

# Penilaian Keandalan Sistem Tenaga Listrik Jawa Bagian Timur Dan Bali Menggunakan Formula Analitis Deduksi Dan Sensitivitas Analitis Dari *Expected Energy Not Served*

Adibtyo Putro Gumilang, Rony Seto Wibowo, I Made Yulistya Negara

Departemen Teknik Elektro - Fakultas Teknologi Elektro Institut Teknologi Sepuluh Nopember

*E-mail:* adibtyo12@mhs.ee.its.ac.id, ronyseto@ee.its.ac.id, yulistya@ee.its.ac.id

**Abstrak**—Penilaian keandalan sistem tenaga listrik dapat ditinjau dari banyak aspek. Salah satu parameter yang dapat digunakan adalah EENS (*Expected Energy Not Served*). Namun karena beban selalu mengalami peningkatan, sehingga harus diimbangi oleh pembangkitan pada sistem tenaga listrik. Penambahan jumlah dari komponen pada sistem tenaga listrik, mengakibatkan semakin banyak faktor yang mempengaruhi besarnya nilai keandalan dalam hal ini dikhususkan terhadap EENS. Oleh karena itu untuk mempermudah mendapatkan nilai EENS, dibantu dengan simulasi aliran daya optimal untuk mendapatkan nilai DNS pada setiap state daya. Kemudian indeks keandalan tersebut digunakan pada subsistem 150kV Krian-Gresik. Subsistem Krian-Gresik memiliki potensi EENS sebesar 397300.8 MWh/tahun. Dengan total kebutuhan energi sebesar  $1915.28 \times 8760 = 16777853$  MWh/tahun. Sehingga EENS untuk subsistem 150kV Krian-Gresik bila dinyatakan dalam persen sebesar 2.368%. Untuk melihat pengaruh laju kegagalan maka dihitung sensitivitas EENS terhadap laju kegagalan untuk subsistem 150kV Krian-Gresik. Unit pembangkit GRESIKU54 memiliki nilai sensitivitas yang paling besar. Sehingga apabila unit pembangkit tersebut mengalami pemadaman, maka akan memiliki pengaruh yang cukup besar untuk EENS pada sistem.

**Kata Kunci**—Indeks keandalan EENS (*Expected Energy Not Served*), DNS (*Demand Not Served*), Sensitivitas.

## I. PENDAHULUAN

SEMAKIN berkembangnya kebutuhan masyarakat akan tenaga listrik pada wilayah Jawa Timur dan Bali membuat perkembangan sistem tenaga listrik tersebut semakin dinamis. Pada wilayah Jawa Timur dan Bali terdapat 6 subsistem, yakni subsistem Bali, subsistem Krian-Gresik, subsistem Paiton-Grati, subsistem Ngimbang, subsistem Krian (IBT 3&4), dan subsistem Kediri. Hanya saja karena ruang lingkup yang luas, maka hanya diambil sampel salah satu subsistem. Dalam wilayah sistem tenaga listrik terjadi perkembangan tenaga listrik, yakni berupa penambahan pembangkit listrik dan sistem transmisi. Penambahan pembangkit listrik akan menyebabkan perubahan-perubahan pada kegiatan operasi sistem. Pengaruh perubahan pada kegiatan operasi tersebut diantaranya adalah pengaruh keandalan pada pembangkitan. Keandalan sistem tenaga listrik merupakan tolak ukur unjuk kerja dari suatu sistem pembangkit sekaligus sebagai tingkat jaminan pasokan energi listrik. Salah satu penilaian keandalan pada sistem tenaga listrik yakni, EENS (*Expected Energy Not Served*) pada sistem. Untuk meninjau EENS diperlukan data ketersediaan (*availability*), dan lama waktu pemadaman

dalam batas waktu tertentu. *availability* pada sebuah pembangkit adalah fungsi dari jaminan ketersediaan pembangkit saat dibutuhkan untuk memenuhi kebutuhan beban. Nilai EENS (*Expected Energy Not Served*) harus dipertimbangkan untuk menjamin tingkat keandalan dari sistem kedepannya.

