

BAB IV
ANALISIS DAN PEMBAHASAN

4.1. Daya Terpasang Pada PLTU PT.PLN Unit Pembangkitan Nagan Raya

Total daya yang terpasang pada PLTU PT.PLN Unit Pembangkitan Nagan Raya yaitu sebesar 220 MW yang terbagi dari 2 (dua) unit pembangkit energy listrik. Unit 1 dan unt 2 masing – masing mempunyai daya 110 MW. Berikut ringkasan data kapasitas daya yang terpasang pada setiap unit di PLTU Nagan Raya:

Tabel 4. 1 Data Kapasitas Daya Terpasang

Unit	Daya Terpasang
Unit 1	110 MW
Unit 2	110 MW
Total Pembangkit Energy Listrik	220 MW

Berdasarkan data kapasitas daya yang terpasang diketahui bahwa unit pembangkitan yang beroperasi sebanyak 2 (dua) unit. Dari data tersebut maka dapat dilakukan perhitungan untuk memperoleh kombinasi probabilitas di dalam system operasi yang ditinjau dari segi penyediaan daya. Menurut perumusan, dimana n menunjukkan jumlah unit pembangkit yang tersedia dalam suatu system tenaga listrik sehingga banyaknya kombinasi yang di hasilkan sebagai berikut:

$$\begin{aligned}\text{Banyaknya kombinasi} &= 2^n \\ &= 2^2 \\ &= 4 \text{ kombinasi.}\end{aligned}$$

Setiap kombinasi yang terbentuk, dapat dihitung kemungkina terjadinya atau probabilitas individu dengan menggunakan FOR.

4.2. Perhitungan FOR (Forced Outage Rate)

Perhitungan FOR dilakukan sebelum menghitung kemungkinan terjadinya atau probabilitas individu, yaitu dengan pengambilan data gangguan yang terjadi pada setiap unit di PLTU PT.PLN Unit Pembangkitan Nagan Raya.

Tabel 4. 2 Data Gangguan Unit 1

Tanggal		Hari	Durasi (menit)	Detail Gangguan
Awal	Akhir			
14 Januari 2018 01.40	15 Januari 2018 02.19	1.02	1479	Generator fault trip (sensor winding temperature UAT terbakar)
25 Maret 2018 22.00	31 Mei 2018 00.03	66.2	95103	Pengecekan bearing turbin, gangguan awal dari trip system 150kv Aceh.
09 Juni 2018 01.45	09 Juni 2018 03.54	2.09	129	Gangguan BFP (Indikasi Valve inlet error sampai menyebabkan BT)
24 Juni 2018 05.30	24 Juni 2018 14.04	8.34	514	BT (BFWP trip – BED temperature >600)
17 Juli 2018 12.08	19 Juli 2018 04.46	1.16	2438	Boiler Trip karena HP FAF trip
13 September 2018 22.13	14 September 2018 02.52	4.39	279	Error temp bearing 1
19 September 2018 16.22	19 September 2018 16.48	26	26	HP FA fan C trip, menyebabkan BT

Tabel Lanjutan 4. 2

Tanggal		Hari	Durasi (menit)	Detail Gangguan
Awal	Akhir			
01 Oktober 2018 21.58	02 Oktober 2018 00.15	2.17	137	Boiler trip karena, SAF B trip motor bearing temp tinggi
30 Oktober 2018 01.00	10 November 2018 20.46	11.19	17026	Stop kebocoran walltube
11 November 2018 16.47	16 November 2018 06.15	4.13	6568	Perbaiki kebocoran expansion joint di boiler

Tabel 4. 3 Data Gangguan Unit 2

Tanggal		Hari	Durasi (menit)	Detail Gangguan
Awal	Akhir			
28 Januari 2018 01.07	28 Januari 2018 10.03	8.56	536	Unit 2 lepas synchron karena boiler MFT (Average temp error)
04 April 2018 11.50	04 April 2018 16.42	4.52	292	BFP B trip
13 April 2018 13.53	14 April 2018 16.12	1.2	1579	HP FAF C trip
26 April 2018 12.27	28 April 2018 20.23	2.7	3356	Kerusakan pada motor HP FAF A

Tabel Lanjutan 4. 3

Tanggal		Hari	Durasi (menit)	Detail Gangguan
Awal	Akhir			
05 Mei 2018 08.21	10 Mei 2018 20.23	5.12	7922	Current HP FAF C hunting, mengakibatkan REFF air flow LL kemudian mengakibatkan boiler trip
24 Mei 2018 09.16	24 Mei 2018 17.23	8.07	487	Motor bearing temp 1 BFP B error
02 Juni 2018 09.46	02 Juni 2018 15.07	5.21	321	Boiler trip, REFF air flow LL (HP FAF C trip – indikasi valve closed)
04 Juni 2018 08.57	04 Juni 2018 13.20	4.23	263	BFP bearing temp 1 error (High) menyebabkan trip BFP
08 Juni 2018 09.24	08 Juni 2018 17.15	7.51	471	CWP 4 trip
11 Juni 2018 09.06	12 Juni 2018 21.40	1.12	2194	Stop Boiler karena HP FAF B stop (current 337A – suara kasar dan ada bocor cooling)
19 Juni 2018 02.16	04 Juli 2018 15.45	15.13	22409	Perbaikan kerusakan refractory di cyclone
05 Juli 2018 23.33	06 Juli 2018 05.04	5.31	331	Kalibrasi GV hunting
07 Juli 2018 13.24	11 Juli 2018 07.30	3.18	5406	Error bukaan GV (stop untuk kalibrasi)
15 Juli 2018 10.39	16 Juli 2018 04.51	18.12	1092	Trip cccwp A bearing temp tinggi (diduga sinyal palsu, temp di lokal aman)

Tabel Lanjutan 4. 3

Tanggal		Hari	Durasi (menit)	Detail Gangguan
Awal	Akhir			
16 Juli 2018 04.51	01 Agustus 2018 00.22	15.19	22771	Bukaan GV error (hunting)
01 Agustus 2018 02.22	03 Agustus 2018 08.13	2.5	3231	BT indikasi REFF air flow LL
02 September 2018 22.35	08 September 2018 15.30	5.16	8215	BT indikasi REFF air flow LL
10 September 2018 05.24	11 September 2018 02.08	20.44	1244	Boiler trip
18 Septeber 2018 15.00	20 September 2018 08.06	1.17	2466	REFF air flow LL
09 Oktober 2018 03.20	14 Oktober 2018 19.13	5.15	8153	Ada percikan api di dekat bearing 2 turbin, diduga glasswool terbakar

Tabel Lanjutan 4. 3

Tanggal		Hari	Durasi (menit)	Detail Gangguan
Awal	Akhir			
08 November 2018 09.30	09 November 2018 11.03	1.1	1533	Bearing motor BFP B High (sensor palsu)
13 November 2018 10.00	13 November 2018 21.48	11.48	708	REFF air flow LL (menyebabkan BT)
14 November 2018 14.00	15 November 2018 09.01	19.01	1141	Kalibrasi GV
26 Desember 2018 05.21	01 Januari 2019 00.00	5.18	8319	Bocor tube boiler

Berdasarkan data - data yang di dapat dari unit 1 (satu) dan unit 2 (dua) maka dapat diketahui berbagai permasalahan gangguan yang terjadi saat PLTU PT.PLN Unit Pembangkitan Nagan Raya beroperasi pada tahun 2018. Dari data lama gangguan yang terjadi maka dapat dihitung nilai *force outage* untuk unit 1 dan unit 2 adalah sebagai berikut:

$$FOR = \frac{\text{Jumlah jam gangguan unit}}{\text{jumlah jam operasi unit} + \text{jumlah jam gangguan unit}}$$

a. For unit 1

Nilai for unit 1 tanggal 14 Januari 2018 dengan kapasitas 110 MW dan lama gangguan 1479 menit.

$$FOR = \frac{\frac{1479}{60}}{24 + \frac{1479}{60}} = \frac{24.65}{24 + 24.65} = \frac{24.65}{48.65} = 0.5066$$

