	5,05	0,0000	0,0100
20	JELOK U.4	5,12	5,05	0,0000	0,0100
21	TIMO U.1	4,00	3,94	0,0000	0,0100
22	TIMO U.2	4,00	3,94	0,0000	0,0100
23	TIMO U.3	4,00	3,94	0,0000	0,0100
24	GARUNG U.1	13,20	13,06	0,0000	0,0100
25	GARUNG U.2	13,20	13,06	0,0037	0,0100
26	KETENGER U.1	3,52	3,47	0,0000	0,0100
27	KETENGER U.2	3,52	3,47	0,0000	0,0100
28	KETENGER U.3	1,00	0,98	0,0000	0,0100
29	WA LINTANG U.1	9,60	8,92	0,0000	0,0100
30	WA LINTANG U.2	9,60	8,92	0,0000	0,0100
31	KEDUNG OMBO	22,50	22,12	0,0000	0,0100
32	MRICA U.1	60,30	59,80	0,0000	0,0100
33	MRICA U.2	60,30	59,80	0,0000	0,0100
34	MRICA U.3	60,30	59,80	0,0021	0,0100
Total PLTA RJTD		287,12	285,42		
TOTAL PBANGKIT		2.345,12	2.120,42		

4.1 Keandalan Pembangkit Ditinjau dari Faktor-Faktor Pengoperasian Pembangkit

4.1.1 Faktor Beban

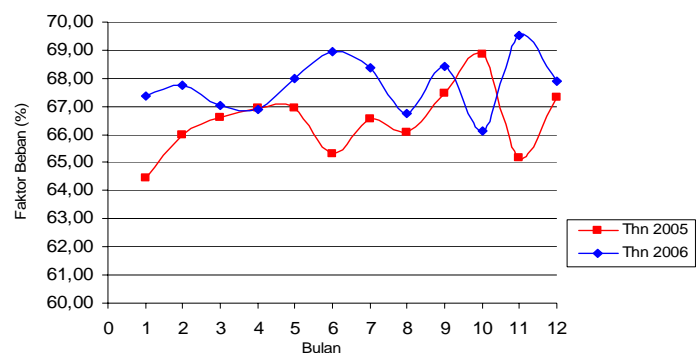
Bagi penyedia tenaga listrik, faktor beban harus setinggi mungkin (100%), hal ini disebabkan karena faktor beban yang semakin tinggi (100%) berarti semakin rata beban sistem. Standar PLN, faktor beban tahunan berkisar antara 60-80% [3]. Dari tabel 4.5 terlihat bahwa faktor beban bulanan pada tahun 2005 dan 2006 rata-rata antara 60-70%. Dengan faktor beban bulanan rata-rata tahun 2006 sebesar 67,75% lebih tinggi 1,28% dibandingkan tahun 2005 sebesar 66,47%, yang berarti keandalan pembangkit tahun 2006 lebih baik dibanding tahun 2005.

Berdasarkan tabel 4, diperoleh bahwa tahun 2005 dan 2006 nilai rata-rata faktor beban harian lebih besar dibandingkan faktor beban mingguan, bulanan maupun tahunan, sehingga untuk memperoleh keandalan yang baik, dalam perhitungan digunakan faktor beban harian. Namun

rata-rata nilai faktor beban tahunan pada tabel 4, masih dibawah ketentuan nilai standart (60-80%).

Tabel 3. Hasil faktor beban bulanan untuk tahun 2005 dan 2006.

Bulan	Beban puncak 2005 (MW)	Beban puncak 2006 (MW)	Faktor Beban 2005 (%)	Faktor Beban 2006 (%)
Januari	2218	2213	64,44	67,37
Februari	2236	2223	65,96	67,75
Maret	2245	2287	66,59	67,02
April	2241	2284	66,92	66,91
Mei	2261	2280	66,95	68,00
Juni	2260	2246	65,32	68,93
Juli	2255	2289	66,57	68,35
Agustus	2284	2320	66,08	66,75
September	2295	2354	67,47	68,42
Oktober	2328	2385	68,83	66,15
November	2281	2427	65,19	69,50
Desember	2278	2416	67,32	67,87
Rata-rata			66,47	67,75
Selisih tahun 2005 dan 2006 (%)			67,75 – 66,47 = 1,28	



Gambar 9. Kurva faktor beban bulanan untuk tahun 2005 dan 2006

Tabel 4. Perbandingan Faktor Beban(FB) Harian, Mingguan, Bulanan dan Tahunan.

