

ANALISA KEANDALAN SISTEM TENAGA LISTRIK JAWA TENGAH DAN DIY PERIODE TAHUN 2009-2011

Eri Yawantoro¹⁾, Bambang Supradono²⁾, Achmad Solichan³⁾

^{1,2,3)} Jurusan Teknik Elektro - Fakultas Teknik
Universitas Muhammadiyah Semarang
Jl. Kasipah no.10-12 Semarang – Indonesia

ABSTRACT

Power Plant units are responsible for providing power generation in the power system so that the load can be served. Power Plant units may trouble each time. The disorder resulting plants can not operate. If this interference occurs at the same time on several large generating units, it is possible that the power available in the system is reduced such that the system is not sufficient to serve the load.

Reliability of the electrical system must be maintained and enhanced, so that the load needs to be served. Thus it is necessary to investigate whether or not the reliability of the system every year.

Reliability of the electrical system can be determined by calculating the value of (loss of load probability) LOLP with units of days / year. The smaller the value, the better the level of LOLP kendalan an electrical system.

In 2009 the electrical system of Central Java and Yogyakarta not meet the standards, ie the value of LOLP 4.088 days / year. For the years 2010 and 2011 has increased reliability and meet the standards, with the value of 0.043 days in 2010 and 0.017 in 2011 days.

Keywords: LOLP, reliability of Electric Power Systems

1. PENDAHULUAN

Unit-unit pembangkit yang bertugas menyediakan daya agar beban terlayani, sewaktu-waktu dapat mengalami gangguan sehingga tidak dapat beroperasi. Ketika beberapa unit pembangkit yang besar mengalami gangguan dan terjadi secara bersamaan, maka ada kemungkinan daya tersedia dalam sistem berkurang sedemikian besarnya sehingga sistem tidak mampu melayani beban. Dalam hal yang demikian terpaksa dilakukan pelepasan beban atau terpaksa sistem kehilangan beban, terjadi

pemadaman dalam sistem. Beban berubah-ubah sepanjang waktu, maka *forced outage* yang berlangsung pada saat-saat beban puncak akan mempunyai pengaruh yang berbeda terhadap cadangan daya yang tersedia dibandingkan dengan *forced outage* yang berlangsung pada saat-saat beban rendah.

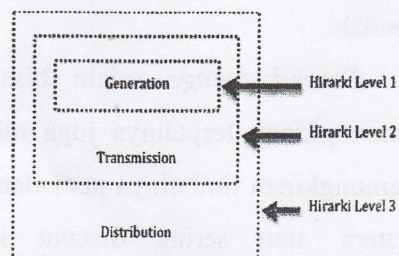
Forced outage selain bisa dihitung kemungkinan terjadinya juga memberikan kemungkinan timbulnya pemadaman dalam sistem atau sering disebut kehilangan beban. Kemungkinan kehilangan beban

dapat diketahui dari nilai indeks *Loss of load probability (LOLP)*.

Aplikasi teknik probability untuk evaluasi keandalan sistem tenaga listrik dikemukakan pertama kali pada tahun 1933. Konsep dari *loss of load probability (LOLP)* diperkenalkan pada tahun 1947 (J. Nanda dan M.L. Khothari, 1994). *LOLP* didefinisikan sebagai kemungkinan dimana kapasitas daya yang mengalami *force outage* melebihi dari cadangan daya pada sistem. *LOLP* ini dievaluasi untuk beberapa beban puncak sebagai representasi dari keandalan suatu sistem.

2. TINJAUAN PUSTAKA

Banyak penelitian telah dilakukan mengenai keandalan sistem tenaga listrik. Perkiraan beban mendapat perhatian yang cukup besar terutama guna perencanaan penambahan unit pembangkit. (Zein dkk, 2008), (Subekti dkk, 2008) meneliti keandalan berdasarkan perkiraan beban dan rencana operasi oleh PLN. (Meliopoulos dkk, 2005) meneliti keandalan sistem di sisi transmisi dan distribusi tenaga listrik.



Gambar 1. Model Level Hirarki Keandalan Sistem (Cheng dkk, 2009)

Cheng dkk, 2009 meneliti model sistem keandalan dengan metode graph dimana model terdiri dari 3 level hirarki seperti pada gambar 1.

Pada penelitian ini akan diteliti keandalan sistem pada level I disebut sebagai *bulk power level*, sebagaimana penelitian yang dilakukan Zein, dkk dan Subekti, dkk. Perbedaannya pada penelitian terdahulu menganalisa perkiraan ketersediaan daya sistem secara global sedangkan pada penelitian ini dianalisa keandalan sistem dengan memasukkan faktor operasi unit pembangkit dalam setahun.

Daya tersedia dalam sistem tenaga listrik haruslah cukup untuk melayani kebutuhan tenaga listrik dari pelanggan. Daya bergantung kepada daya terpasang unit-unit pembangkit dalam sistem dan juga bergantung pada kesiapan operasi unit-unit tersebut. Berbagai faktor seperti gangguan kerusakan dan pemeliharaan rutin, menyebabkan unit pembangkit menjadi tidak siap operasi. Keandalan operasi sistem tidak hanya bergantung pada cadangan daya tersedia dalam sistem tetapi juga pada besar kecilnya nilai *FOR* per tahun dari unit-unit pembangkit yang beroperasi. Keandalan

operasi sistem akan makin tinggi apabila daya tersedia dalam sistem makin terjamin. Tingkat jaminan tersedianya (*availability*) dalam sistem bergantung pada :

- a. Besarnya cadangan daya tersedia
- b. Besarnya *Forced Outage Hours* unit pembangkit dalam satu tahun

Resiko indeks *LOLP* dihitung dengan cara mencari perkiraan jumlah hari dimana beban puncak harian akan melebihi kapasitas tersedia.

$$LOLP = P \times t$$

Keterangan :

LOLP : nilai LOLP.