Nilai for unit 1 tanggal 25 Maret 2018 dengan kapasitas 110 MW dan lama gangguan 95103 menit

$$FOR = \frac{\frac{95103}{60}}{24 + \frac{95103}{60}} = \frac{1585.05}{24 + 1585.05} = \frac{1585.05}{1609.05} = 0.9851$$

Nilai for unit 1 tanggal 09 Juni 2018 dengan kapasitas 110 MW dan lama gangguan 129 menit.

$$FOR = \frac{\frac{129}{60}}{24 + \frac{129}{60}} = \frac{2.15}{24 + 2.15} = \frac{2.15}{26.15} = 0.0822$$

Nilai for unit 1 tanggal 24 Juni 2018 dengan kapasitas 110 MW dan lama gangguan 514 menit.

$$FOR = \frac{\frac{514}{60}}{24 + \frac{514}{60}} = \frac{8.56}{24 + 8.56} = \frac{8.56}{32.56} = 0.2628$$

Nilai for unit 1 tanggal 17 Juli 2018 dengan kapasitas 110 MW dan lama gangguan 2438 menit.

$$FOR = \frac{\frac{2438}{60}}{24 + \frac{2438}{60}} = \frac{40.63}{24 + 40.63} = \frac{40.63}{64.63} = 0.6286$$

Nilai for unit 1 tanggal 13 September 2018 dengan kapasitas 110 MW dan lama gangguan 279 menit.

$$FOR = \frac{\frac{279}{60}}{24 + \frac{279}{60}} = \frac{4.65}{24 + 4.65} = \frac{4.65}{28.65} = 0.1623$$

Nilai for unit 1 tanggal 19 September 2018 dengan kapasitas 110 MW dan lama gangguan 26 menit.

$$FOR = \frac{\frac{26}{60}}{24 + \frac{26}{60}} = \frac{0.43}{24 + 0.43} = \frac{0.43}{24.43} = 0.0176$$

Nilai for unit 1 tanggal 01 Oktober 2018 dengan kapasitas 110 MW dan lama gangguan 137 menit.

$$FOR = \frac{\frac{137}{60}}{24 + \frac{137}{60}} = \frac{2.28}{24 + 2.28} = \frac{2.28}{26.28} = 0.0867$$

Nilai for unit 1 tanggal 30 Oktober 2018 dengan kapasitas 110 MW dan lama gangguan 17026 menit.

$$FOR = \frac{\frac{17026}{60}}{24 + \frac{17026}{60}} = \frac{283.76}{24 + 283.76} = \frac{283.76}{307.76} = 0.9221$$

Nilai for unit 1 tanggal 11 November 2018 dengan kapasitas 110 MW dan lama gangguan 6568 menit.

$$FOR = \frac{\frac{6568}{60}}{24 + \frac{6568}{60}} = \frac{109.46}{24 + 109.46} = \frac{109.46}{133.46} = 0.8201$$

Berdasarkan perhitungan dengan rumus maka hasil FOR unit 1 dapat kita ringkas dalam bentuk tabel sebagai berikut:

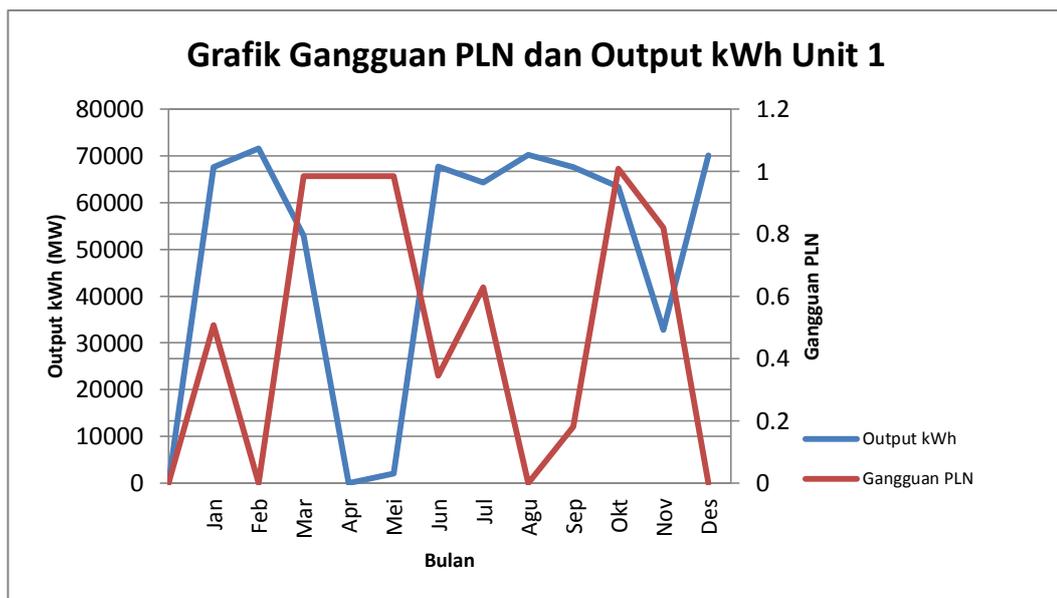
Tabel 4. 4 Data FOR Unit 1

No.	Tanggal	FOR
1.	14 Januari 2018	0.5066
2.	25 Maret 2018	0.9851
3.	09 Juni 2018	0.0822
4.	24 Juni 2018	0.2628
5.	17 Juli 2018	0.6286
6.	13 September 2018	0.1623
7.	19 September 2018	0.0176

Tabel Lanjutan 4. 4

NO	Tanggal	FOR
8.	01 Oktober 2018	0.0867
9.	30 Oktober 2018	0.9221
10.	11 November 2018	0.8201

Dari data tabel gangguan pada unit 1 PLTU PT.PLN Pembangkitan Nagari Raya, didapatkan nilai rata-rata FOR sebesar 0.4474 dan dapat digunakan untuk menghitung grafik gangguan dimana nilai FOR digunakan untuk analisis perhitungan selanjutnya.



Gambar 4. 1 Grafik Hubungan Gangguan PLN dan Output kWh Unit 1

Berdasarkan gambar grafik 4.1 dapat diketahui bahwa hubungan antara gangguan yang terjadi pada pembangkit dengan nilai output kWh adalah apabila pada suatu bulan terjadi pemadaman (*Force Outage*) yang lama, maka nilai output kWh yang dihasilkan oleh pembangkit menjadi semakin kecil. Selain itu, faktor lain yang mempengaruhi kecilnya nilai output kWh yaitu durasi gangguan berupa *derrating*, dan *trip*.

b. For unit 2

Nilai for unit 2 tanggal 28 Januari 2018 dengan kapasitas 110 MW dan lama gangguan 536 menit.

$$FOR = \frac{\frac{536}{60}}{24 + \frac{536}{60}} = \frac{8.93}{24 + 8.93} = \frac{8.93}{32.93} = 0.2711$$

Nilai for unit 2 tanggal 04 April 2018 dengan kapasitas 110 MW dan lama gangguan 292 menit.

$$FOR = \frac{\frac{292}{60}}{24 + \frac{292}{60}} = \frac{4.86}{24 + 4.86} = \frac{4.86}{28.86} = 0.1683$$

Nilai for unit 2 tanggal 13 April 2018 dengan kapasitas 110 MW dan lama gangguan 1579 menit.

$$FOR = \frac{\frac{1579}{60}}{24 + \frac{1579}{60}} = \frac{26.316}{24 + 26.316} = \frac{26.316}{50.316} = 0.5231$$

Nilai for unit 2 tanggal 26 April 2018 dengan kapasitas 110 MW dan lama gangguan 3356 menit.

$$FOR = \frac{\frac{3356}{60}}{24 + \frac{3356}{60}} = \frac{55.93}{24 + 55.93} = \frac{55.93}{79.93} = 0.6997$$

Nilai for unit 2 tanggal 05 Mei 2018 dengan kapasitas 110 MW dan lama gangguan 7922 menit.