Tahun	FB Harian (%)	FB Mingguan (%)	FB Bulanan (%)	FB Tahunan (%)
2005	69,06	67,09	66,47	64,70
2006	70,01	68,54	67,75	64,51

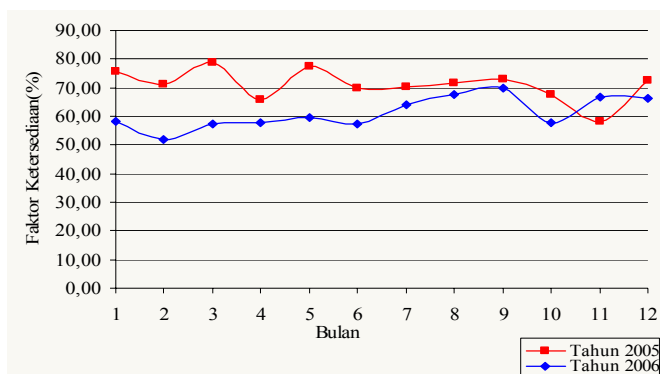
4.1.2 Faktor Ketersediaan

Dari tabel 5 dan gambar 10, dapat dilihat bahwa faktor ketersediaan bulanan pada tahun 2006 mengalami penurunan sebesar 9,79 % yaitu dari 71,02 % pada tahun 2005 menjadi 61,23 % pada tahun 2006, hal ini terjadi karena pada tahun 2006 ada penambahan unit pembangkit baru di Jawa Tengah dan DIY (RJTD) yaitu PLTU Cilacap dengan kapasitas 2x300 MW. Dengan adanya penambahan unit pembangkit baru, maka daya yang terpasang pada sistem pembangkit menjadi bertambah 600 MW dari 1.745,12 MW menjadi 2.345,12 MW, sementara daya yang tersedia pada tahun 2005 dan 2006 relatif konstan berkisar antara 1015-1637 MW. Daya yang tersedia relatif konstan antara tahun 2005 sampai 2006 disebabkan adanya unit pembangkit yang keluar dari sistem untuk pemeliharaan atau adanya gangguan yang terjadi pada unit pembangkit. Berdasarkan persamaan 4 bahwa

dengan semakin besar daya terpasang dan daya tersedia relatif konstan, akan menyebabkan faktor ketersediaan semakin kecil.

Tabel 5. Hasil faktor ketersediaan bulanan tahun 2005 dan 2006.

Bulan	Beban puncak 2005 (MW)	Beban puncak 2006 (MW)	Faktor Ketersediaan 2005 (%)	Faktor Ketersediaan 2006 (%)
Januari	2218	2213	75,52	58,39
Februari	2236	2223	71,17	51,98
Maret	2245	2287	78,96	57,35
April	2241	2284	65,73	57,91
Mei	2261	2280	77,65	59,61
Juni	2260	2246	69,68	57,52
Juli	2255	2289	70,42	64,01
Agustus	2284	2320	71,46	67,42
September	2295	2354	73,18	69,80
Oktober	2328	2385	67,67	57,57
November	2281	2427	58,16	66,82
Desember	2278	2416	72,66	66,35
Rata-rata			71,02	61,23
Selisih tahun 2005 dan 2006 (%)			71,02- 61,23 = 9,79	



Gambar 10. Kurva faktor ketersediaan tahun 2005 dan 2006

Tabel 6. Hasil faktor ketersediaan rata-rata (%) tiap unit pembangkit pada hari Minggu dan Kerja (sesuai urutan dari nilai yang terbesar).

No	PEMBANGKIT		Hari Minggu	Hari Kerja
	1	PLTGU	TAMBAKLOROK G1.3	87,72
2	PLTGU	TAMBAKLOROK G1.1	77,70	80,94
3	PLTGU	TAMBAKLOROK G1.2	76,92	85,19
4	PLTU	TAMBAKLOROK U1	75,07	67,88
5	PLTA	KETENGER	73,97	72,93
6	PLTA	MRICA U1	73,46	65,73
7	PLTGU	TAMBAKLOROK G2.3	73,42	79,23
8	PLTA	MRICA U3	72,84	68,11
9	PLTA	MRICA U2	70,11	69,98
10	PLTGU	TAMBAKLOROK G2.2	69,66	84,69
11	PLTU	TAMBAKLOROK U2	67,95	64,14
12	PLTP	DIENG	66,10	65,68
13	PLTGU	TAMBAKLOROK G2.1	64,48	77,72
14	PLTA	TIMO	60,78	59,45
15	PLTA	WADAS LINTANG	59,51	60,52
16	PLTA	JELOK	53,61	54,12
17	PLTA	GARUNG	53,54	74,13
18	PLTA	KEDUNG OMBO	53,33	54,35

19	PLTU	TAMBAKLOROK U3	51,73	48,53
20	PLTGU	TAMBAKLOROK ST 1	51,02	61,17
21	PLTU	CILACAP U1	50,31	65,97
22	PLTGU	TAMBAKLOROK ST 2	37,68	49,42
23	PLTU	CILACAP U2	22,66	40,03
24	PLTG	CLCAP G2	19,12	34,66
25	PLTG	CLCAP G1	18,46	26,26