P : probabilitas kehilangan beban.

$P = \text{nilai mutlak/absolute dari perkalian (nilai kombinasi1 - FOR1).(nilai kombinasi2 - FOR2).(nilai kombinasi ke-n - FOR ke-n)}$

t : waktu kehilangan beban.

Kurva durasi beban digunakan untuk menghitung indeks *LOLP* dinyatakan dalam jumlah hari dalam periode yang ditentukan ketika beban diperkirakan melebihi kapasitas pembangkit yang tersedia. Indeks ini mengukur kecukupan keseluruhan unit pembangkit untuk memenuhi total beban sistem, tidak mempertimbangkan kendala transmisi atau sumber energi yang tersedia dalam sistem.

Nilai *LOLP* dapat diperkecil dengan menambah daya terpasang atau

menurunkan nilai *Forced Outage Rate* (*FOR*) unit pembangkit, karena dua langkah ini dapat memperkecil probabilitas daya tersedia b pada gambar 1 menjadi terlalu rendah sehingga memotong kurva lama beban dengan nilai t yang lebih lama.

Standar PLN mengenai *LOLP* adalah 3 hari per tahun untuk sistem interkoneksi Jawa (*JAMALI*) hari dan 5 hari per tahun untuk sistem di luar Jawa.

3. METODOLOGI PENELITIAN

Alat yang digunakan dalam penelitian adalah microsoft excel. Microsoft excel berfungsi sebagai media untuk menghitung nilai kemungkinan yang muncul. Dengan memasukkan semua daya dan nilai *FOR* dari semua unit pembangkit di Jateng dan DIY serta membuat kombinasi kemungkinan. Maka dapat dihitung nilai kemungkinan terjadinya.

No. Urut	DAYA BEROPERASI				KAPASITAS	WAKTU KEHILANGAN (t)	TOTAL
	1	2	3	4			
1	1096	2191	3286	4381	5476	6571	7666
2	1096	2191	3286	4381	5476	6571	7666
3	1096	2191	3286	4381	5476	6571	7666
4	1096	2191	3286	4381	5476	6571	7666
5	1096	2191	3286	4381	5476	6571	7666
6	1096	2191	3286	4381	5476	6571	7666
7	1096	2191	3286	4381	5476	6571	7666
8	1096	2191	3286	4381	5476	6571	7666
9	1096	2191	3286	4381	5476	6571	7666
10	1096	2191	3286	4381	5476	6571	7666

Gambar 2. Perhitungan Nilai Kemungkinan
Keterangan :

- Daya beroperasi perunit = daya dikali kombinasi kemungkinannya.
- Daya beroperasi total = jumlah daya dari semua unit.
- Daya trip = total daya dikurangi daya beroperasi.
- Kemungkinan setiap unit = nilai kombinasi dikurangi nilai *FOR*, hasil dibuat absolut agar tidak ada nilai negatif.
- Total kemungkinan = perkalian dari semua kemungkinan unit dalam satu baris kombinasi.

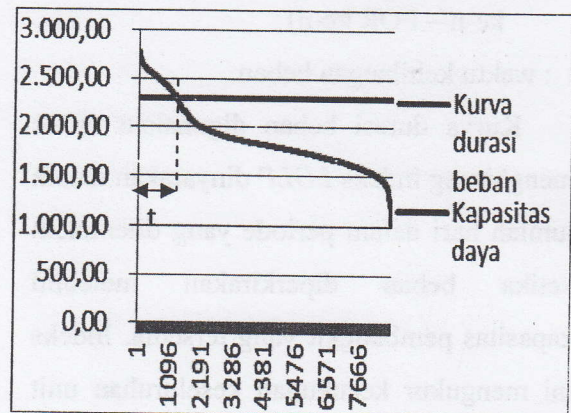
Microsoft excel juga digunakan untuk membuat kurva durasi beban dari data beban selama setahun yang sudah disortir dari beban tertinggi sampai beban terendah. Kurva ini akan dipotong dengan daya

beroperasi dari setiap kemungkinan. Dari pemotongan kurva dan daya beroperasi akan diperoleh waktu kehilangan (*t*) beban dari setiap kemungkinan. Nilai *t* akan digunakan untuk mencari *LOLP*.

Bahan-bahan yang digunakan dalam penelitian ini adalah :

- Data realisasi indeks kinerja pembangkit sistem tenaga listrik Jateng dan DIY. Dari data ini akan diambil Daya Mampu Netto (*DMN*) dan nilai *FOR* dari setiap pembangkit, yang digunakan untuk menghitung nilai kemungkinan.
- Data beban.

Data beban ini akan digunakan untuk membuat kurva durasi beban selama setahun.

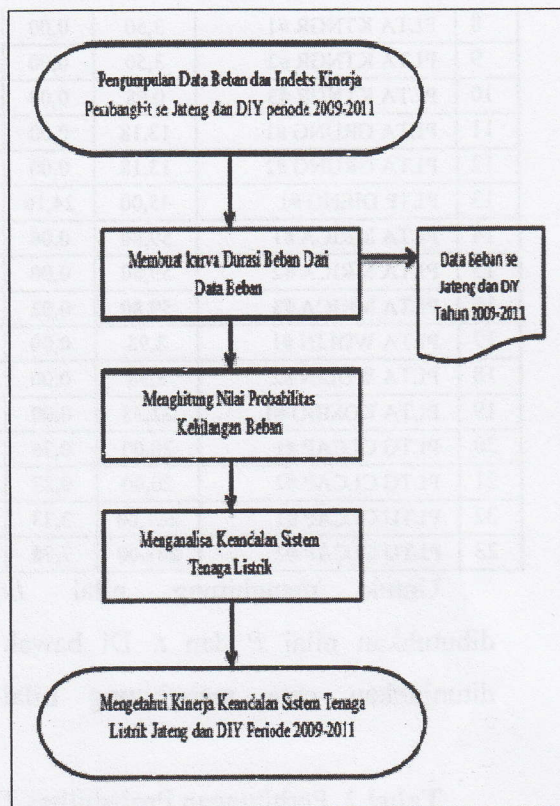


Gambar 3. Perpotongan Kapasitas Daya dengan Kurva Durasi Beban

Penelitian dilakukan dengan tahapan sebagai berikut :