EENS (*Expected Energy Not Served*) adalah ekspektasi dari sebuah sistem tenaga listrik yang tidak bisa memenuhi atau melayani beban sistem. Hal tersebut dikarenakan besar nilai pembangkitan kurang dari besar nilai pembebanan pada kurun waktu satu tahun, yang dinyatakan dalam MWh per tahun. Metode EENS (*Expected Energy Not Served*) dapat dikembangkan untuk mendapatkan penilaian keandalan yang lebih efektif dengan menggunakan formula analitis deduksi dan sensitivitas. Nilai yang didapatkan dari analitis deduksi akan digunakan untuk menghitung nilai sensitivitas EENS (*Expected Energy Not Served*) terhadap laju kegagalan sehingga dapat dijadikan pertimbangan untuk meningkatkan keandalan dari sistem tenaga listrik.

## II. TINJAUAN PUSTAKA

### A. Pengertian Keandalan

Keandalan merupakan peluang dari suatu peralatan untuk beroperasi seperti yang direncanakan dengan baik dalam selang waktu tertentu dan berada dalam suatu kondisi operasi tertentu. Pengamatan terhadap kondisi operasi suatu komponen sistem tenaga listrik yang dilakukan dalam selang waktu tertentu, pada umumnya dalam kurun waktu satu tahun. Konsep keandalan terdapat istilah ketersediaan (*availability*) dan ketidak-tersediaan (*unavailability*) yang merupakan hasil dari pengamatan dalam selang waktu tertentu terhadap suatu kondisi operasi dalam sistem tenaga [1].

Ketersediaan dalam hal ini merupakan perbandingan antara waktu total suatu sistem tenaga listrik dalam selang waktu tertentu ketika beroperasi dengan baik seperti yang direncanakan terhadap waktu total pengamatan. Sedangkan ketidakterersediaan merupakan perbandingan antara waktu total sistem tenaga listrik yang tidak beroperasi terhadap waktu total pengamatan.

### B. Faktor-Faktor Keandalan

Faktor-faktor yang mempengaruhi indeks keandalan dalam suatu sistem tenaga listrik sesuai standar IEEE P1366 antara lain [2]:

- a. Pemadaman/*Interruption of Supply*.

Terhentinya pelayanan terhadap satu atau lebih, akibat dari salah satu atau lebih komponen mendapat gangguan.

- b. *Keluar/Outage*.  
Keadaan dimana suatu komponen tidak dapat berfungsi sebagaimana mestinya, diakibatkan karena beberapa peristiwa yang berhubungan dengan komponen tersebut. Suatu *outage* dapat atau tidak dapat menyebabkan pemadaman, hal ini masih tergantung pada konfigurasi sistem.
- c. *Lama keluar/Outage Duration*.  
Periode dari saat permulaan komponen mengalami *outage* sampai saat dapat dioperasikan kembali sesuai dengan fungsinya.
- d. *Lama pemadaman/Interruption Duration*.  
Waktu dari saat permulaan terjadinya pemadaman sampai saat menyala kembali.
- e. *Selang waktu pengamatan*.  
Selang waktu pengamatan adalah total waktu yang diamati pada suatu peralatan atau komponen sistem tenaga. Peninjauan dari sistem tenaga biasanya menggunakan periode satu tahun. Peninjauan-peninjauan yang dilakukan terhadap peralatan dinilai dalam ukuran per tahun dan dianggap berlaku selama satu tahun, meskipun pengambilan datanya dilakukan dalam selang waktu lebih dari satu tahun. Oleh karena itu, perhitungan keandalan dinilai dalam ukuran pertahun.

**C. Status Unit Pembangkit**

Dalam memenuhi kebutuhan beban yang selalu fluktuatif kondisi pembangkit benar-benar dituntut baik. Status unit pembangkit menjadi sangat diperhatikan agar kebutuhan beban tetap tercukupi. Pembangkit yang direncanakan tersedia untuk operasi dalam sistem ada kemungkinan mengalami pemadaman (*Forced Outage*) maka besarnya cadangan daya tersedia sesungguhnya merupakan ukuran keandalan operasi sistem. Peralatan dalam sistem tenaga listrik perlu dipelihara secara periodik. Penundaan pemeliharaan akan memperbesar kemungkinan rusaknya peralatan. Oleh karena itu, jadwal pemeliharaan peralatan harus ditaati. Pemeliharaan yang teratur selain memperpanjang umur ekonomis peralatan juga mempertinggi keandalan peralatan.