$$FOR = \frac{\frac{7922}{60}}{24 + \frac{7922}{60}} = \frac{132.03}{24 + 132.03} = \frac{132.03}{156.03} = 0.8461$$

Nilai for unit 2 tanggal 24 Mei 2018 dengan kapasitas 110 MW dan lama gangguan 487 menit.

$$FOR = \frac{\frac{487}{60}}{24 + \frac{487}{60}} = \frac{8.116}{24 + 8.116} = \frac{8.116}{32.116} = 0.2527$$

Nilai for unit 2 tanggal 02 Juni 2018 dengan kapasitas 110 MW dan lama gangguan 321 menit.

$$FOR = \frac{\frac{321}{60}}{24 + \frac{321}{60}} = \frac{5.35}{24 + 5.35} = \frac{5.35}{29.35} = 0.1822$$

Nilai for unit 2 tanggal 04 Juni 2018 dengan kapasitas 110 MW dan lama gangguan 263 menit.

$$FOR = \frac{\frac{263}{60}}{24 + \frac{263}{60}} = \frac{4.38}{24 + 4.38} = \frac{4.38}{28.38} = 0.1543$$

Nilai for unit 2 tanggal 08 Juni 2018 dengan kapasitas 110 MW dan lama gangguan 471 menit.

$$FOR = \frac{\frac{471}{60}}{24 + \frac{471}{60}} = \frac{7.85}{24 + 7.85} = \frac{7.85}{31.85} = 0.2464$$

Nilai for unit 2 tanggal 11 Juni 2018 dengan kapasitas 110 MW dan lama gangguan 2194 menit.

$$FOR = \frac{\frac{2194}{60}}{24 + \frac{2194}{60}} = \frac{36.56}{24 + 36.56} = \frac{36.56}{60.56} = 0.6036$$

Nilai for unit 2 tanggal 19 Juni 2018 dengan kapasitas 110 MW dan lama gangguan 22409 menit.

$$FOR = \frac{\frac{22409}{60}}{24 + \frac{22409}{60}} = \frac{373.48}{24 + 373.48} = \frac{373.48}{397.48} = 0.9396$$

Nilai for unit 2 tanggal 05 Juli 2018 dengan kapasitas 110 MW dan lama gangguan 331 menit.

$$FOR = \frac{\frac{331}{60}}{24 + \frac{331}{60}} = \frac{5.516}{24 + 5.516} = \frac{5.516}{29.516} = 0.1868$$

Nilai for unit 2 tanggal 07 Juli 2018 dengan kapasitas 110 MW dan lama gangguan 5406 menit.

$$FOR = \frac{\frac{5406}{60}}{24 + \frac{5406}{60}} = \frac{90.1}{24 + 90.1} = \frac{90.1}{114.1} = 0.7896$$

Nilai for unit 2 tanggal 15 Juli 2018 dengan kapasitas 110 MW dan lama gangguan 1092 menit.

$$FOR = \frac{\frac{1092}{60}}{24 + \frac{1092}{60}} = \frac{18.2}{24 + 18.2} = \frac{18.2}{42.2} = 0.4312$$

Nilai for unit 2 tanggal 16 Juli 2018 dengan kapasitas 110 MW dan lama gangguan 22771 menit.

$$FOR = \frac{\frac{22771}{60}}{24 + \frac{22771}{60}} = \frac{379.51}{24 + 379.51} = \frac{379.51}{403.51} = 0.9405$$

Nilai for unit 2 tanggal 01 Agustus 2018 dengan kapasitas 110 MW dan lama gangguan 3231 menit.

$$FOR = \frac{\frac{3231}{60}}{24 + \frac{3231}{60}} = \frac{53.85}{24 + 53.85} = \frac{53.85}{77.85} = 0.6917$$

Nilai for unit 2 tanggal 02 September 2018 dengan kapasitas 110 MW dan lama gangguan 8215 menit.

$$FOR = \frac{\frac{8215}{60}}{24 + \frac{8215}{60}} = \frac{136.91}{24 + 136.91} = \frac{136.91}{160.91} = 0.8508$$

Nilai for unit 2 tanggal 10 September 2018 dengan kapasitas 110 MW dan lama gangguan 1244 menit.

$$FOR = \frac{\frac{1244}{60}}{24 + \frac{1244}{60}} = \frac{20.73}{24 + 20.73} = \frac{20.73}{44.73} = 0.4634$$

Nilai for unit 2 tanggal 18 September 2018 dengan kapasitas 110 MW dan lama gangguan 2466 menit.

$$FOR = \frac{\frac{2466}{60}}{24 + \frac{2466}{60}} = \frac{41.1}{24 + 41.1} = \frac{41.1}{65.1} = 0.6313$$

Nilai for unit 2 tanggal 09 Oktober 2018 dengan kapasitas 110 MW dan lama gangguan 8153 menit.

$$FOR = \frac{\frac{8153}{60}}{24 + \frac{8153}{60}} = \frac{135.88}{24 + 135.88} = \frac{135.88}{159.88} = 0.8498$$

Nilai for unit 2 tanggal 08 November 2018 dengan kapasitas 110 MW dan lama gangguan 1533 menit.

$$FOR = \frac{\frac{1533}{60}}{24 + \frac{1533}{60}} = \frac{25.55}{24 + 25.55} = \frac{25.55}{49.55} = 0.5156$$

Nilai for unit 2 tanggal 13 November 2018 dengan kapasitas 110 MW dan lama gangguan 708 menit.

$$FOR = \frac{\frac{708}{60}}{24 + \frac{708}{60}} = \frac{11.8}{24 + 11.8} = \frac{11.8}{35.8} = 0.3296$$

Nilai for unit 2 tanggal 14 November 2018 dengan kapasitas 110 MW dan lama gangguan 1141 menit.

$$FOR = \frac{\frac{1141}{60}}{24 + \frac{1141}{60}} = \frac{19.016}{24 + 19.016} = \frac{19.016}{43.016} = 0.4420$$

Nilai for unit 2 tanggal 26 Desember 2018 dengan kapasitas 110 MW dan lama gangguan 8319 menit.

$$FOR = \frac{\frac{8319}{60}}{24 + \frac{8319}{60}} = \frac{138.65}{24 + 138.65} = \frac{138.65}{162.65} = 0.8524$$

Berdasarkan perhitungan dengan rumus maka hasil FOR unit 2 dapat kita ringkas dalam bentuk tabel sebagai berikut:

Tabel 4. 5 Data FOR Unit 2

No.	Tanggal	FOR
1.	28 Januari 2018	0.2711
2.	04 April 2018	0.1683

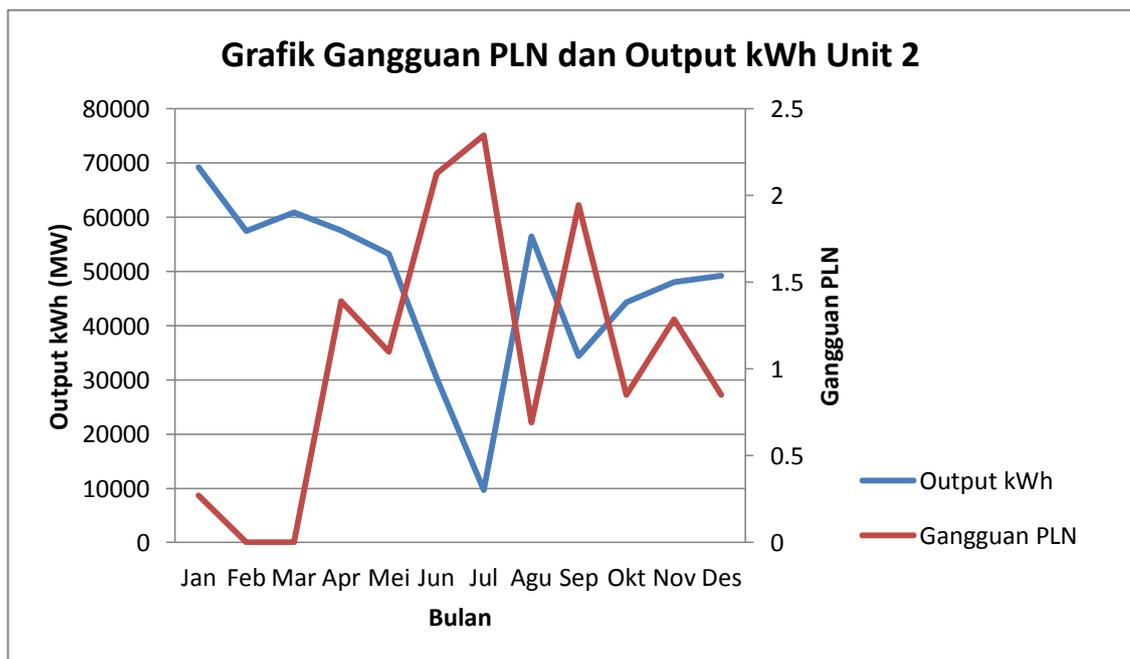
Tabel Lanjutan 4. 5

No.	Tanggal	FOR
3.	13 April 2018	0.5231
4.	26 April 2018	0.6997
5.	05 Mei 2018	0.8461
6.	24 Mei 2018	0.2527
7.	02 Juni 2018	0.1822
8.	04 Juni 2018	0.1543
9.	08 Juni 2018	0.2464
10.	11 Juni 2018	0.6036
11.	19 Juni 2018	0.9396
12.	05 Juli 2018	0.1868
13.	07 Juli 2018	0.7896
14.	15 Juli 2018	0.4312
15.	16 Juli 2018	0.9405
16.	01 Agustus 2018	0.6917
17.	02 September 2018	0.8508
18.	10 September 2018	0.4634
19.	18 September 2018	0.6313
20.	09 Oktober 2018	0.8498

Tabel Lanjutan 4. 5

No.	Tanggal	FOR
21.	08 November 2018	0.5156
22.	13 November 2018	0.3296
23.	14 November 2018	0.4420
24.	26 Desember 2018	0.8524

Dari data tabel gangguan pada unit 2 PLTU PT.PLN Pembangkitan Nagan Raya, didapatkan nilai rata-rata FOR sebesar 0.5359. Dimana nilai FOR digunakan untuk analisis perhitungan selanjutnya.



Gambar 4. 2 Grafik Hubungan Gangguan PLN dan Output kWh Unit 2

Berdasarkan gambar grafik 4.2 dapat diketahui bahwa hubungan antara gangguan yang terjadi pada pembangkit dengan nilai output kWh adalah apabila pada suatu bulan terjadi pemadaman (*Force Outage*) yang lama, maka nilai output kWh yang dihasilkan oleh pembangkit menjadi semakin kecil. Selain itu, faktor

lain yang mempengaruhi kecilnya nilai output kWh yaitu durasi gangguan berupa *derrating*, dan *trip*.

Rekapitulasi nilai rata-rata FOR dari unit 1 dan unit 2 pembangkit listrik Nagan Raya dapat dilihat pada tabel 4.6 :

Tabel 4. 6 Rekapitulasi Nilai Rata-rata FOR Unit Pembangkit

No.	Unit	FOR
1.	Unit 1	$FOR_1 = 0.4474$
2.	Unit 2	$FOR_2 = 0.5359$

4.3. Perhitungan Probabilitas Individu

Untuk menghitung kemungkinan terjadinya atau probabilitas individu, yang pertama dilakukan adalah menentukan kemungkinan kapasitas daya pembangkitan yang beroperasi dan yang mengalami force outage sesuai hasil yang di dapat dengan memanfaatkan nilai *FOR* di setiap unit pada perhitungan sebelumnya.

a. Unit 1

Kemungkinan terjadinya atau probabilitas pada pembangkitan unit 1 terdapat 2 (dua) keadaan yaitu jika unit 1 beroperasi normal, maka kapasitas daya yang tersedia pada sistem 110 MW dan tidak mengalami gangguan (0 MW di kolom *capacity in of service* (MW)) maka kemungkinan terjadinya adalah $(1 - FOR_1) = 1 - 0.4474 = 0.5526$. Kemudian keadaan selanjutnya yaitu jika kapasitas daya yang mengalami gangguan 110 MW dimana gangguan tersebut sebesar kapasitas unit 1 dan kapasitas daya yang beroperasi sebesar 0 MW, maka kemungkinan terjadinya adalah $FOR_1 = 0.4474$

Dibawah ini merupakan tabel probabilitas individu untuk sistem pembangkitan unit 1 dengan kapasitas daya 110 MW dan $FOR_1 = 0.4474$ dimana kolom *capacity in of service* (MW) menunjukkan kapasitas daya yang mengalami gangguan dan pada kolom *capacity out of service* (MW) menunjukkan kapasitas daya yang tersedia dalam sistem untuk beroperasi.

Tabel 4. 7 Probabilitas Individu Unit 1

Capacity in of service (MW)	Capacity out of service (MW)	Probability	
0	110	$1 - FOR_1$	0.5526
110	0	FOR_1	0.4474
JUMLAH			1

b. Unit 2

Kemungkinan terjadinya atau probabilitas pada pembangkitan unit 2 terdapat 2 (dua) keadaan yaitu jika unit 2 beroperasi normal maka kapasitas daya yang tersedia pada sistem 110 MW dan tidak mengalami gangguan (0 MW dikolom capacity in of service (MW)), maka kemungkinan terjadinya adalah $(1 - FOR_2) = 1 - 0.5359 = 0.4641$. Kemudian keadaan selanjutnya yaitu jika kapasitas daya yang mengalami gangguan 110 MW dimana gangguan tersebut sebesar kapasitas unit 2 dan kapasitas daya yang beroperasi 0 MW. Maka kemungkina terjadinya adalah $FOR_2 = 0.5359$.

Berikut ini merupakan tabel probabilitas individu untuk sistem pembangkitan unit 2 dengan kapasitas daya 110 MW dan $FOR_2 = 0.5359$ dimana sama seperti tabel pada unit 1 bahwa, kolom capacity in of service (MW) menunjukkan kapasitas daya yang sedang mengalami gangguan dan pada kolom capacity out of service (MW) menunjukkan kapasitas daya yang tersedia dalam sistem untuk beroperasi.

Tabel 4. 8 Probabilitas Individu Unit 2

Capacity in of service (MW)	Capacity out of service (MW)	Probability	
0	110	$1 - FOR_2$	0.4641
110	0	FOR_2	0.5359
JUMLAH			1

c. Probabilitas Individu Terdiri dari 2 Unit

Pada perhitungan di atas telah dilakukan perhitungan individu yang terdiri dari 1 (satu) unit. Langkah berikutnya yaitu mencari kemungkinan terjadinya atau probabilitas yang terbentuk dari unit 1 dan unit 2. Di bawah ini, penjelasan dari beberapa kemungkinan yang dapat di paparkan sebagai berikut:

- 1) Kemungkinan terjadi kedua unit, unit 1 dan unit 2 beroperasi normal atau keadaan dimana kedua unit tersebut tidak mengalami gangguan sehingga besar daya gangguan adalah 0 MW maka perhitungan probabilitas individunya sebesar:

$$\begin{aligned} p_i(0 \text{ MW}) &= (1 - FOR_1)(1 - FOR_2) \\ &= 0.5526 \times 0.4641 \\ &= 0.2565 \end{aligned}$$

- 2) Ketika besarnya nilai gangguan diantara nol (0) dan nilai gangguan (capacity in of service (MW)) terbesar, maka kemungkinan terjadinya adalah hasil kali dari FOR kapasitas daya sebuah unit yang beroperasi normal dengan (1-FOR) unit yang bernilai 0 MW (mengalami gangguan). Kondisi kedua dari data tabel 4.8 yaitu pada saat unit 1 saat beroperasi normal (110 MW) sedangkan unit 2 saat mengalami gangguan (0 MW), sehingga jumlah total kapasitas daya yang mengalami gangguan adalah 110 MW + 0 MW = 110 MW, maka nilai probabilitas individu:

$$\begin{aligned} p_i(110 \text{ MW}) &= FOR_1(1 - FOR_2) \\ &= 0.4474 \times 0.4641 \\ &= 0.2076 \end{aligned}$$