- a. Studi pustaka yaitu mencari dan merujuk berbagai literatur yang berhubungan dengan keandalan sistem tenaga listrik.
- b. Pengumpulan data yaitu mencari data beban dan indeks kinerja pembangkit se Jateng dan DIY.
- c. Membuat kurva durasi beban dari data beban. Kurva menunjukkan beban selama 1 tahun, dibuat untuk 3 tahun dari tahun 2009 sampai tahun 2011.
- d. Menghitung nilai probabilitas kehilangan beban menggunakan aplikasi pada microsoft excel.
- e. Menganalisa keandalan sistem tenaga listrik dengan memotongkan daya beroperasi kedalam kurva beban. Dengan perpotongan ini akan didapat nilai t yang akan digunakan untuk menghitung LOLP.

Jalan penelitian ini dapat digambarkan dengan flowchart berikut :



Gambar 4. Flowchart penelitian.

4. ANALISA DAN HASIL

4.1 LOLP tahun 2009

Jumlah unit pembangkit pada sistem tenaga listrik se-Jateng dan DIY tahun 2009 adalah 36 unit pembangkit.

Tabel 1. Daya mampu netto (DMN) dan *force outage rated (FOR)* pembangkit tahun 2009.

NO	PEMBANGKIT	DMN [MW]	FOR [%]	FOR
1	PLTA JELOK #1	5,10	0,00	0,00
2	PLTA JELOK #2	5,10	0,00	0,00
3	PLTA JELOK #3	5,10	0,00	0,00
4	PLTA JELOK #4	5,10	0,00	0,00
5	PLTA TIMO #1	3,98	0,00	0,00
6	PLTA TIMO #2	3,98	0,00	0,00
7	PLTA TIMO #3	3,98	0,00	0,00

8	PLTA KTINGR #1	3,50	0,00	0,00
9	PLTA KTINGR #2	3,50	0,00	0,00
10	PLTA KTINGR #3	0,98	0,00	0,00
11	PLTA GRUNG #1	13,18	0,00	0,00
12	PLTA GRUNG #2	13,18	0,00	0,00
13	PLTP DIENG #1	45,00	24,16	0,24
14	PLTA MRICA #1	59,80	0,06	0,00
15	PLTA MRICA #2	59,80	0,00	0,00
16	PLTA MRICA #3	59,80	0,02	0,00
17	PLTA WDLIN #1	8,98	0,00	0,00
18	PLTA WDLIN #2	8,98	0,00	0,00
19	PLTA KOMBO #1	22,33	0,00	0,00
20	PLTG CLCAP #1	20,00	0,76	0,01
21	PLTG CLCAP #2	20,00	9,23	0,09
22	PLTU CLCAP #1	281,00	3,33	0,03
23	PLTU CLCAP #2	281,00	7,78	0,08

24	PLTU TJATI #1	660,80	4,51	0,05
25	PLTU TJATI #2	660,80	17,06	0,17
26	PLTGU TBROK #1.0	150,00	0,86	0,01
27	PLTGU TBROK #1.1	100,00	37,91	0,38
28	PLTGU TBROK #1.2	100,00	3,95	0,04
29	PLTGU TBROK #1.3	100,00	2,14	0,02
30	PLTGU TBROK #2.0	150,00	1,35	0,01
31	PLTGU TBROK #2.1	100,00	0,14	0,00
32	PLTGU TBROK #2.2	100,00	80,52	0,81
33	PLTGU TBROK #2.3	100,00	3,11	0,03
34	PLTU TBROK #1	43,50	22,26	0,22
35	PLTU TBROK #2	43,50	16,95	0,17
36	PLTU TBROK #3	130,00	49,34	0,49
	TOTAL	3371,97	285,44	2,85

Untuk menghitung nilai LOLP dibutuhkan nilai P dan t . Di bawah ini ditunjukkan cara menghitung nilai P

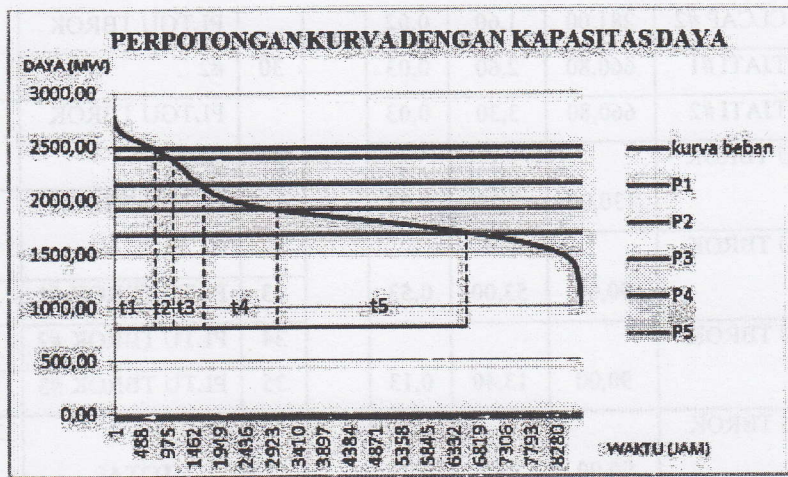
dengan menggunakan aplikasi microsoft excel.