**D. Failure Rate**

*Failure rate* (Laju kegagalan) adalah frekuensi pada suatu sistem peralatan atau komponen mengalami kegagalan, yang dinyatakan dalam jumlah kegagalan dibagi dengan waktu tertentu. Laju kegagalan umumnya disimbolkan dengan huruf  $\lambda$  (lambda) dan sangat sering digunakan dalam penilaian keandalan

Laju kegagalan sangat bergantung pada periode waktu penilaian yang ditetapkan untuk masing-masing sistem peralatan atau komponen. Semakin sering suatu peralatan mengalami kegagalan pada periode waktu tersebut, maka laju kegagalan dari peralatan tersebut akan meningkat. Laju kegagalan biasanya dinotasikan dalam jumlah kegagalan dibagi dengan waktu peralatan tersebut bekerja.

**E. Daya yang Tersedia [1]**

Pada daya tersedia dalam sistem tenaga listrik harus cukup untuk melayani kebutuhan tenaga listrik dari konsumen. Daya tersedia tergantung kepada daya terpasang unit-unit

pembangkit dalam sistem dan juga tergantung kepada kesiapan operasi unit-unit tersebut. Berbagai faktor seperti gangguan kerusakan dan pemeliharaan rutin menyebabkan unit pembangkit menjadi tidak siap beroperasi.

Cadangan daya yang tersedia dan besar kecilnya nilai FOR (*Forced Outage Rate*) unit-unit pembangkit yang beroperasi dalam selang waktu satu tahun sangat mempengaruhi keandalan sistem pembangkit. Semakin kecil nilai FOR semakin menjamin ketersediaan cadangan daya sistem. Besarnya ketersediaan atau  $(1 - FOR)$  adalah

$$\alpha_k = \frac{\mu_k}{\lambda_k + \mu_k} \tag{1}$$

**F. DNS (Demand Not Served)**

DNS (*Demand Not Served*) adalah kondisi saat beban tidak terlayani pada suatu sistem karena kapasitas yang tersedia tidak dapat memenuhi permintaan beban [1]. Untuk mengetahui besarnya nilai DNS (*Demand Not Served*) diperlukan simulasi pembangkitan setiap pembangkit dan beban disetiap bus melalui DC *Optimal Power Flow*.

Pada studi ini perhitungan DNS (*Demand Not Served*) diujikan dengan mematikan salah satu pembangkit. Kemudian apabila permintaan beban lebih besar dibanding pembangkitan, maka akan terjadi pelepasan beban. Selanjutnya beban yang dilepaskan oleh sistem disebut *Demand Not Served*.

**G. EENS (Expected Energy Not Served)**

Indeks keandalan sistem kelistrikan selain LOLP (*Loss of Load Probability*) adalah EENS (*Expected Energy Not Served*), EENS merupakan perhitungan atau kemungkinan energi yang tidak dapat disuplai oleh pembangkit pada sistem tenaga listrik dalam waktu tertentu. Nilai EENS dapat dicari dengan mengalikan nilai *energy curtailed* dengan probabilitas pembangkit yang *in service*. *Energy curtailed* didapatkan dari DNS (*Demand Not Served*) yakni kondisi saat beban tidak terlayani yang mengakibatkan pemadaman pada daerah tertentu. Hal tersebut dapat di rumuskan dalam persamaan (2) [3]:

$$EENS = 8760 \times \sum_{x \in X} P(x).DNS(X) \tag{2}$$

Dimana,

$$x = (S_1, S_2, \dots, S_k, \dots, S_n) \tag{3}$$

Keterangan:

EENS = *Expected Energy Not Served*

$P(x)$  = Probabilitas dari *state x*

$DNS(X)$  = Permintaan beban yang tak terpenuhi dari *state x*

$n$  = Angka dari komponen sistem

$S_k$  = Keadaan (*State*) dari komponen  $k$  dari system;

$S_k = 1$  ketika komponen  $k$  pada kondisi *up*, dan

$S_k = 0$  ketika komponen  $k$  pada kondisi *down*.