- 3) Kondisi yang berlawanan dari kondisi kedua yaitu ketika unit 1 mengalami gangguan (capacity in of service (MW)) dan unit 2 dalam keadaan beroperasi normal (capacity out of service (MW)), sehingga kapasitas total daya saat mengalami gangguan 0 MW + 110 MW = 110 MW, maka nilai probabilitas individunya:

$$\begin{aligned} p_i(110 \text{ MW}) &= FOR_2(1 - FOR_1) \\ &= 0.5359 \times 0.5526 \\ &= 0.2961 \end{aligned}$$

Hasil dari kondisi dua dan ketiga mempunyai kapasitas daya yang sama pada saat kondisi capacity in of service (MW) yaitu 110 MW, maka nilai probabilitas yang terjadi ketika mengalami gangguan 110 MW adalah hasil jumlah dari kondisi dua dan tiga pada perhitungan di atas:

$$p_i(110 MW) = 0.2076 + 0.2961$$

$$= 0.5037$$

- 4) Kemungkinan yang terjadi ketika kedua unit yaitu unit 1 dan unit 2 mengalami gangguan secara bersamaan sehingga besar capacity in of service merupakan hasil penjumlahan dari kapasitas daya kedua unit yaitu $110 MW + 110 MW = 220 MW$, maka nilai probabilitas individunya:

$$p_i(220 MW) = FOR_1 \times FOR_2$$

$$= 0.4474 \times 0.5359$$

$$= 0.2398$$

Dibawah ini adalah sajian tabel perhitungan probabilitas individu dari beberapa probabilitas gabungan dari kedua unit yaitu unit 1 dan unit 2 yang telah dihitung seperti hasil perhitungan diatas, dimana nilai 0 pada kolom unit adalah unit yang sedang force outage dan yang bernilai 1 pada kolom unit adalah unit yang sedang beroperasi:

Tabel 4. 9 Perhitungan Probabilitas Individu 2 Unit

Unit		Capacity in of service (MW)	Capacity out of service (MW)	Probability	
Unit 1	Unit 2				
1	1	0	220	$(1 - FOR_1)(1 - FOR_2)$	0.2565
1	0	110	110	$FOR_1(1 - FOR_2)$	0.2076+0.2961= 0.5037
0	1	110	110	$FOR_2(1 - FOR_1)$	
0	0	220	0	$FOR_1 \times FOR_2$	0.2398
JUMLAH					1

4.4. Perhitungan Kemungkinan Komulatif

Pengertian kemungkinan komulatif yaitu suatu kemungkinan terjadinya forced outage dengan suatu nilai tertentu atau lebih. Pada perhitungan komulatif ini dikerjakan dengan persamaan rumus berikut:

$$P(X) = \sum_{i=1}^n p_i P'(X - C_i)$$

Besar kemungkinan komulatif ketika sistem mengalami *forced outage* 0 MW, 110 MW, dan 220 MW adalah sebagai berikut:

a. Perhitungan Komulatif Unit 1

$$\begin{aligned} P(0) &= p_i(0) + p_i(110) \\ &= 0.5525 + 0.4474 \\ &= 1 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P(110) &= p_i(110) \\ &= 0.4474 \end{aligned}$$

b. Perhitungan Komulatif Unit 2

$$\begin{aligned} P(0) &= p_i(0) + p_i(110) \\ &= 0.4641 + 0.5359 \\ &= 1 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P(110) &= p_i(110) \\ &= 0.5359 \end{aligned}$$

c. Perhitungan Komulatif Dua Unit

$$\begin{aligned} P(0 \text{ MW}) &= p_i(0) + p_i(110) + p_i(220) \\ &= 0.2565 + 0.5037 + 0.2398 \\ &= 1 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P(110 \text{ MW}) &= p_i(110) + p_i(220) \\ &= 0.5037 + 0.2398 \\ &= 0.7435 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P(220 \text{ MW}) &= p_i(220) \\ &= 0.2398 \end{aligned}$$

Dari perhitungan kemungkinan komulatif yang sudah dijumlahkan, maka dapat dibuat tabel perbandingan antara probabilitas individu dan probabilitas komulatif yaitu sebagai berikut:

Tabel 4. 10 Perbandingan Probabilitas Individu dan Komulatif

Capacity in of service (MW)	Capacity out of service (MW)	Probabilitas Individu	Probabilitas Komulatif
0	220	0.2565	1.0000
110	110	0.5037	0.7435
220	0	0.2398	0.2398

4.5. Kurva Beban

Dalam perhitungan LOLP hasilnya harus dibandingkan dengan kurva beban dari sistem, karena itu terlebih dahulu menyusun kurva beban. Dimana kurva tersebut menunjukkan permintaan atau kebutuhan tenaga listrik yang dituntut oleh konsumen pada jarak waktu yang berbeda-beda dapat berupa harian, mingguan dan tahunan. Data yang diperoleh dari pusat bagian operasi PLTU Nagan Raya yaitu data beban harian, yang mana dapat dilihat pada tabel 4.12 dibawah ini:

Tabel 4. 11 Data Beban PLTU Unit 1 Tahun 2018

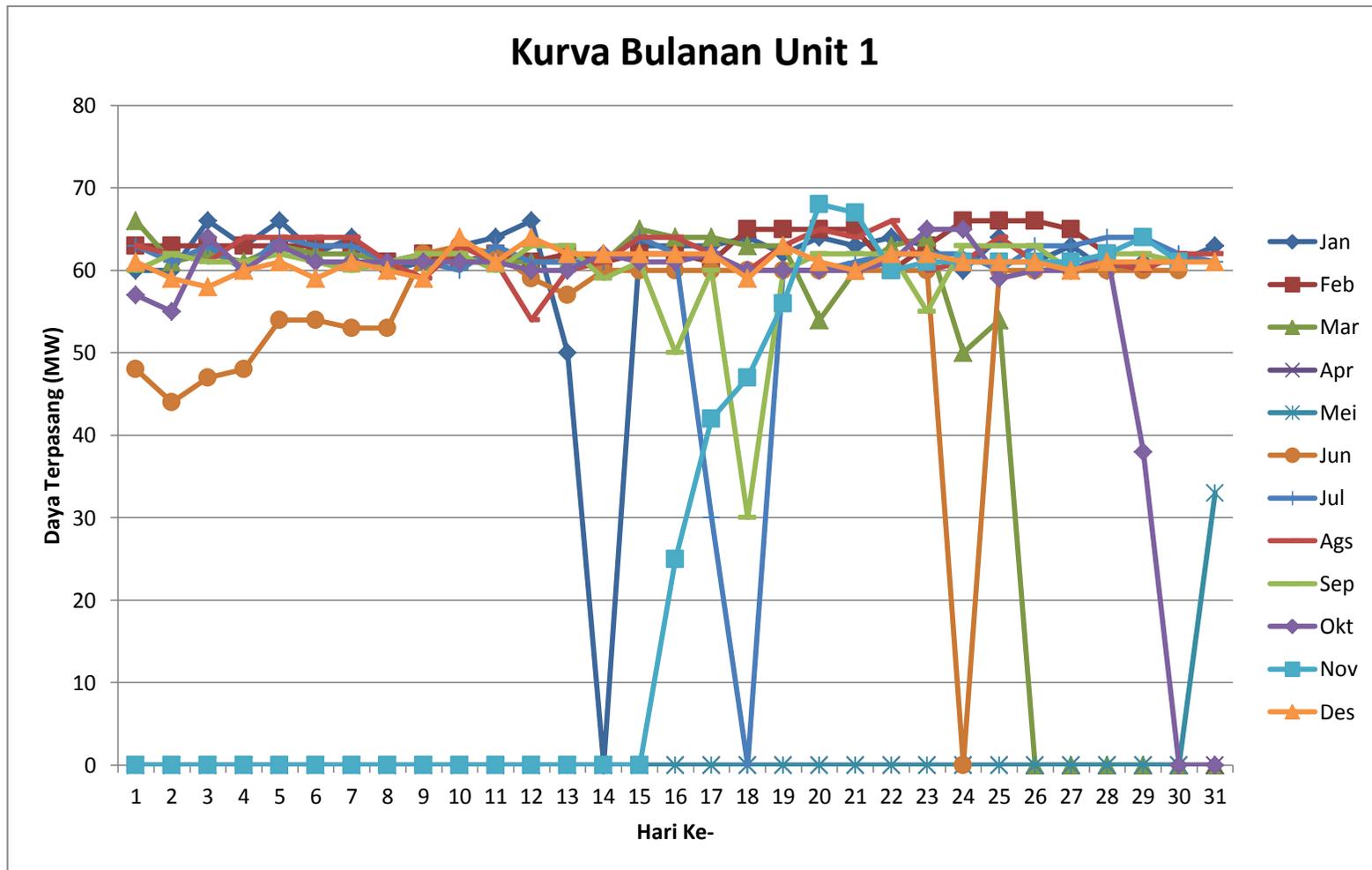
Hari ke-	Rata-rata beban per hari pada bulan (MW)											
	Jan	Feb	Mar	Apr	Mei	Jun	Jul	Ags	Se p	Okt	Nov	Des
1	60	63	66	N/A	N/A	48	63	63	60	57	N/A	61
2	60	63	61	N/A	N/A	44	61	62	62	55	N/A	59
3	66	63	62	N/A	N/A	47	63	61	61	64	N/A	58