Tabel 2. Perhitungan Probabilitas Tahun 2009.

NOMER KOMBINASI	UNIT PEMBANGKIT	PLTGU TBROK #2.2	PLTGU TBROK #3	PLTGU TBROK #1.1	PLTP DIENG #1	PLTU TBROK #1	DAYA BEROPERASI										DAYA TRIP		KEMUNGKINAN TERJADINYA					
							PER UNIT (MW)										TOTAL (MW)	TOTAL (MW)	MASING-MASING KELOMPOK					TOTAL
							FOR	0,91	0,49	0,38	0,24	0,22
1	1	1	1	1	1	1	100,00	130,00	100,00	45,00	43,50	...	3371,97	0	0,19	0,51	0,62	0,76	0,78	...	0,0167602			
2	0	1	1	1	1	1	0,00	130,00	100,00	45,00	43,50	...	3271,97	100	0,81	0,51	0,62	0,76	0,78	...	0,0714514			
3	1	0	1	1	1	1	100,00	0,00	100,00	45,00	43,50	...	3241,97	130	0,19	0,49	0,62	0,76	0,78	...	0,0161029			
4	0	0	1	1	1	1	0,00	0,00	100,00	45,00	43,50	...	3141,97	230	0,81	0,49	0,62	0,76	0,78	...	0,0686493			
5	1	1	0	1	1	1	100,00	130,00	0,00	45,00	43,50	...	3271,97	100	0,19	0,51	0,38	0,76	0,78	...	0,0102724			
6	0	1	0	1	1	1	0,00	130,00	0,00	45,00	43,50	...	3171,97	200	0,81	0,51	0,38	0,76	0,78	...	0,0437928			
7	1	0	0	1	1	1	100,00	0,00	0,00	45,00	43,50	...	3141,97	230	0,19	0,49	0,38	0,76	0,78	...	0,0098695			
8	0	0	0	1	1	1	0,00	0,00	0,00	45,00	43,50	...	3041,97	330	0,81	0,49	0,38	0,76	0,78	...	0,0420754			
9	1	1	1	0	1	1	100,00	130,00	100,00	0,00	43,50	...	3326,97	45	0,19	0,51	0,62	0,34	0,78	...	0,0052927			
10	0	1	1	0	1	1	0,00	130,00	100,00	0,00	43,50	...	3226,97	145	0,81	0,51	0,62	0,34	0,78	...	0,0225636			
11	1	0	1	0	1	1	100,00	0,00	100,00	0,00	43,50	...	3156,97	175	0,19	0,49	0,62	0,34	0,78	...	0,0050851			
12	0	0	1	0	1	1	0,00	0,00	100,00	0,00	43,50	...	3056,97	275	0,81	0,49	0,62	0,34	0,78	...	0,0216787			
13	1	1	0	0	1	1	100,00	130,00	0,00	0,00	43,50	...	3226,97	145	0,19	0,51	0,38	0,34	0,78	...	0,0033499			
14	0	1	0	0	1	1	0,00	130,00	0,00	0,00	43,50	...	3126,97	245	0,81	0,51	0,38	0,34	0,78	...	0,0138293			
15	1	0	0	0	1	1	100,00	0,00	0,00	0,00	43,50	...	3096,97	275	0,19	0,49	0,38	0,34	0,78	...	0,0031167			

Dengan nilai P yang didapat pada gambar 2, maka dapat ditentukan nilai t

dengan memotongkan kapasitas daya tiap kemungkinan dengan kurva durasi beban.



Gambar 5. Perpotongan Kapasitas Daya dengan Kurva Durasi Beban tahun 2009.

LOLP Total tahun 2009

$$98,115/24 = 4,088 \text{ hari}$$

4.2 Data unit pembangkit tahun 2010

Jumlah unit pembangkit pada sistem tenaga listrik se-Jateng dan DIY tahun 2010 adalah 35 unit pembangkit.

Tabel 3. Daya mampu netto (DMN) dan force outage rated (FOR) pembangkit tahun 2010.

N O	PEMBANGKIT	DMN [MW]	FOR [%]	FO R
1	PLTA JELOK #1	5,10	0,00	0,00
2	PLTA JELOK #2	5,10	0,00	0,00
3	PLTA JELOK #3	5,10	0,00	0,00
4	PLTA JELOK #4	5,10	0,00	0,00
5	PLTA TIMO #1	3,98	0,00	0,00
6	PLTA TIMO #2	3,98	0,10	0,00
7	PLTA TIMO #3	3,98	0,00	0,00
8	PLTA KTNGR #1	3,50	0,00	0,00

9	PLTA KTNGR #2	3,50	0,00	0,00
10	PLTA KTNGR #3	0,98	0,00	0,00
11	PLTA GRUNG #1	13,18	0,00	0,00
12	PLTA GRUNG #2	13,18	0,10	0,00
13	PLTP DIENG #1	45,00	4,00	0,04
14	PLTA MRICA #1	59,80	0,10	0,00
15	PLTA MRICA #2	59,80	0,10	0,00
16	PLTA MRICA #3	59,80	5,30	0,05
17	PLTA WDLIN #1	8,98	0,00	0,00
18	PLTA WDLIN #2	8,98	0,00	0,00
19	PLTA KOMBO #3	22,33	0,20	0,00
20	PLTG CLCAP #1	20,00	1,20	0,01
21	PLTG CLCAP #2	20,00	3,60	0,04
22	PLTU CLCAP #1	281,00	1,80	0,02

23	PLTU CLCAP #2	281,00	1,60	0,02
24	PLTU TJATI #1	660,80	2,60	0,03
25	PLTU TJATI #2	660,80	3,30	0,03
26	PLTGU TBROK #1	130,00	7,20	0,07
27	PLTGU TBROK #1 .1	90,00	53,00	0,53
28	PLTGU TBROK #1 .2	90,00	13,40	0,13
29	PLTGU TBROK #1 .3	90,00	1,60	0,02