Berdasarkan asumsi tersebut, kemudian diasumsikan bahwa setiap komponen independen satu sama lain, dimana:

$$P(x) = P(S_1)P(S_2) \dots P(S_k) \dots P(S_n) \tag{4}$$

Sehingga diperoleh persamaan sebagai berikut.

$$EENS = 8760 \times \sum_{x \in X, S_k=1} P(S_1)P(S_2) \dots P(S_k) \dots P(S_n).DNS(X) + 8760 \times \sum_{x \in X, S_k=0} P(S_1)P(S_2) \dots P(S_k) \dots P(S_n).DNS(X) \tag{5}$$

Seperti diketahui bahwa:

$$P(S_k = 1) = \alpha_k = \frac{\mu_k}{\lambda_k + \mu_k} \tag{6}$$

$$P(S_k = 0) = \mu_k = \frac{\lambda_k}{\lambda_k + \mu_k} \tag{7}$$

Keterangan:

- $\alpha_k$  = tersedianya dari komponen  $k$  (kondisi *up*)
- $\mu_k$  = tidak tersedianya dari komponen  $k$  (kondisi *down*)
- $\lambda_k$  = laju kegagalan dari komponen  $k$
- $\mu_k$  = laju perbaikan dari komponen  $k$

$$EENS = 8760 \times \alpha_k \sum_{x \in X, S_k=1} P(S_1)P(S_2) \dots P(S_k = 1)P(S_{k+1}) \dots P(S_n). DNS(X) + 8760 \times \mu_k \sum_{x \in X, S_k=0} P(S_1)P(S_2) \dots P(S_k = 0)P(S_{k+1}) \dots P(S_n). DNS(X) \tag{8}$$

Bila dipisahkan menjadi 2 kondisi yakni saat komponen  $k$  kondisi *up* (A) dan saat komponen  $k$  pada kondisi *down* (B)

$$A = 8760 \times \alpha_k \cdot \sum_{x \in X, S_k=1} P(S_1)P(S_2) \dots P(S_{k-1})P(S_{k+1}) \dots P(S_n). DNS(X) \tag{9}$$

$$B = 8760 \times \mu_k \cdot \sum_{x \in X, S_k=0} P(S_1)P(S_2) \dots P(S_{k-1})P(S_{k+1}) \dots P(S_n). DNS(X) \tag{10}$$

Persamaan (9) dan (10) tersebut merupakan formula analisis dari EENS (*Expected Energy Not Served*) dengan memperhatikan parameter keandalan komponen, dimana A mengindikasikan parameter dari EENS (*Expected Energy Not Served*) sistem yang terjadi akibat dari *outage* komponen lain ketika komponen  $k$  berada pada kondisi *up* sedangkan B mewakili dari nilai yang sama ketika komponen  $k$  pada kondisi *down* [3].

H. Sensitivitas EENS Terhadap Laju Kegagalan [3]

Kata kegagalan adalah istilah yang menunjukkan berakhirnya unjuk kerja yang diperlukan. Hal ini berlaku umum untuk semua peralatan yang bekerja. Gangguan listrik / pemadaman pada jaringan sistem tenaga listrik dinyatakan sebagai kerusakan dari peralatan yang mengakibatkan sebagian atau seluruh pelayanan listrik terganggu. Besaran yang dapat digunakan untuk menentukan nilai kegagalan adalah besarnya laju kegagalan (*failure rate*) yang dinyatakan dengan simbol  $\lambda$ .