Tabel Lanjutan 4. 11

Hari ke-	Rata-rata beban per hari pada bulan (MW)											
	Jan	Feb	Mar	Apr	Mei	Jun	Jul	Ags	Sep	Okt	Nov	Des
4	63	63	61	N/A	N/A	48	60	64	61	60	N/A	60
5	66	63	63	N/A	N/A	54	64	64	62	63	N/A	61
6	62	63	62	N/A	N/A	54	63	64	61	61	N/A	59
7	64	63	62	N/A	N/A	53	63	64	60	61	N/A	61
8	60	61	61	N/A	N/A	53	61	61	61	61	N/A	60
9	61	62	61	N/A	N/A	62	61	59	62	61	N/A	59
10	63	61	61	N/A	N/A	63	60	63	62	61	N/A	64
11	64	62	61	N/A	N/A	62	63	61	60	61	N/A	61
12	66	61	61	N/A	N/A	59	61	54	63	60	N/A	64
13	50	62	61	N/A	N/A	57	61	60	63	60	N/A	62
14	N/A	61	61	N/A	N/A	60	61	61	59	62	N/A	62
15	63	62	65	N/A	N/A	60	64	64	61	61	N/A	62
16	63	62	64	N/A	N/A	60	62	64	50	61	25	62
17	63	61	64	N/A	N/A	60	30	62	60	62	42	62
18	64	65	63	N/A	N/A	60	N/A	60	30	60	47	59
19	62	65	63	N/A	N/A	60	60	63	60	60	56	63

Tabel Lanjutan 4. 11

Hari ke-	Rata-rata beban per hari pada bulan (MW)											
	Jan	Feb	Mar	Apr	Mei	Jun	Jul	Ags	Sep	Okt	Nov	Des
20	64	65	54	N/A	N/A	60	60	65	62	60	68	61
21	63	65	60	N/A	N/A	60	61	64	62	60	67	60
22	64	60	63	N/A	N/A	60	62	66	62	61	60	62
23	63	63	64	N/A	N/A	60	62	60	55	65	61	62
24	60	66	50	N/A	N/A	N/A	62	61	63	65	61	61
25	64	66	54	N/A	N/A	60	60	64	63	59	61	61
26	61	66	N/A	N/A	N/A	60	63	61	63	60	61	61
27	63	65	N/A	N/A	N/A	60	63	60	60	60	61	60
28	60	62	N/A	N/A	N/A	60	64	61	62	62	62	61
29	61		N/A	N/A	N/A	60	64	60	62	38	64	61
30	61		N/A	N/A	N/A	60	62	62	61	N/A	61	61
31	63		N/A	N/A	33		61	62		N/A		61



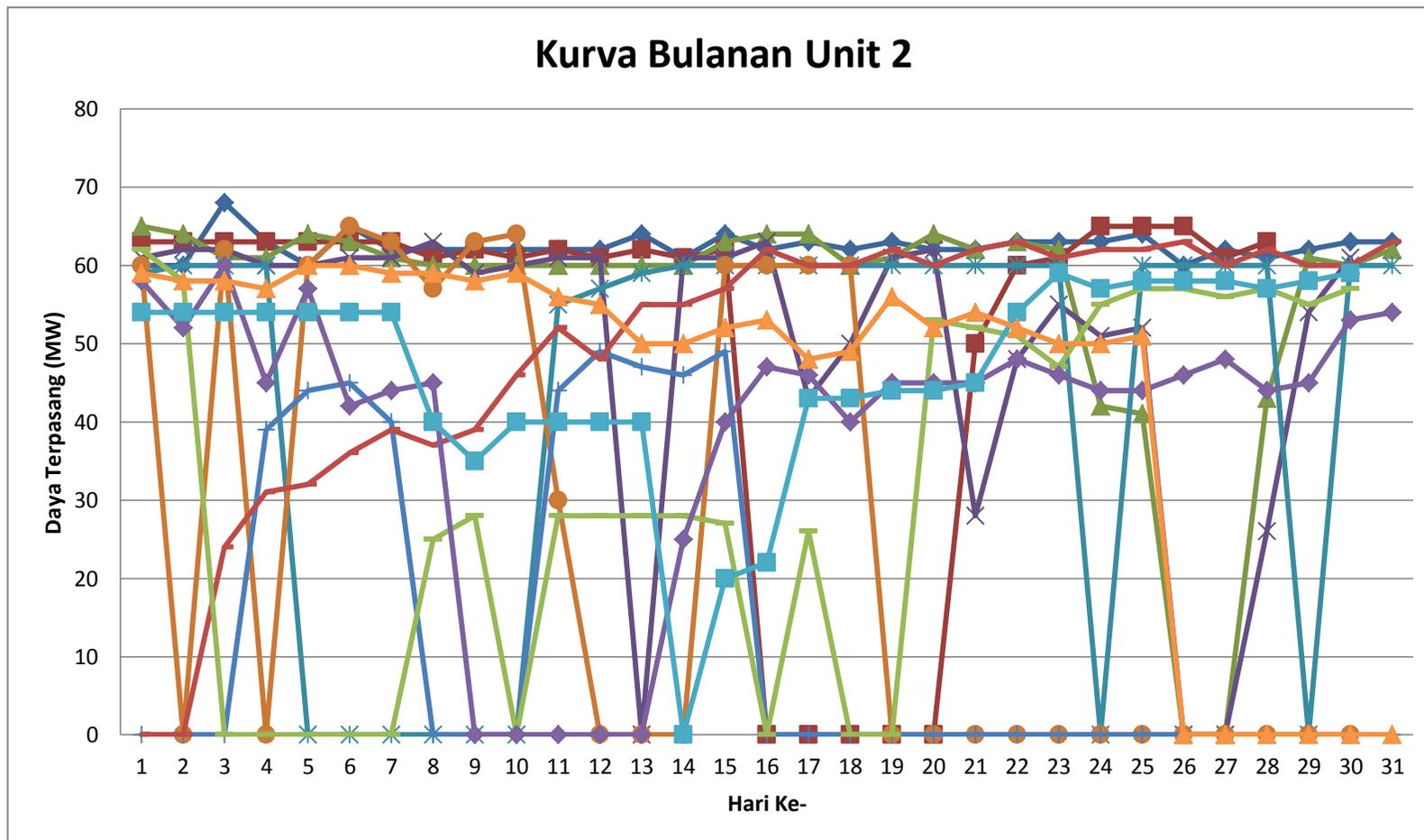
Gambar 4. 3 Kurva Bulanan Unit 1 Tahun 2018