30	PLTGU TBROK #2	100,00	4,40	0,04
31	PLTGU TBROK #2 .1	100,00	14,80	0,15
32	PLTGU TBROK #2 .2	100,00	19,50	0,20
33	PLTU TBROK #1	41,00	2,90	0,03
34	PLTU TBROK #2	41,00	3,90	0,04
35	PLTU TBROK #3	130,00	5,00	0,05
TOTAL		3166,9	149,7	1,49

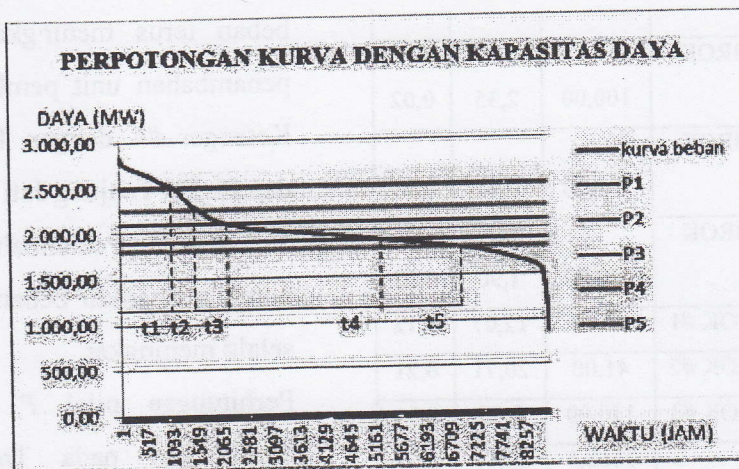
Pada tahun 2010, ada pengurangan unit pembangkit yaitu PLTGU Tambak Lorok #2.3 yang berkapasitas 100 MW, pengurangan ini dilakukan untuk

penghematan bahan bakar minyak. Tabel dibawah ini ditunjukkan perhitungan nilai P tahun 2010.

Tabel 4. Perhitungan Probabilitas 2010

NOMOR KOMBINASI	UNIT PEMBANGKIT	DAYA BEROPERASI						DAYA TRIP	KEMUNGKINAN TERJADINYA												
		PER UNIT (MW)							TOTAL (MW)	MASING-MASING KEJADIAN					TOTAL						
		90	100	100	90	130	---			0,53	0,2	0,15	0,15	0,07		---					
1	1	1	1	1	1	---	90	100	100	90	130	---	3167,39	0	0,47	0,2	0,15	0,15	0,07	---	0,168309
2	0	1	1	1	1	---	0	100	100	90	130	---	3077,39	90	0,38	0,2	0,15	0,15	0,07	---	0,1900850
3	1	0	1	1	1	---	90	0	100	90	130	---	3067,39	100	0,47	0,2	0,15	0,15	0,07	---	0,0421015
4	0	0	1	1	1	---	0	0	100	90	130	---	2977,39	190	0,38	0,2	0,15	0,15	0,07	---	0,0475212
5	1	1	0	1	1	---	90	100	0	90	130	---	3067,39	100	0,47	0,2	0,15	0,15	0,07	---	0,029708
6	0	1	0	1	1	---	0	100	0	90	130	---	2977,39	190	0,38	0,2	0,15	0,15	0,07	---	0,0325444
7	1	0	0	1	1	---	90	0	0	90	130	---	2967,39	200	0,47	0,2	0,15	0,15	0,07	---	0,0074367
8	0	0	0	1	1	---	0	0	0	90	130	---	2877,39	290	0,38	0,2	0,15	0,15	0,07	---	0,0063861
9	1	1	1	0	1	---	90	100	100	0	130	---	3077,39	90	0,47	0,2	0,15	0,15	0,07	---	0,0251880
10	0	1	1	0	1	---	0	100	100	0	130	---	2967,39	180	0,38	0,2	0,15	0,15	0,07	---	0,0284033
11	1	0	1	0	1	---	90	0	100	0	130	---	2977,39	190	0,47	0,2	0,15	0,15	0,07	---	0,0062970
12	0	0	1	0	1	---	0	0	100	0	130	---	2887,39	280	0,38	0,2	0,15	0,15	0,07	---	0,0071009
13	1	1	0	0	1	---	90	100	0	0	130	---	2977,39	190	0,47	0,2	0,15	0,15	0,07	---	0,0044419
14	0	1	0	0	1	---	0	100	0	0	130	---	2887,39	280	0,38	0,2	0,15	0,15	0,07	---	0,0050124
15	1	0	0	0	1	---	90	0	0	0	130	---	2877,39	290	0,47	0,2	0,15	0,15	0,07	---	0,0011112

Untuk nilai t dapat dilihat pada gambar 6 berikut



Gambar 6. Perpotongan Kapasitas Daya dengan Kurva Durasi Beban tahun 2010

LOLP Total dalam satuan jam, jika dibuat dalam hari menjadi

$$\frac{1,027}{24} = 0,043 \text{ hari}$$

LOLP tahun 2010 adalah 0,043 hari.

4.3 Data unit pembangkit tahun 2011

Jumlah unit pembangkit pada sistem tenaga listrik se-Jateng dan DIY tahun 2011 adalah 37 unit pembangkit.

Tabel 5. Daya mampu netto (DMN) dan force outage rated (FOR) pembangkit tahun 2011.