Formula sensitivitas dari EENS (*Expected Energy Not Served*) dengan memperhatikan  $\lambda_k$ . Berdasarkan Persamaan (8) hingga Persamaan (10), formula sensitivitas dari EENS dengan memperhatikan  $\lambda_k$  dapat diturunkan dalam persamaan (11):

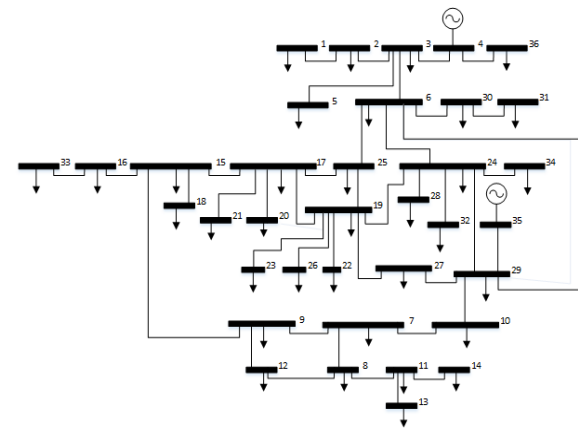
$$\frac{\partial EENS}{\partial \lambda_k} = \frac{\partial \left[ \frac{\mu_k}{\lambda_k + \mu_k} (A - B) + B \right]}{\partial \lambda_k} = \frac{\partial \left[ \frac{\mu_k}{\lambda_k + \mu_k} (A - B) + B \right]}{\partial \lambda_k} = \frac{-\mu_k}{(\lambda_k + \mu_k)^2} (A - B) + 0$$

$$= \frac{\mu_k(B - A)}{(\lambda_k + \mu_k)^2} = \frac{\alpha_k(B - A)}{\lambda_k + \mu_k} \tag{12}$$

III. SISTEM TENAGA LISTRIK 150KV WILAYAH JAWA BAGIAN TIMUR

Pada bagian ini akan membahas mengenai data-data pendukung dalam makalah yang nantinya akan diolah dan dianalisa pada bagian selanjutnya. Data-data tersebut berupa sistem tenaga listrik 150kV wilayah Jawa bagian Timur. Untuk wilayah Jawa Bagian Timur akan diambil subsistem 150kV Krian-Gresik. Sedangkan sistem tenaga listrik pada wilayah bali tidak dapat diolah dan dianalisa karena tidak mendapatkan akses untuk data pendukung yang dibutuhkan dalam penyelesaian makalah ini.

A. Sistem Kelistrikan [4]



Gambar 1. Sistem Kelistrikan Subsistem 150kV Krian-Gresik

Berdasarkan Gambar 1 dapat diamati bahwa pada subsistem 150kV Krian-Gresik terdapat 34 gardu induk sistem tenaga listrik 150kV dengan konfigurasi *ring* dan *radial*.

B. Pembangkit di Wilayah Jawa Bagian Timur

Pembangkit yang terhubung langsung pada subsistem 150kV Krian-Gresik dijabarkan pada Tabel 1.

Tabel 1.  
Pembangkit yang Terhubung ke Sistem 150kV

No.	Unit Pembangkit	Jenis Pembangkit	Daya Max (MW)	Daya Min (MW)
1	GRESIK 1.1	PLTGU	112,45	44,98
2	GRESIK 1.2	PLTGU	112,45	44,98
3	GRESIK 1.3	PLTGU	112,45	44,98
4	GRESIK 3.1	PLTGU	112,45	44,98
5	GRESIK 3.2	PLTGU	112,45	44,98
6	GRESIK U1	PLTU	100,00	40,00
7	GRESIK U2	PLTU	100,00	40,00
8	GRESIK U3	PLTU	200,00	80,00
9	GRESIK U4	PLTU	200,00	80,00
10	GRESIK 1.0	PLTGU	189,00	75,60
11	GRESIK G1	PLTG	20,00	8,00
12	GRESIK G2	PLTG	20,00	8,00
13	GRESIK 2.1	PLTGU	112,45	44,98
14	GRESIK 2.2	PLTGU	112,45	44,98
15	GRESIK 2.3	PLTGU	112,45	44,98
16	GRESIK 3.3	PLTGU	112,45	44,98

17	GRESIK 2.0	PLTGU	189,00	75,60
18	GRESIK 3.0	PLTGU	189,00	75,60

C. Ketersediaan (Availability) Pembangkit di Wilayah Subsistem 150kV Krian-Gresik.

Berdasarkan Tabel 1 terdapat 18 unit pembangkit yang terhubung langsung ke subsistem 150kV Krian-Gresik. Kemudian dari data setiap unit pembangkit dibentuklah Tabel 2 yang berisi availability dari setiap unit pembangkit berdasarkan *availability factor* pada jadwal pemeliharaan unit pembangkit PLN [4].