Tabel 4. 12 Data Beban PLTU Unit 2 Tahun 2018

Hari ke-	Rata-rata beban per hari pada bulan- (MW)											
	Jan	Feb	Mar	Apr	Mei	Jun	Jul	Ags	Sep	Okt	Nov	Des
1	60	63	65	61	59	60	N/A	N/A	62	58	54	59
2	60	63	64	62	60	N/A	N/A	N/A	58	52	54	58
3	68	63	61	62	60	62	N/A	24	N/A	60	54	58
4	63	63	61	60	60	N/A	39	31	N/A	45	54	57
5	60	63	64	60	N/A	60	44	32	N/A	57	54	60
6	65	63	63	61	N/A	65	45	36	N/A	42	54	60
7	62	63	61	61	N/A	63	40	39	N/A	44	54	59
8	62	61	60	63	N/A	57	N/A	37	25	45	40	59
9	62	62	60	59	N/A	63	N/A	39	28	N/A	35	58
10	62	61	60	60	N/A	64	N/A	46	N/A	N/A	40	59
11	62	62	60	61	55	30	44	52	28	N/A	40	56
12	62	61	60	61	57	N/A	49	48	28	N/A	40	55
13	64	62	60	N/A	59	N/A	47	55	28	N/A	40	50
14	61	61	60	61	60	N/A	46	55	28	25	N/A	50
15	64	62	63	61	60	60	49	57	27	40	20	52
16	62	N/A	64	63	60	60	N/A	62	N/A	47	22	53

Tabel Lanjutan 4. 12

Hari ke-	Rata-rata beban per hari pada bulan- (MW)											
	Jan	Feb	Mar	Apr	Mei	Jun	Jul	Ags	Sep	Okt	Nov	Des
18	62	N/A	60	50	60	60	N/A	60	N/A	40	43	49
19	63	N/A	61	61	60	N/A	N/A	62	N/A	45	44	56
20	62	N/A	64	62	60	N/A	N/A	60	53	45	44	52
21	62	50	62	28	60	N/A	N/A	62	52	45	45	54
22	63	60	63	48	60	N/A	N/A	63	51	48	54	52
23	63	61	62	55	60	N/A	N/A	61	47	46	59	50
24	63	65	42	51	N/A	N/A	N/A	62	55	44	57	50
25	64	65	41	52	60	N/A	N/A	62	57	44	58	51
26	60	65	N/A	N/A	60	N/A	N/A	63	57	46	58	N/A
27	62	61	N/A	N/A	60	N/A	N/A	60	56	48	58	N/A
28	61	63	43	26	60	N/A	N/A	62	57	44	57	N/A
29	62		61	54	N/A	N/A	N/A	60	55	45	58	N/A
30	63		60	61	60	N/A	N/A	60	57	53	59	N/A
31	63		62		60		N/A	63		54		N/A



Gambar 4. 4 Kurva Bulanan Unit 2 Tahun 2018

4.6. Perhitungan Rata – Rata Beban Bulanan

Rata – rata beban bulanan adalah jumlah beban pada waktu tertentu dengan menghitung besar beban terpakai dengan lama waktu pembebanan yang terjadi. Sehingga dapat dirumuskan sebagai berikut:

$$\text{Beban bulanan} = \frac{\text{jumlah beban (MW)}}{\text{Jumlah harian (hari)}}$$

Dengan menggunakan rumus diatas, maka dapat dihitung rata-rata beban yang ada setiap bulan pada Unit 1 dan Unit 2 tahun 2018. Berikut contoh perhitungan rata-rata beban pada bulan Januari, Februari, dan April:

Unit 1

1. Rata-rata beban bulan Januari $\frac{1868 \text{ MW}}{31 \text{ hari}} = 60.23 \text{ MW}$
2. Rata-rata beban bulan Febuari $\frac{1764 \text{ MW}}{28 \text{ hari}} = 63 \text{ MW}$
3. Rata-rata beban bulan Maret $\frac{1528 \text{ MW}}{31 \text{ hari}} = 49.29 \text{ MW}$

Tabel 4. 13 Rata-rata Beban Bulanan Unit 1

Bulan	Rata-rata Beban (MW)
Januari	60.23
Februari	63
Maret	49.29
April	0
Mei	1.06
Juni	55.46

Bulan	Rata-rata Beban (MW)
Juli	58.87
Agustus	61.93
September	59.76
Oktober	56.16
November	28.56
Desember	61

Berdasarkan tabel 4.13, bulan April memiliki rata-rata beban terendah yaitu dengan nilai 0 MW. Hal ini disebabkan unit tidak beroperasinya cukup lama PLTU Unit 1 karena trip sistem 150 kV pada transmisi Aceh mengakibatkan gangguan pada modul Distribusi Kontrol Sistem (DCS) di Nagan Raya sehingga mengakibatkan gagal pelumasan pada turbin.

Unit 2

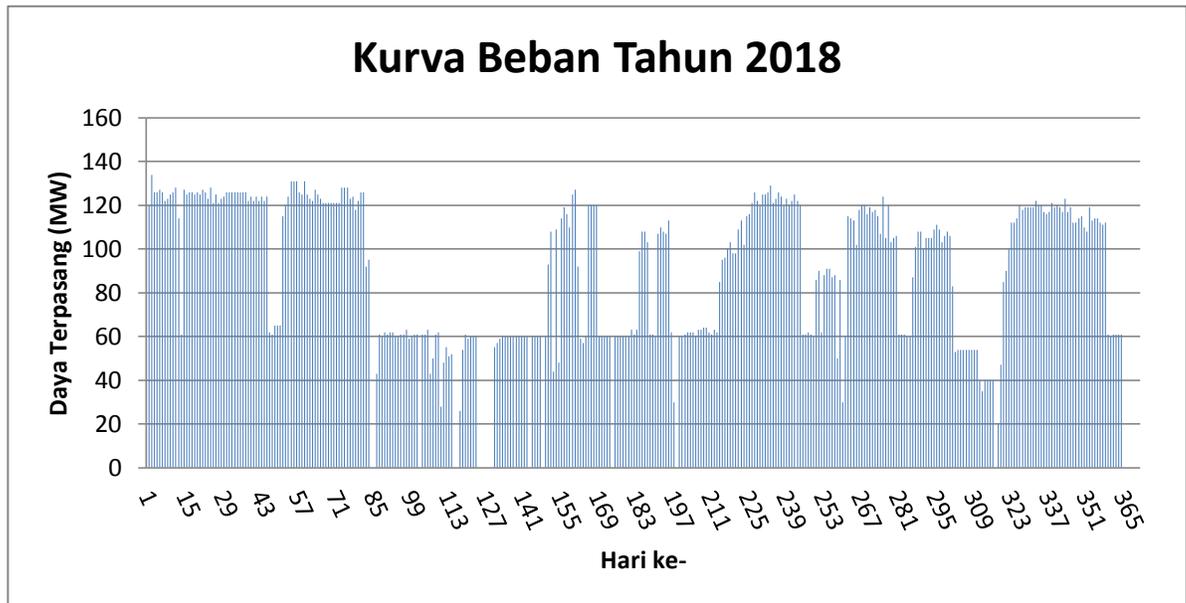
1. Rata-rata beban bulan Januari $= \frac{1935 \text{ MW}}{31 \text{ hari}} = 62.41 \text{ MW}$
2. Rata-rata beban bulan Februari $= \frac{1423 \text{ MW}}{28 \text{ hari}} = 50.82 \text{ MW}$
3. Rata-rata beban bulan Maret $= \frac{1731 \text{ MW}}{31 \text{ hari}} = 55.83 \text{ MW}$

Tabel 4. 14 Rata-rata Beban Bulanan Unit 2

Bulan	Rata-rata Beban (MW)	Bulan	Rata-rata Beban (MW)
Januari	62.41	Juli	13
Februari	50.82	Agustus	49.45
Maret	55.83	September	31.16
April	50.23	Oktober	38.96
Mei	44.19	November	46.4
Juni	25.46	Desember	44.03

Berdasarkan tabel 4.14, bulan Juli memiliki rata-rata beban terendah yaitu dengan nilai 13 MW. Hal ini disebabkan error bukaan pada governor yang mengakibatkan generator tidak berfungsi dengan baik sehingga pada bulan Juli PLTU Unit 2 tidak bias bekerja secara maksimal.