Berdasarkan tabel 6 terlihat bahwa faktor ketersediaan unit pembangkit untuk beroperasi pada hari minggu yang tertinggi adalah PLTGU TambakLorok G1.3 sebesar 87,72%. Sedangkan pada hari kerja adalah PLTGU TambakLorok G1.2 (85,19%). Sementara PLTG Cilacap G1 dan Cilacap G2 merupakan pembangkit yang memiliki faktor ketersediaan yang rendah, rata-rata 18,46% sampai 34,66%. Sehingga PLTG Cilacap G1 dan G2 hanya digunakan untuk operasi beban puncak.

Tabel 7. Perbandingan Faktor Ketersediaan (FK) Harian, Mingguan, Bulanan dan Tahunan.

Tahun	FK Harian (%)	FK Mingguan (%)	FK Bulanan (%)	FK Tahunan (%)
2005	69,07	70,77	71,02	73,40
2006	54,20	58,76	61,23	66,82

Berdasarkan tabel 7, diperoleh bahwa pada tahun 2005 dan 2006 nilai rata-rata faktor ketersediaan tahunan lebih besar dibandingkan faktor ketersediaan harian, mingguan maupun bulanan, sehingga untuk memperoleh keandalan yang baik, dalam perhitungan digunakan faktor ketersediaan tahunan. Sebab, faktor ketersediaan semakin tinggi (100%) maka keandalan pembangkit semakin baik.

4.1.3 Faktor Penggunaan

Tabel 8. Hasil faktor penggunaan tahun 2005 dan 2006.

Bulan	Beban puncak 2005 (MW)	Beban puncak 2006 (MW)	Faktor Penggunaan 2005 (%)	Faktor Penggunaan 2006 (%)
Januari	2218	2213	127,12	126,79
Februari	2236	2223	128,11	94,79
Maret	2245	2287	128,63	97,54
April	2241	2284	128,43	97,39
Mei	2261	2280	129,56	97,23
Juni	2260	2246	129,50	95,75
Juli	2255	2289	129,20	97,62
Agustus	2284	2320	130,90	98,95
September	2295	2354	131,52	100,40
Oktober	2328	2385	133,43	101,69
November	2281	2427	130,70	103,49
Desember	2278	2416	130,55	103,02
Rata-rata (%)			129,80	101,22
Selisih tahun 2005 dan 2006 (%)			129,80-101,22 = 28,58	

Dari tabel 8, dapat diketahui bahwa nilai faktor penggunaan tahun 2005 melebihi 100% yang berarti pembangkit mengalami beban lebih (*over loaded*), dengan beban puncak lebih besar dibandingkan kapasitas daya terpasang unit pembangkit tahun 2005. Faktor penggunaan tahun 2006 mengalami penurunan 28,58 % dari tahun 2005 yaitu dari 129,80 % menjadi 101,22 %. Hal ini disebabkan adanya

pembangkit baru (PLTU Cilacap) yang mengakibatkan kapasitas daya terpasang pembangkit RJTD menjadi bertambah 600 MW dari 1.745,12 MW menjadi 2.345,12 MW.

Tabel 9. Perbandingan Faktor Penggunaan (FP) Harian, Mingguan, Bulanan dan Tahunan.

Tahun	FP Harian (%)	FP Mingguan (%)	FP Bulanan (%)	FP Tahunan (%)
2005	125,26	128,58	129,80	133,43
2006	97,07	100,28	101,22	103,49

Dari hasil data faktor penggunaan yang melebihi 100%, membuktikan ada kapasitas pembangkit yang menyuplai dari luar wilayah Jawa Tengah dan DIY (*Region Jawa Tengah DIY, RJTD*). Untuk meningkatkan keandalan pembangkit RJTD, yaitu dengan penambahan pembangkit di RJTD dengan memperhatikan kapasitas daya terpasang pembangkit baru dengan kapasitas total pembangkit yang ada di RJTD ditambah dengan kapasitas pembangkit baru harus melebihi beban puncak yang tercapai. Kelebihan kapasitas daya (total kapasitas terpasang dikurangi beban puncak) digunakan sebagai kapasitas cadangan yang berfungsi untuk mempertahankan keandalan sistem pada setiap operasi, seperti pada saat melakukan pemeliharaan unit pembangkit, untuk mengganti kapasitas unit yang terkena gangguan selama operasi dan untuk mengatasi beban besar yang melebihi dari perkiraan awal tetapi masih dibawah kapasitas total pembangkit RJTD.