N O	PEMBANGKIT	DMN [MW]	FOR [%]	FO R
1	PLTA JELOK #1	5,10	0,00	0,00
2	PLTA JELOK #2	5,10	0,00	0,00
3	PLTA JELOK #3	5,10	0,00	0,00
4	PLTA JELOK #4	5,10	0,00	0,00
5	PLTA TIMO #1	3,98	0,27	0,00
6	PLTA TIMO #2	3,98	0,00	0,00
7	PLTA TIMO #3	3,98	0,00	0,00

8	PLTA KTNGR #1	3,50	0,10	0,00
9	PLTA KTNGR #2	3,50	0,02	0,00
10	PLTA KTNGR #3	0,98	0,40	0,00
11	PLTA KTNGR #4	0,48	0,00	0,00
12	PLTA GRUNG #1	13,18	0,00	0,00
13	PLTA GRUNG #2	13,18	0,00	0,00
14	PLTP DIENG #1	45,00	0,00	0,00
15	PLTA MRICA #1	59,80	0,04	0,00
16	PLTA MRICA #2	59,80	0,00	0,00
17	PLTA MRICA #3	59,80	0,36	0,00
18	PLTA WDLIN #1	8,98	0,04	0,00
19	PLTA WDLIN #2	8,98	0,00	0,00
20	PLTA KOMBO #3	22,33	0,10	0,00
21	PLTG CLCAP #1	20,00	88,81	0,89
22	PLTG CLCAP #2	20,00	95,38	0,95
23	PLTU CLCAP #1	281,00	1,29	0,01
24	PLTU CLCAP #2	281,00	6,91	0,07
25	PLTU TJATI #1	660,80	2,03	0,02
26	PLTU TJATI #2	660,80	3,10	0,03
27	PLTU TJATI #3	661,10	0,22	0,00
28	PLTGU TBROK #1.0	130,00	2,29	0,02
29	PLTGU TBROK #1.1	90,00	4,00	0,04
30	PLTGU TBROK #1.2	90,00	5,90	0,06
31	PLTGU TBROK	90,00	8,90	0,09

	#1.3			
32	PLTGU TBROK #2.0	100,00	2,35	0,02
33	PLTGU TBROK #2.1	100,00	0,97	0,01
34	PLTGU TBROK #2.2	100,00	1,90	0,02
35	PLTU TBROK #1	41,00	12,07	0,12
36	PLTU TBROK #2	41,00	20,71	0,21
37	PLTU TBROK #3	170,00	0,85	0,01
TOTAL		3868,5	259,0	2,59

beban terus meningkat, maka dilakukan penambahan unit pembangkit yaitu PLTA Ketenger #4 dengan kapasitas 0,48 MW dan PLTU Tanjung Jati #3 dengan kapasitas 661,10 MW. Penambahan ini dimaksudkan untuk memenuhi beban yang setiap waktu selalu meningkat.

Perhitungan nilai P tahun 2011 akan ditunjukkan pada Tabel 6. berikut:

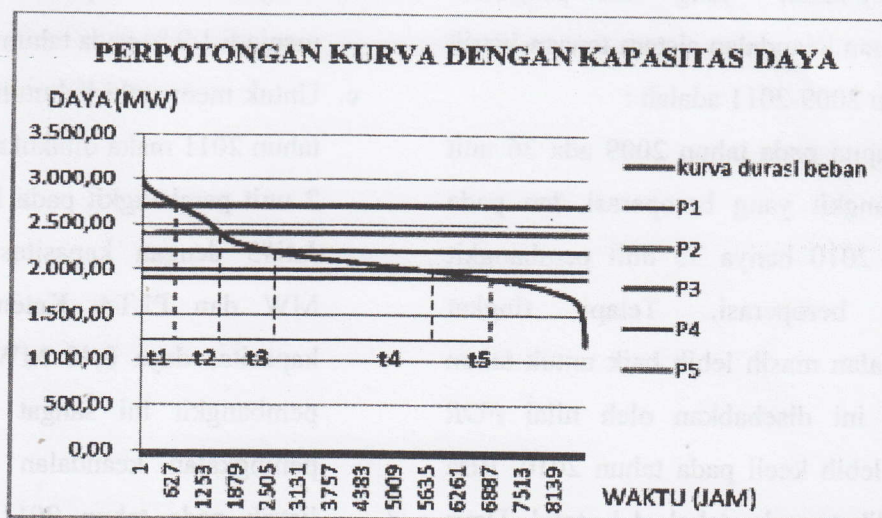
Pada tahun 2011 PLTGU Tambak Lorok #2.3 juga tidak dimasukkan. Karena