Tabel 2  
Data Availability dan Repair Time dari Pembangkit yang Terhubung ke Subsistem 150kV Krian-Gresik

No	Unit Pembangkit	Unavailability	Availability	Repair Rate(year)
1	GRESIK 1.1	0.08	0.92	0.09434
2	GRESIK 1.2	0.09	0.91	0.11321
3	GRESIK 1.3	0.09	0.91	0.11321
4	GRESIK 3.1	0.05	0.95	0.07547
5	GRESIK 3.2	0.09	0.91	0.09434
6	GRESIK U1	0.01	0.99	0.00019
7	GRESIK U2	0.08	0.92	0.11321
8	GRESIK U3	0.11	0.89	0.11321
9	GRESIK U4	0.08	0.92	0.09434
10	GRESIK 1.0	0.01	0.99	0.00019
11	GRESIK G1	0.12	0.88	0.13208
12	GRESIK G2	0.04	0.96	0.00189
13	GRESIK 2.1	0.09	0.91	0.05660
14	GRESIK 2.2	0.09	0.91	0.11321
15	GRESIK 2.3	0.02	0.98	0.03774
16	GRESIK 3.3	0.01	0.99	0.00019
17	GRESIK 2.0	0.01	0.99	0.00019
18	GRESIK 3.0	0.01	0.99	0.00019

IV. SIMULASI SISTEM DAN ANALISA

Pada bagian ini akan dibahas mengenai hasil pengolahan data pada bagian 3 berupa simulasi dengan *matpower* 6.0 dan perhitungan untuk membuktikan kesesuaian metode. Simulasi ini dilakukan pada sistem kelistrikan subsistem 150kV Krian-Gresik dengan data yang diperoleh dari PT. PLN (Persero) guna mengetahui unit pembangkit yang memiliki efek pemadaman paling besar terhadap subsistem 150kV Krian-Gresik bila ditinjau dari EENS pada sistem.

A. Simulasi DC Optimal Power Flow Pada Subsistem 150kV Krian-Gresik

Pada makalah ini data simulasi yang diperlukan adalah data *single line diagram*, data pembangkit (*generation*), data beban (*load*), dan data saluran (*line*). Hasil dari simulasi diperoleh jumlah total beban pada subsistem 150kV Krian-Gresik adalah 1915,28 MW. Untuk rincian pembangkitan pada setiap generator bisa dilihat pada Tabel 3 yang merupakan hasil *running program dc opf* pada *matpower*.

Tabel 3  
Besarnya Pembangkitan

Unit	Pgen
GRESIK511	111.9211
GRESIK512	111.9211
GRESIK513	111.9211
GRESIK731	111.9211
GRESIK732	111.9211
GRESIKU51	86.317

GRESIKU52	87.4687
GRESIKU54	161.5719
GRESIK510	119.334
GRESIKG51	15.1886
GRESIKG52	15.2277
GRESIK721	111.9211
GRESIK722	111.9211
GRESIK723	111.9211
GRESIK733	111.9211
GRESIK720	128.6509
GRESIK730	129.6167
GRESIKU53	164.6146

B. Analisa EENS (Expected Energy Not Served)

Dengan mengacu pada teori yang terdapat di subbab mengenai EENS, maka untuk menghitung EENS dari subsistem 150kV Krian-Gresik diperlukan data *individual probability* pada setiap *state x* dan DNS pada setiap *state x*. Data tersebut kemudian dihitung dengan menggunakan Persamaan (2). Sehingga nilai *individual probability* pada setiap *state x* dikalikan dengan DNS pada setiap *state x*, kemudian dijumlahkan seluruh hasil perkalian tersebut. Hasil dari penjumlahan seluruh *state* dikalikan dengan selang waktu yang digunakan pada EENS yakni 8760jam. Sehingga didapatkan EENS dari subsistem 150kV Krian-Gresik, sebesar 397300.8 MWh/tahun. Dengan total kebutuhan energi sebesar  $1915.28 \times 8760 = 16777853$  MWh/tahun. Sehingga EENS untuk subsistem 150kV Krian-Gresik bila dinyatakan dalam persen sebesar 2.368%.