Selain penambahan pembangkit baru, untuk mengatasi kekurangan kapasitas daya dalam menyuplai beban adalah dengan menghubungkan sistem transmisi 150 kV wilayah Jawa Tengah dan DIY dengan sistem transmisi 500 kV wilayah Jawa Bali dengan melalui *Interkoneksi Bus Transformator (IBT)*. Yang sering disebut dengan sistem interkoneksi Jawa Bali. Sistem interkoneksi wilayah Jawa Tengah dan DIY dengan sistem Jawa Bali terdapat di gardu induk Ungaran (Kab. Semarang) dan gardu induk Pedan (Klaten).

4.1.4 Faktor Kapasitas (*Capacity Factor, CF*)

Tabel 10. Hasil faktor kapasitas rata-rata (%) unit pembangkit hari Minggu dan Kerja tahun 2005 dan 2006 (sesuai urutan tingkat keandalan hari minggu dari nilai terbesar sampai terkecil).

No	PEMBANGKIT		Hari Minggu	Hari Kerja
1	PLTP	DIENG	82,29	81,15
2	PLTU	TAMBAKLOROK U1	77,62	79,10
3	PLTU	TAMBAKLOROK U2	71,81	74,99
4	PLTA	KETENGER	66,27	66,49
5	PLTA	TIMO	65,48	64,39
6	PLTA	WADAS LINTANG	65,02	65,03
7	PLTA	JELOK	55,17	54,68
8	PLTU	CILACAP U1	54,47	58,59
9	PLTGU	TAMBAKLOROK G1.2	50,55	60,65
10	PLTU	TAMBAKLOROK U3	46,02	47,30
11	PLTGU	TAMBAKLOROK G2.2	42,11	53,44
12	PLTGU	TAMBAKLOROK G1.3	34,29	52,98
13	PLTGU	TAMBAKLOROK G1.1	32,91	47,86
14	PLTGU	TAMBAKLOROK ST 1	31,73	47,75
15	PLTGU	KEDUNG OMBO	28,64	29,77
16	PLTGU	TAMBAKLOROK G2.3	28,28	45,07
17	PLTGU	TAMBAKLOROK G2.1	27,75	39,70
18	PLTA	MRICA U1	26,82	29,68

19	PLTA	MRICA U3	26,08	30,40
20	PLTGU	TAMBAKLOROK ST 2	25,69	37,48
21	PLTA	MRICA U2	23,62	27,99
22	PLTU	CILACAP U2	20,28	21,84
23	PLTA	GARUNG	11,21	12,77
24	PLTG	CLCAP G1	6,97	12,23
25	PLTG	CLCAP G2	6,20	11,56

Berdasarkan tabel 10, terlihat bahwa faktor kapasitas tertinggi adalah PLTP Dieng (hari Minggu 82,29% dan hari Kerja 81,15%), berarti unit PLTP Dieng memiliki keandalan paling baik di antara unit pembangkit yang lain di Jawa Tengah dan DIY sedangkan faktor kapasitas terendah (hari Minggu 6,20% dan hari Kerja 11,56%) terjadi pada unit PLTG Cilacap G2. Hal ini disebabkan kekurangan pasokan gas sebagai sumber penggerak PLTG Cilacap, sehingga secara operasional, PLTG hanya dioperasikan untuk menyuplai beban puncak.

Tabel 11. Hasil faktor kapasitas (%) tiap unit pembangkit tahun 2005 dan tahun 2006.

Jenis	Nama Pembangkit	Faktor Kapasitas (%)			
		HARI KERJA		HARI MINGGU	
		Thn 2005	Thn 2006	Thn 2005	Thn 2006
P L T A	JELOK	58,76	50,59	59,54	50,79
	TIMO	71,05	57,73	72,19	58,77
	GARUNG	12,67	12,87	10,38	12,04
	KETENGER	73,18	59,81	73,43	59,10
	WADAS LINTANG	58,86	71,19	60,37	69,66
	KEDUNG OMBO	25,63	33,91	26,14	31,13
	MRICA U1	34,17	25,18	31,70	21,93
	MRICA U2	30,52	25,46	25,25	21,99
	MRICA U3	33,02	27,78	28,34	23,83
P L T U	TAMBAKLOROK U1	77,50	80,70	77,75	77,48
	TAMBAKLOROK U2	77,32	72,66	76,17	67,44
	TAMBAKLOROK U3	54,97	39,63	51,52	40,51
P L T G U	TAMBAKLOROK G1.1	54,44	41,29	42,03	23,79
	TAMBAKLOROK G1.2	62,57	58,73	49,50	51,60
	TAMBAKLOROK G1.3	50,23	55,73	36,53	32,06
	TAMBAKLOROK ST 1	49,35	46,14	36,09	27,37
	TAMBAKLOROK G2.1	39,24	40,15	33,19	22,32
	TAMBAKLOROK G2.2	58,02	48,86	52,22	32,00
	TAMBAKLOROK G2.3	52,06	38,07	37,69	18,87
	TAMBAKLOROK ST 2	43,13	31,82	34,67	16,71
P L T G	PLTG CLCAP G1	15,95	8,52	9,63	4,31
	PLTG CLCAP G2	16,21	6,91	10,00	2,39
	PLTP DIENG	81,22	81,08	83,23	81,34
P L T U	CILACAP U1	-	58,59	-	54,47
	CILACAP U2	-	21,84	-	20,28
Rata-Rata (%)		44,63	49,13	43,81	44,24
Selisih CF (%)		(49,13-43,81) = 5,32		(44,24-36,89) = 7,35	