Tabel 6. Probabilitas tahun 2011

No	PLTA	PLTU	PLTGU	PLTA	PLTU	PLTGU
1	PLTA TAMBAK LOROK #1	PLTU TAMBAK LOROK #1	PLTGU TAMBAK LOROK #1	PLTA TAMBAK LOROK #2	PLTU TAMBAK LOROK #2	PLTGU TAMBAK LOROK #2
2	PLTA TAMBAK LOROK #3	PLTU TAMBAK LOROK #3	PLTGU TAMBAK LOROK #3	PLTA TAMBAK LOROK #4	PLTU TAMBAK LOROK #4	PLTGU TAMBAK LOROK #4
3	PLTA TAMBAK LOROK #5	PLTU TAMBAK LOROK #5	PLTGU TAMBAK LOROK #5	PLTA TAMBAK LOROK #6	PLTU TAMBAK LOROK #6	PLTGU TAMBAK LOROK #6
4	PLTA TAMBAK LOROK #7	PLTU TAMBAK LOROK #7	PLTGU TAMBAK LOROK #7	PLTA TAMBAK LOROK #8	PLTU TAMBAK LOROK #8	PLTGU TAMBAK LOROK #8
5	PLTA TAMBAK LOROK #9	PLTU TAMBAK LOROK #9	PLTGU TAMBAK LOROK #9	PLTA TAMBAK LOROK #10	PLTU TAMBAK LOROK #10	PLTGU TAMBAK LOROK #10
6	PLTA TAMBAK LOROK #11	PLTU TAMBAK LOROK #11	PLTGU TAMBAK LOROK #11	PLTA TAMBAK LOROK #12	PLTU TAMBAK LOROK #12	PLTGU TAMBAK LOROK #12
7	PLTA TAMBAK LOROK #13	PLTU TAMBAK LOROK #13	PLTGU TAMBAK LOROK #13	PLTA TAMBAK LOROK #14	PLTU TAMBAK LOROK #14	PLTGU TAMBAK LOROK #14
8	PLTA TAMBAK LOROK #15	PLTU TAMBAK LOROK #15	PLTGU TAMBAK LOROK #15	PLTA TAMBAK LOROK #16	PLTU TAMBAK LOROK #16	PLTGU TAMBAK LOROK #16
9	PLTA TAMBAK LOROK #17	PLTU TAMBAK LOROK #17	PLTGU TAMBAK LOROK #17	PLTA TAMBAK LOROK #18	PLTU TAMBAK LOROK #18	PLTGU TAMBAK LOROK #18
10	PLTA TAMBAK LOROK #19	PLTU TAMBAK LOROK #19	PLTGU TAMBAK LOROK #19	PLTA TAMBAK LOROK #20	PLTU TAMBAK LOROK #20	PLTGU TAMBAK LOROK #20

NOMOR KOMBINA SI	UNIT PEMBANGKIT						DAYA YANG BEROPERASI										DAYA TRIP		KEMLUNGKINAN TERJADINYA								
	DAYA	20	20	41	41	90	PER UNIT (MW)										TOTAL (MW)	TOTAL (MW)	MASING-MASING KEJADIAN					TOTAL			
	FCR	0,95	0,89	0,21	0,12	0,09																					
1	1	1	1	1	1	1	20	20	41	41	90	...	3868,55	0	0,05	0,11	0,79	0,88	0,91	...	0,0029350						
2	0	1	1	1	1	1	0	20	41	41	90	...	3840,55	20	0,95	0,11	0,79	0,88	0,91	...	0,0416149						
3	1	0	1	1	1	1	20	0	41	41	90	...	3848,55	20	0,05	0,89	0,79	0,88	0,91	...	0,0205104						
4	0	0	1	1	1	1	0	0	41	41	90	...	3838,55	40	0,95	0,89	0,79	0,88	0,91	...	0,2893982						
5	1	1	0	1	1	1	20	20	0	41	90	...	3827,55	41	0,05	0,11	0,21	0,88	0,91	...	0,0006799						
6	0	1	0	1	1	1	0	20	0	41	90	...	3807,55	61	0,95	0,11	0,21	0,88	0,91	...	0,0128033						
7	1	0	0	1	1	1	20	0	0	41	90	...	3807,55	61	0,05	0,89	0,21	0,88	0,91	...	0,0054521						
8	0	0	0	1	1	1	0	0	0	41	90	...	3787,55	81	0,95	0,89	0,21	0,88	0,91	...	0,1089907						
9	1	1	1	0	1	1	20	20	41	0	90	...	3827,55	41	0,05	0,11	0,79	0,12	0,91	...	0,0009457						
10	0	1	1	0	1	1	0	20	41	0	90	...	3807,55	61	0,95	0,11	0,79	0,12	0,91	...	0,0066679						
11	1	0	1	0	1	1	20	0	41	0	90	...	3807,55	61	0,05	0,89	0,79	0,12	0,91	...	0,0097969						
12	0	0	1	0	1	1	0	0	41	0	90	...	3787,55	81	0,95	0,89	0,79	0,12	0,91	...	0,0581407						
13	1	1	0	0	1	1	20	20	0	0	90	...	3786,55	82	0,05	0,11	0,21	0,12	0,91	...	0,0000815						
14	0	1	0	0	1	1	0	20	0	0	90	...	3766,55	102	0,95	0,11	0,21	0,12	0,91	...	0,0017459						
15	1	0	0	0	1	1	20	0	0	0	90	...	3766,55	102	0,05	0,89	0,21	0,12	0,91	...	0,0007435						

Untuk perpotongan kurva durasi beban dan kapasitas daya dapat dilihat pada gambar 4.9 berikut :



Gambar 7. Perpotongan Kapasitas Daya dengan Kurva Durasi Beban tahun 2011
 LOLP Total dalam satuan jam, jika $\frac{0,417}{24} = 0,017$ hari
 dibuat dalam hari menjadi

LOLP tahun 2011 adalah 0,017 hari.

4.4 Analisa Hasil

Perbandingan hasil *LOLP* dengan standar *LOLP* yang berlaku di PLN Jawa Madura Bali. Dari perhitungan pada sub-bab 4.3 diperoleh nilai *LOLP* tahun 2009-2011, yaitu :

Nilai *LOLP* tahun 2009 adalah 4,088 hari

Nilai *LOLP* tahun 2010 adalah 0,043 hari

Nilai *LOLP* tahun 2011 adalah 0,017 hari

Untuk standar *LOLP* di PLN Jawa Madura Bali adalah 3 hari/tahun. Maka untuk tahun 2009 keandalan sistem belum memenuhi standar. Dan untuk tahun 2010 dan 2011 telah memenuhi standar.

Faktor-faktor yang mempengaruhi peningkatan keandalan sistem tenaga listrik dari tahun 2009-2011 adalah :

- a. Walaupun pada tahun 2009 ada 36 unit pembangkit yang beroperasi dan pada tahun 2010 hanya 35 unit pembangkit yang beroperasi. Tetapi tingkat keandalan masih lebih baik untuk tahun 2010, ini disebabkan oleh nilai *FOR* yang lebih kecil pada tahun 2010. Bisa kita lihat pada tabel 4.1 total Daya Mampu Netto mencapai 3371,97 MW dengan total *FOR* 285,44% dan pada tabel 4.2 total Daya Mampu Netto adalah 3166,97 dengan total *FOR* 149,70%.