Tabel 4.  
Besarnya Pdemand dan DNS dari Bus Beban

Bus	Pdemand	DNS
1	40.5	0
2	79.72	0
3	27.3	0
5	40.6	0
6	61.72	0
7	17.82	0
8	32.81	0
9	65.09	0
10	18.98	0
11	38.75	0
12	11.97	0
13	43.45	0
14	39.99	0
15	163.62	0
16	35.83	0
17	135.68	0
18	62.7	0
19	127.61	0
20	25	0

21	38	0
22	37.3	0
23	136.12	0
24	43.63	0
25	55.07	0
26	20	0
27	65.98	0
28	29	0
29	85.84	0
30	69.43	0
31	101.45	0
32	42.39	0
33	48.06	0
34	56.13	0
36	17.74	0
Total	1915.28	0

C. Analisa Sensitivitas EENS Terhadap Laju Kegagalan

Sebelum melakukan analisa terhadap sensitivitas EENS, terlebih dahulu di hitung laju kegagalan pada setiap unit pembangkit sesuai dengan penjelasan pada subbab mengenai failure rate. Sehingga didapatkan nilai laju kegagalan per tahun untuk setiap unit pembangkit berdasarkan Tabel 5.

Tabel 5.

Laju Kegagalan Pada Setiap Unit Pembangkit

Pembangkit	Availability	Repair Rate	Failure Rate
GRESIK511	0.92	0.094340	0.008203
GRESIK512	0.91	0.113208	0.011196
GRESIK513	0.91	0.113208	0.011196
GRESIK731	0.95	0.075472	0.003972
GRESIK732	0.91	0.094340	0.009330
GRESIKU51	0.99	0.018868	0.000191
GRESIKU52	0.92	0.113208	0.009844
GRESIKU53	0.89	0.113208	0.013992
GRESIKU54	0.92	0.094340	0.008203
GRESIK510	0.99	0.018868	0.000191
GRESIKG51	0.88	0.132075	0.018010
GRESIKG52	0.96	0.018868	0.000786
GRESIK721	0.94	0.056604	0.003613
GRESIK722	0.99	0.113208	0.001144
GRESIK723	0.99	0.037736	0.000381
GRESIK733	0.99	0.018868	0.000191
GRESIK720	0.99	0.018868	0.000191
GRESIK730	0.99	0.018868	0.000191

Setelah diketahui laju kegagalan dari masing-masing unit pembangkit. Nilai sensitivitas EENS terhadap laju kegagalan dapat di analisa dengan Persamaan (12), untuk menyelesaikan Persamaan (12) dibutuhkan  $\alpha_k$  (availability), B, A,  $\lambda_k$  (failure rate), dan  $\mu_k$  (repair rate). Untuk A dan B dapat dihitung

dengan Persamaan (9) dan Persamaan (10). Hasil perhitungan A dan B masing- ditunjukkan oleh Tabel 6.

Pada Tabel 6, A menunjukkan besarnya pengaruh pemadaman unit pembangkit lain ketika unit pembangkit tersebut selalu dalam keadaan *up state*. Dan sebaliknya B menunjukkan besarnya pengaruh pemadaman unit pembangkit lain ketika unit pembangkit tersebut selalu dalam keadaan *down state*. Sehingga bila A dan B dijumlahkan untuk masing-masing komponen, akan didapatkan EENS pada subsistem 150kV Krian-Gresik.

Setelah nilai A dan B didapatkan, kemudian dilakukan perhitungan untuk mencari nilai sensitivitas EENS terhadap laju kegagalan dengan menggunakan Persamaan (12), sehingga didapatkan hasil perhitungan seperti pada Tabel 7 pada masing-masing unit pembangkit.