Standart PLN, nilai faktor kapasitas tahunan PLTU adalah 60-80%. Untuk PLTA, faktor kapasitas tahunan antara 30-50%, hal ini berkaitan dengan ketersediaan air sebagai sumber penggerak PLTA yang mengalami perubahan musim penghujan dan kemarau di Indonesia.^[3]

Berdasarkan tabel 11, Faktor kapasitas rata-rata keseluruhan pembangkitan sistem RJTD pada hari kerja tahun 2006 mengalami penurunan 5,32 % dari tahun 2005 yaitu dari 49,13 % menjadi 43,81 %. Sementara pada hari minggu tahun 2006 menurun 7,35% (44,24% menjadi 36,89%) dari tahun 2005.

Tabel 12. Faktor kapasitas rata-rata tahun 2005 dan 2006 unit pembangkit (%) sesuai urutan tingkat keandalan tahun 2005 dari nilai terbesar sampai terkecil.

No	PEMBANGKIT		Thn 2005	Thn 2006
1	PLTP	DIENG	81,83	81,08
2	PLTU	TAMBAKLOROK U1	77,89	80,30
3	PLTU	TAMBAKLOROK U2	77,41	71,96
4	PLTA	KETENGER	73,55	59,92
5	PLTA	TIMO	71,41	58,11
6	PLTA	TAMBAKLOROK G1.2	60,82	57,66
7	PLTA	WADAS LINTANG	59,22	70,95
8	PLTA	JELOK	59,02	50,84
9	PLTGU	TAMBAKLOROK G2.2	56,97	46,64
10	PLTU	TAMBAKLOROK U3	54,53	39,77
11	PLTGU	TAMBAKLOROK G1.1	53,04	38,57
12	PLTGU	TAMBAKLOROK G2.3	50,07	35,30
13	PLTGU	TAMBAKLOROK G1.3	48,18	52,49
14	PLTGU	TAMBAKLOROK ST 1	47,58	43,44
15	PLTGU	TAMBAKLOROK ST 2	41,83	29,72
16	PLTGU	TAMBAKLOROK G2.1	38,29	37,61
17	PLTA	MRICA U1	33,93	24,87
18	PLTA	MRICA U3	32,62	27,38
19	PLTA	MRICA U2	29,98	25,12
20	PLTA	KEDUNG OMBO	25,90	33,42
21	PLTG	CLCAP G2	15,26	6,25
22	PLTG	CLCAP G1	14,98	7,90
23	PLTA	GARUNG	12,35	12,78
24	PLTU	CILACAP U1	-	58,02
25	PLTU	CILACAP U2	-	21,48

Untuk faktor kapasitas tahunan, berdasarkan tabel 12 menunjukkan bahwa PLTP Dieng memiliki keandalan paling tinggi (81,83 %) untuk tahun 2005 dan (81,08 %) untuk tahun 2006 dari semua pembangkit yang ada di wilayah Jawa Tengah dan DIY. Sedang pada PLTU Cilacap (PLTU Cilacap unit 1 maupun unit 2) pada tahun 2006 faktor kapasitas masih dibawah angka normal (60-80%) yaitu 58,02% dan 21,48%, hal ini disebabkan adanya penyesuaian pembangkit baru terhadap sistem yang ada yaitu jadwal pengoperasian unit terhadap kebutuhan beban dan masalah kekurangan pasokan bahan bakar batubara.

Tabel 13. Perbandingan Faktor Kapasitas (CF) Harian, Mingguan, Bulanan dan Tahunan.

Tahun	CF Harian (%)	CF Mingguan (%)	CF Bulanan (%)	CF Tahunan (%)
2005	48,40	49,04	49,08	49,12
2006	42,63	43,45	43,53	44,79

Berdasarkan tabel 13, diperoleh bahwa pada tahun 2005 dan 2006 nilai rata-rata faktor kapasitas tahunan lebih besar dibandingkan faktor kapasitas harian, mingguan maupun bulanan. Untuk memperoleh keandalan yang baik, dalam perhitungan digunakan faktor kapasitas tahunan. Sebab, bila faktor kapasitas semakin tinggi (100%) maka keandalan pembangkit semakin baik.