Maka total daya tidak sepenuhnya menentukan baiknya keandalan sistem, tetapi juga melihat nilai *FOR*nya.

- b. Sebagai contoh, tingginya angka gangguan yang terjadi di PLTGU Tambak lorok pada tahun 2009 yang disebabkan kerusakan Turbin Gas MS9001E akibat korosi dan erosi. Ini menyebabkan rendahnya kinerja pembangkit tersebut dan membuat nilai *FOR*nya sangat tinggi. Setelah dilakukan perbaikan, pada tahun 2010 dan 2011 kinerja PLTGU Tambaklorok mengalami peningkatan, ini dapat dilihat dari nilai *FOR* PLTGU Tambaklorok 2.2 dengan kapasitas daya 100 MW yang turun, yaitu dari 80,8 % pada tahun 2009 menjadi 19,5 % pada tahun 2010 dan menjadi 1,9 % pada tahun 2011.
- c. Untuk memenuhi kebutuhan beban pada tahun 2011 maka dilakukan penambahan 2 unit pembangkit pada PLTU Tanjung Jati#3 dengan kapasitas daya 661,10 MW dan PLTA Ketenger#4 dengan kapasitas daya 0,48 MW. Penambahan pembangkit ini sangat mempengaruhi peningkatan keandalan sistem tenaga listrik pada tahun 2011, karena pada tahun 2011 kenaikan beban sangat tinggi yaitu dari 2770,12 MW pada tahun 2009 menjadi 2846,11 MW pada tahun 2010

dan pada tahun 2011 menjadi 3021,15 MW.

5. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil yang didapatkan dari simulasi dalam penulisan penelitian ini, dapat diambil beberapa kesimpulan yaitu :

1. Perhitungan *LOLP* dengan aplikasi microsoft excel pada sistem kelistrikan Jateng dan DIY ini bernilai 4,088 hari/tahun pada tahun 2009, 0,043 hari/tahun pada tahun 2010, dan 0,017 pada tahun 2011. *LOLP* tahun 2009 tidak memenuhi standar PLN yaitu 3 hari/tahun, dan *LOLP* tahun 2010 dan 2011 telah memenuhi standar.
2. Faktor yang mempengaruhi tingginya nilai *LOLP* tahun 2009 adalah karena nilai *FOR* yang tinggi, sebagai contoh pada PLTGU Tambak Lorok#2.2 dengan kapasitas daya 100 MW mempunyai nilai *FOR* 80,52%.
3. Keandalan sistem kelistrikan Jateng dan DIY mengalami peningkatan pada tahun 2009 sampai tahun 2011, ini disebabkan nilai *FOR* pada tahun 2010 lebih baik dari pada tahun 2009. Walaupun untuk total daya mampu netto tahun 2010 lebih rendah dari tahun 2009, tetapi karena nilai *FOR* di tahun 2010 yang turun cukup besar, ini sangat mempengaruhi peningkatan keandalan sistem kelistrikan.

Maka total daya tidak sepenuhnya menentukan baiknya keandalan sistem, tetapi juga melihat nilai *FOR*nya.

4. Untuk tahun 2011 ada nilai *FOR* yang mencapai 95,38%, yaitu pada PLTG Cilacap#2, tetapi ini tidak begitu berpengaruh terhadap keandalan sistem karena kapasitas daya pada PLTG tersebut hanya 20 MW. Dan penambahan unit pembangkit pada PLTU Tanjung Jati#3 dengan kapasitas daya yang cukup besar yaitu 661,10 MW sangat mempengaruhi peningkatan keandalan sistem tenaga listrik pada tahun 2011.
5. Setiap tahun kebutuhan listrik selalu meningkat, untuk mengatasi hal itu maka perlu dilakukan penambahan unit pembangkit dan perawatan unit pembangkit agar kebutuhan listrik dapat dipenuhi.
6. Usahakan nilai *FOR* selalu kecil, khususnya pada pembangkit-pembangkit besar.

DAFTAR PUSTAKA

- Billinton, Roy & Allan, Ronald N., 1996. *Reliability Evaluation Of Power Systems*, 2nd Edition, Plenum Press, New York and London.

- Cheng, Danling, 2009, September. *Integrated System Model Reliability Evaluation and Prediction for Electrical Power Systems: Graph Trace Analysis Based Solutions*, Virginia.
- J. Nanda dan M.L. Khothari, 1994. *Emerging Trends in Power Systems*, Proceedings of the Eight National Power Systems Conference.
- Marsudi, Djiteng, 2006. *Operasi Sistem Tenaga Listrik*, Graha Ilmu.
- Meliopoulos, Sakis; Taylor, David dan Singh, Chanan, 2005, April. *Comprehensive Power System Reliability Assessment*, PSERC Publication 05-13.
- Prada, José Fernando, 1999, July. *The Value Of Reliability In Power Systems - Pricing Operating Reserves -*, Massachusetts Institute of Technology.
- Ridwan, 2010. *Analisis Keandalan Sistem 150 Kv Di Wilayah Jawa Timur*.
- Subekti, Massus; Sudiby, Uno Bintang dan Ardit, I Made; *Analisis Keandalan Sistem Perencanaan Pembangkit Listrik Pln Region 3 Tahun 2008-2017*, Departemen Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Indonesia.
- Zein, Hermagasantos, 2006. *Perkiraan Pasokan Daya Sistem Jawa-Madura-Bali Sampai Tahun 2016 Berdasarkan Indeks Lolp Satu Hari Per Tahun*, POLBAN, Bandung.