Kurva beban Tahunan yang terbentuk dari keseluruhan Unit pada PLTU Nagan Raya Aceh tahun 2018 dapat digambarkan sebagai berikut:



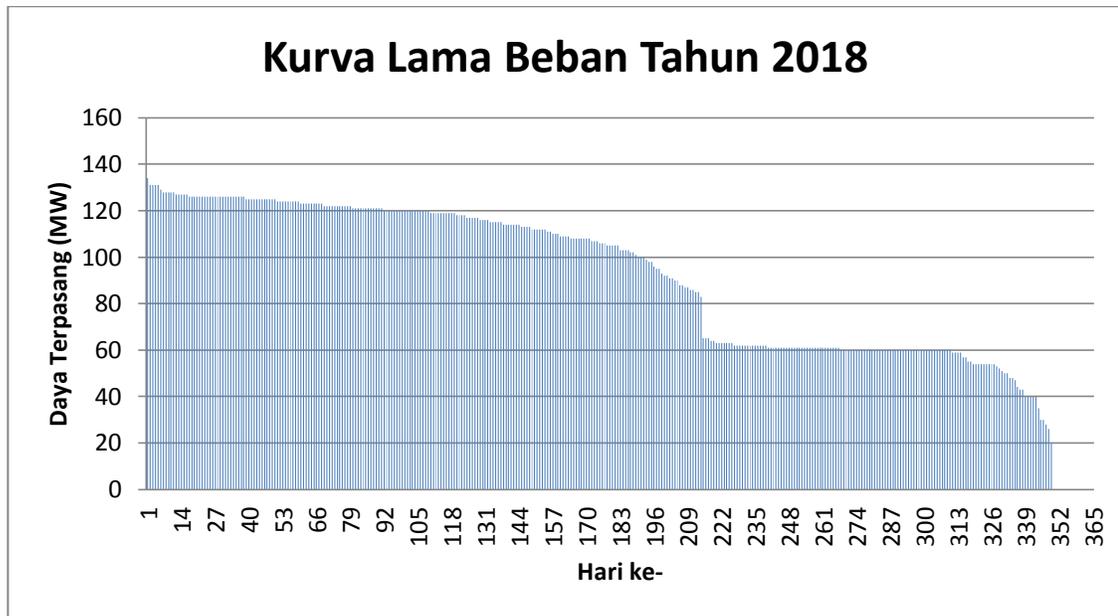
Gambar 4. 5 Kurva Beban PLTU Tahun 2018

Berdasarkan gambar 4.5 Garis tegak menyatakan daya terpasang pada sistem dengan satuan MW dan sumbu mendatar menunjukkan durasi waktu dari hari ke-1 sampai dengan hari ke-365.

4.7. *Loss Of Load Probability*

Nilai LOLP didapatkan dari perkalian antara probabilitas kumulatif capacity in of service (MW) sistem 2 unit pembangkit dengan interval titik potong kurva lama beban yang dinyatakan dalam hari per tahun.

Untuk dapat memformulasikan LOLP, maka kurva beban pada gambar 4.5 Sebagai fungsi perlu diubah menjadi kurva lama beban (*Load Duration Curve*), kurva yang menggambarkan lamanya setiap nilai beban yang berlangsung. Untuk dapat disusun menjadi kurva lama beban yaitu dengan mengurutkan nilai beban terbesar ke nilai beban terkecil dalam durasi waktu yang sama yaitu dari hari ke-1 sampai dengan hari ke-365. Berikut kurva lama beban tahun 2018:



Gambar 4. 6 Kurva Lama Beban PLTU Tahun 2018

Setelah didapatkan kurva lama beban tahun 2018, maka dapat diketahui nilai t yang digunakan untuk menentukan nilai LOLP. Dimana syarat menentukan nilai t adalah beban \leq MW operasi atau daya yang tersedia.

- a. Pada saat daya operasi maksimal 220 MW, maka pada saat itu MW *capacity in of service* sebesar 0 MW yang berarti ketika sistem tidak mengalami gangguan atau beroperasi dengan daya maksimal 220 MW. Nilai t pada kondisi tersebut adalah 1 karena pada saat nilai beban mendekati maksimal 220 MW adalah sebesar 134 MW dan pada kurva lama beban berada pada hari ke-1, maka nilai $t = 1$.
- b. Pada saat daya operasi 110 MW, maka pada saat itu MW *capacity in of service* sebesar 110 MW yang berarti ketika salah satu sistem ada yang mengalami gangguan atau hanya beroperasi dengan daya 110 MW. Nilai t pada kondisi tersebut adalah 157 karena pada saat nilai beban 110 MW pada kurva lama beban berada pada hari ke-157, maka nilai $t = 157$.

- c. Pada saat daya operasi 0 MW, maka pada saat itu *MW capacity in of service* sebesar 110 MW yang berarti ketika sistem mengalami gangguan atau tidak beroperasi. Nilai t pada kondisi tersebut adalah 350 karena pada kurva lama beban berada sistem yang tidak beroperasi ditunjukkan pada hari ke-350, maka nilai t = 350.

Berikut nilai LOLP atau kemungkinan kehilangan beban berdasarkan daya yang terpasang pada sistem selama 365 hari.

Tabel 4. 15 Perhitungan LOLP Unit 1

Capacity in of service	Capacity out of service	Probabilitas Komulatif	t	LOLP (P x t)	
0	110	1.0000	1	1.0000 x 1	1
110	0	0.4474	280	0.4474 x 280	125.27
Total					126.27

Tabel 4. 16 Perhitungan LOLP Unit 2

Capacity in of service	Capacity out of service	Probabilitas Komulatif	t	LOLP (P x t)	
0	110	1.0000	1	1.0000 x 1	1
110	0	0.5359	286	0.5359 x 286	153.26
Total					154.24

Pada tabel 4.15. dan tabel 4.16. Perhitungan *Loss Of Load Probability* di PLTU Nagan Raya Aceh Unit 1 menghasilkan nilai total sebesar 126.27 hari/tahun atau setara dengan 34.59% sedangkan Unit 2 menghasilkan nilai total 154.24 atau setara dengan 42.26% pada tahun 2018, yang dihasilkan dari hitungan reserve margin per unit:

$$\begin{aligned}
 \text{Unit 1} &= \frac{126.27}{365} \times 100\% \\
 &= 0.3459 \times 100\% \\
 &= 34.59\%
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Unit 2} &= \frac{154.26}{365} \times 100\% \\
 &= 0.4226 \times 100\% \\
 &= 42.26\%
 \end{aligned}$$

Tabel 4. 17 Perhitungan LOLP 2 Unit

<i>Capacity in of Service (MW)</i>	<i>Capacity out of Service (MW)</i>	Probabilitas Komulatif	t	LOLP (P x t)	
0	220	1.0000	1	1.0000 x 1	1
110	110	0.7435	157	0.7435 x 157	116.73
220	0	0.2398	350	0.2398 x 350	83.93
Total					201.66

Pada tabel 4.17 Perhitungan *Loss Of Load Probability* di PLTU Nagan Raya Aceh dengan sistem 2 unit pembangkit, dihasilkan nilai total sebesar 201.66 hari/tahun atau setara dengan 55,25% pada tahun 2018, yang dihasilkan dari perhitungan reserve margin:

$$\begin{aligned}
 \text{Total 2 Pembangkit} &= \frac{201.66}{365} \times 100\% \\
 &= 0.5525 \times 100\% \\
 &= 55.25\%
 \end{aligned}$$

Nilai indeks LOLP tersebut tidak memenuhi standar yang sudah ditetapkan oleh PT.PLN pada RUPTL PLN 2019-2028 yaitu 35-40%, berdasarkan hal tersebut dapat dikatakan keandalan dari sistem tenaga di PLTU Nagan Raya pada tahun 2018 dalam kategori tidak andal atau keandalan pembangkit yang kurang.