4.2 Keandalan Pembangkit Ditinjau Dari Indeks LOLP dan ENS

LOLP merupakan indeks yang menggambarkan besar probabilitas unit-unit pembangkit yang beroperasi tidak mampu melayani beban/ kehilangan beban. Untuk analisis digunakan beban puncak hari Kerja, Sabtu dan Minggu yang terjadi tahun 2006.

Tabel 14. Indeks LOLP dan ENS tahun 2006 dengan daya terpasang yang beroperasi (1.786,37 MW)

Hari/ Tanggal	Beban Puncak (MW)	Energi Konsumsi (MWh/ thn)	Energi yang Diproduksi (MWh/ tahun)	ENS (MWh/tahun)	LOLP (Hari per tahun)
Rabu, 15 November 2006	2427	15.281.820	14.828.040,473	453.779,526	63,895
Sabtu, 11 November 2006	2379	14.612.410	14.174.479,016	437.930,984	63,684
Minggu, 3 Desember 2006	2309	13.688.230	13.464.259,339	223.970,661	61,496

Tabel 15. Indeks LOLP dan ENS tahun 2006 dengan daya terpasang (2.345,12 MW)

Hari/ Tanggal	Beban Puncak (MW)	Energi Konsumsi (MWh/ thn)	Energi yang Diproduksi (MWh/ tahun)	ENS (MWh/tahun)	LOLP (Hari per tahun)
Rabu, 15 November 2006	2427	15.281.820	15.265.743,599	16.076,400	18,399
Sabtu, 11 November 2006	2379	14.612.410	14.605.445,998	6.964,001	3,901
Minggu, 3 Desember 2006	2309	13.688.230	13.686.012,865	2.217,134	1,201

Berdasarkan tabel 14, bahwa nilai LOLP unit pembangkit Jawa Tengah dan DIY yang menyuplai beban melalui sistem transmisi 150 kV, tidak memiliki keandalan sesuai ketentuan PLN (dibawah atau sama dengan 3 hari per tahun), sebab nilai LOLP rata-rata tahun 2005 dan 2006 di atas 3 hari per tahun yaitu 61,496 hari/tahun. Hal ini disebabkan dalam perhitungan LOLP dan ENS, pembebanan dan pembangkitan RJTD menggunakan skenario P3B pusat di Gandul (interkoneksi Jamali), kemudian dalam perhitungan LOLP sistem interkoneksi yang menyuplai daya dari luar RJTD diputus dari interkoneksi pembangkit RJTD 150 kV. Nilai ENS berdasarkan tabel 14, pada tahun 2006 bernilai 223.970,661 sampai dengan 453.779,526 MWh/ tahun, yang berarti unit pembangkit di Jawa Tengah dan DIY tidak mampu memenuhi kebutuhan beban yang tercapai.

Berdasarkan tabel 15 menunjukkan pada hari Minggu 3 Desember 2006 nilai LOLP 1,201 hari per tahun (sesuai dengan standar PLN, dibawah atau sama dengan 3 hari per tahun) yang berarti unit pembangkit memiliki keandalan yang baik. Sebab, beban puncak pada hari Minggu tahun 2006 (2309 MW) lebih rendah dari kapasitas pembangkit terpasang (2.345,12 MW). Hal ini dapat terjadi dengan syarat pembangkit RJTD di skenario sendiri oleh P3B Ungaran dengan memaksimalkan kapasitas semua pembangkit di Jawa Tengah dan DIY (kapasitas total pembangkit 2.345,12 MW). Namun apabila pembangkit RJTD di skenario oleh P3B pusat Gandul, kemudian langsung diputus dari interkoneksi Jamali (pembangkit RJTD beroperasi sendiri) menyebabkan nilai LOLP bernilai 61,496 hari/tahun (tabel 14).