Berdasarkan Tabel 7 dapat dilihat bahwa unit pembangkit GRESIKU54 memiliki nilai sensitivitas yang paling besar. Sehingga pemadaman dari unit pembangkit GRESIKU54 akan memiliki dampak yang cukup besar pada EENS subsistem 150kV Krian-Gresik.

Tabel 6

Hasil Perhitungan A dan B

Pembangkit	A	B
GRESIK511	275309.6	121991.2
GRESIK512	316433.3	80867.44
GRESIK513	316454.1	80846.69
GRESIK731	350390.1	46910.67
GRESIK732	316750	80550.77
GRESIKU51	387557.6	9743.211
GRESIKU52	331023	66277.76
GRESIKU53	309064.7	88236.07
GRESIKU54	268425.5	128875.3
GRESIK510	379967.6	17333.12
GRESIKG51	339621.6	57679.21
GRESIKG52	377798.7	19502.08
GRESIK721	341838.3	55462.44
GRESIK722	387534	9766.765
GRESIK723	387527.3	9773.472
GRESIK733	387569.7	9731.102
GRESIK720	380890.1	16410.68
GRESIK730	380929.5	16371.22

V. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil yang didapatkan dari simulasi dan analisis pada makalah ini, dapat diambil kesimpulan bahwa:

1. Pada subsistem Krian-Gresik memiliki total beban sebesar 1915.28 MW dengan total kapasitas pembangkit 2219 MW.
2. Semakin besar laju kegagalan dari suatu unit pembangkit, maka keandalan dari unit tersebut menurun. Hal tersebut bisa dilihat pada Tabel 4.7 apabila semakin tinggi laju

- kegagalan maka ketersediaan (*availability*) unit pembangkit akan menurun.
3. Subsistem Krian-Gresik memiliki potensi EENS sebesar 397300.8 MWh/tahun. Dengan total kebutuhan energi sebesar  $1915.28 \times 8760 = 16777853$  MWh/tahun. Sehingga EENS untuk subsistem Krian-Gresik bila dinyatakan dalam persen sebesar 2.368%.
  4. Unit pembangkit GRESIKU54 memiliki nilai sensitivitas yang paling besar. Hal tersebut menunjukkan bahwa tidak selalu unit pembangkit dengan laju kegagalan paling tinggi akan memiliki sensitivitas yang paling tinggi juga, sehingga untuk mengetahuinya perlu dilakukan perhitungan dengan metode yang digunakan pada makalah ini.

Tabel 7.  
Sensitivitas EENS Terhadap Laju Kegagalan

Unit Pembangkit	Failure rate	Sensitivitas
GRESIK511	0.008203	-157.0262
GRESIK512	0.011196	-196.7050
GRESIK513	0.011196	-196.7396
GRESIK731	0.003972	-414.2740
GRESIK732	0.009330	-236.6806
GRESIKU51	0.000191	-2240.3167
GRESIKU52	0.009844	-225.9557

GRESIKU53	0.013992	-176.3820
GRESIKU54	0.008203	-142.9250
GRESIK510	0.000191	-2150.3053
GRESIKG51	0.018010	-188.7129
GRESIKG52	0.000786	-1997.8315
GRESIK721	0.003613	-510.3182
GRESIK722	0.001144	-373.3461
GRESIK723	0.000381	-1120.0083
GRESIK733	0.000191	-2240.4603
GRESIK720	0.000191	-2161.2449
GRESIK730	0.000191	-2161.7128

DAFTAR PUSTAKA

- [1] R. B. dan R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems Second Edition*. New York: Plenum Press, 1996.
- [2] I. S. Association, *IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices*. New York, 2012.
- [3] T. X. Zhu, "A New Methodology of Analytical Formula Deduction and Sensitivity Analysis of EENS in Bulk Power System Reliability Assessment," *IEEE*, pp. 825-831, 2006.
- [4] P. P. (Persero) P2B, "Rencana Operasi Sistem Tenaga Listrik Jawa Bali Tahun 2017," Cinere, 2016.