V. PENUTUP

5.1 Kesimpulan

1. a. Keandalan pembangkit berdasarkan faktor beban bulanan sistem untuk tahun 2006 mengalami kenaikan 1,28% dari tahun 2005 yaitu dari 66,47% menjadi 67,75% (Tabel 3).
b. Untuk mendapatkan keandalan pembangkit berdasarkan faktor beban yang maksimal (100%) adalah dengan menggunakan faktor beban sistem harian, sebab dengan sistem harian pembangkit mampu dibebani sesuai beban puncak yang tercapai selama 1 hari, sedangkan dengan sistem mingguan kemungkinan pembangkit dibebani sesuai beban puncak secara konstan selama 1 minggu sangat kecil, sebab dalam 1 minggu ada beban minimal (contoh hari Minggu) sehingga ada penurunan kapasitas pembangkit dari beban puncak (untuk mengurangi biaya operasi) (Tabel 4)
2. Keandalan pembangkit berdasarkan faktor ketersediaan mengalami penurunan pada tahun 2006 dibanding tahun 2005 yaitu turun 9,79 % dari semula 71,02% menjadi 61,23% (Tabel 5).
3. Keandalan pembangkit berdasarkan faktor penggunaan unit pembangkit tahun 2006 turun 28,58% dari tahun 2005 yaitu 129,80% menjadi 101,22% (Tabel 8). Faktor penggunaan bernilai diatas 100 %, hal ini disebabkan dalam menyuplai beban wilayah Jawa Tengah dan DIY ada pembangkit dari luar Jawa Tengah dan DIY yang ikut menyuplai beban (adanya sistem interkoneksi Jawa Madura Bali).
4. Keandalan pembangkit berdasarkan faktor kapasitas mengalami penurunan pada tahun 2006 dibanding tahun 2005 yaitu turun 4,33% dari semula 49,12% menjadi 44,79% (Tabel 13).
5. Untuk mendapatkan ketelitian nilai LOLP dan ENS yang teliti dengan metode segmentasi adalah dengan menggunakan batas segmen kapasitas daya terkecil dalam sistem pembangkit
6. a. Dengan menggunakan beban RJTD skenario sistem interkoneksi Jawa Madura Bali (Jamali) dan pembangkitan RJTD menggunakan skenario pengaturan yang berdiri sendiri (skenario Unit Pengatur Beban Ungaran) dengan kapasitas daya 2.345,12 MW yang terputus dari interkoneksi Jamali, menyebabkan indeks keandalan LOLP pembangkit Jawa Tengah dan DIY bernilai 1,201 hari/tahun atau telah sesuai dengan standard PLN (≤ 3 hari/tahun) dan indeks ENS sebesar 2.217,134 MWh/tahun (Tabel 15).
b. Dengan menggunakan beban dan pembangkit RJTD skenario sistem interkoneksi Jawa Madura Bali (Jamali) dan dalam perhitungan LOLP dengan pembangkit yang menyuplai beban RJTD dari luar Jawa Tengah dan DIY dilepas (tidak terhubung) dengan interkoneksi pembangkit RJTD, menyebabkan indeks keandalan LOLP pembangkit Jawa Tengah dan DIY bernilai 61,496 hari/tahun atau tidak sesuai dengan standard PLN (≤ 3 hari/tahun) dan indeks ENS sebesar 223.970,661 MWh/tahun (Tabel 14).

5.2 Saran

1. Tugas akhir ini dapat dilanjutkan dengan melakukan analisa perhitungan indeks keandalan yang melibatkan sistem transmisi dan distribusi di Jawa Tengah dan DI

Yogyakarta dengan indeks keandalan SAIDI dan SAIFI.

2. Untuk memperoleh indeks keandalan pembangkit tenaga listrik yang lebih teliti dapat dikembangkan dengan sistem interkoneksi 500 kV Jawa Madura Bali.
3. Untuk mengetahui keandalan yang lebih teliti dapat dilanjutkan sampai dengan perhitungan biaya operasi pembangkit dan menggunakan data sekunder hingga lima tahun terakhir.
4. Untuk mencapai keandalan sistem tenaga listrik yang maksimal (100%) pada wilayah Jawa Tengah dan DIY (*Region Jawa Tengah DIY, RJTD*), maka total kapasitas daya pembangkit dan cadangan daya harus dapat memenuhi beban puncak yang tercapai pada RJTD $\{(kapasitas\ daya + cadangan\ daya) > beban\ puncak\}$. Dengan demikian, apabila ada gangguan pembangkit diluar RJTD (pada sistem interkoneksi 500 kV), kebutuhan pasokan tenaga listrik di RJTD dapat tercukupi oleh kapasitas daya pembangkit dalam RJTD sendiri. Standart PLN mengenai cadangan daya pada sistem pembangkit adalah 30 % dari beban puncak yang tercapai^[23] atau minimal sebesar satu unit pembangkit terbesar dalam sistem pembangkitan^[24].

VI. DAFTAR PUSTAKA

- [1]. Balagurusamy, E., "Reliability Engineering", McGraw-Hill, New Delhi, 1984.
- [2]. Djiteng Marsudi, Ir, "Operasi Sistem Tenaga Listrik", Balai Penerbit & Humas ISTN, Bumi Srengseng Indah, Ps. Minggu, Jakarta Selatan, 1990.
- [3]. Djiteng Marsudi, Ir, "Pembangkitan Energi Listrik", Penerbit Erlangga, Jakarta, 2005.
- [4]. Endrenyi, J., "Reliability Modeling In Electric Power Systems", John Wiley & Sons, New York, 1978.
- [5]. Hartono, pembimbing Prof. Dr. Ir. Zuhaili, MSc., Paper: "Perbandingan Simulasi probabilitas produksi sistem tenaga metode segmentasi dibandingkan metode fungsi energi ekuivalen", Pascasarjana UI, 2005.
- [6]. Homer M Rustebakke, "Electric Utility System And Practice 4th Edition", John Wiley and son's, Canada, 1983.
- [7]. I Putu Sutawinaya, "Studi Pemilihan Jenis Pembangkit Tenaga Listrik Sistem Jawa Bali dalam upaya mendukung kebutuhan Energi listrik dimasa depan", Tugas Akhir, Undip, Semarang, 1995.
- [8]. Priyanta, Dwi, Ir., MSE, "Modul Ajar Keandalan Dan Perawatan", Institut Teknologi Sepuluh November, Surabaya, 2000.
- [9]. Sulasno, Ir., "Diktat Kuliah Distribusi Sistem Tenaga Listrik", Teknik Elektro Undip, Semarang, 1998.
- [10]. Sulasno, Ir., "Teknik dan Sistem Distribusi Tenaga Listrik", Badan Penerbit Universitas Diponegoro, Semarang, 2001.
- [11]. Sulasno, Ir., "Panduan Ajar Pengoperasian Pusat Pembangkit Tenaga Listrik", Universitas Diponegoro, Semarang.
- [12]. Sullivan, R.L., "Power System Planning", McGraw - Hill International Book Company, New York, 1977.
- [13]. Warsito Agung, "Perencanaan Fasilitas Pembangkit-Pembangkit di Indonesia", Tugas Akhir, UGM, Yogyakarta, 1985.
- [14]. Xifan Wang, "Equivalent Energy Function Approach to Power System Probabilistic Modeling", IEEE

- Transactions on Power System, Vol.3, No.3, Agustus 1988.
- [15]. Prajitno, Basuki, Ir., “Makalah, Operasi Sistem Tenaga Listrik Jawa-Madura-Bali : Sudah Efisienkah? ”. 2002.
- [16]. _____, *Borland DELPHI versions 7*, Penerbit Andi, Yogyakarta, 2002.
- [17]. _____, Evaluasi Hasil Operasi Sub Sistem Tenaga Listrik Region Jawa Tengah dan DIY (RJTD) tahun 2005, PT.PLN (Persero) P3B Jawa Bali Region Jateng dan DIY, Semarang, 2006.
- [18]. _____, Laporan Harian Pelaksana Operasi Region Jawa Tengah dan DIY (RJTD) tahun 2005, PT.PLN (Persero) P3B Jawa Bali Region Jateng dan DIY, Semarang, 2005.
- [19]. _____, Laporan Harian Pelaksana Operasi Region Jawa Tengah dan DIY (RJTD) tahun 2006, PT.PLN (Persero) P3B Jawa Bali Region Jateng dan DIY, Semarang, 2006.
- [20]. _____, Laporan Pembangkit Oktober 2005, November 2006 dan Desember 2006 PT.PLN (Persero) P3B Jawa Bali Region Jateng dan DIY, Semarang.
- [21]. _____, Prosedur Tetap Deklarasi Kondisi Pembangkit dan Indeks Kinerja Pembangkit, No. PLN/DKP-IKP/2007-01, PT.PLN (Persero), Juni 2007.
- [22]. _____, Daya Terpasang & Kemampuan Unit Pembangkit RJTD 2006, PT.PLN (Persero) P3B Jawa Bali Region Jateng dan DIY, Semarang.
- [23]. _____, “*Pertumbuhan Konsumsi 2008 Ditekan, dengan narasumber GM PLN P3B Jawa Bali Muljo Adji*”, Harian Umum Kompas, Jakarta, Selasa 26 Februari 2008.
- [24]. _____, “*Cadangan PLN Diturunkan, dengan narasumber GM PLN P3B Jawa Bali Muljo Adji*”, Harian Umum TEMPO Interaktif, Jakarta, Senin 11 September 2006.
- [25]. North American Electric Reliability Council, “Resource and Transmission Adequacy Recommendations,” Prepared by the Resource and Transmission Adequacy Task Force of the NERC Planning Committee NERC Board of Trustees, June 15, 2004, p. 11.



Gunawan Eko Prasetyo (L2F002580) dilahirkan di Karanganyar, 26 Januari 1984. Sekarang dalam tahap menyelesaikan studi S1 di Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Diponegoro Semarang Konsentrasi Energi Listrik.

Menyetujui dan Mengesahkan,

Pembimbing I,

Pembimbing II,

Ir. Sulasno
NIP. 130 871 629
Tanggal :

Susatyo Handoko, S.T., M.T.
NIP. 132 282 683
Tanggal :