

ANALISIS PENGARUH PEMASANGAN *PHOTOVOLTAIC DISTRIBUTED GENERATION (PV-DG)* TERHADAP KEANDALAN PADA *FEEDER* MRA01 DI GARDU INDUK MRICA

Frans May Daniel Sinaga^{*)}, Hermawan dan Bambang Winardi

Departemen Teknik Elektro, Universitas Diponegoro
Jl. Prof. Sudharto, SH, Kampus UNDIP Tembalang, Semarang 50275, Indonesia

^{*)}E-mail: fransdanielsinaga@gmail.com

Abstrak

Saat ini tenaga listrik menjadi kebutuhan pokok bagi masyarakat, sehingga kontinuitas penyediaan tenaga listrik menjadi tuntutan yang semakin besar dari konsumen. Berdasarkan data catatan teknik di PT PLN (Persero) Rayon Banjarnegara pada tahun 2016 penyulang MRA01 mengalami pemadaman sebanyak 28 kali/tahun, dengan total lama padam 26,41 jam/tahun, hal ini tentunya cukup mengganggu kontinuitas penyaluran energi listrik pada penyulang MRA01 ke konsumen. Berdasarkan permasalahan tersebut maka perlu adanya studi tentang perhitungan tingkat keandalan sistem tenaga listrik pada penyulang MRA01. Pada penelitian ini akan dibahas besarnya indeks keandalan (SAIFI, SAIDI, CAIDI, ENS, AENS) pada penyulang MRA01 saat kondisi PV-DG tidak terpasang dan terpasang. Perhitungan besarnya indeks keandalan dilakukan dengan menggunakan metode *Reliability Index Assesment (RIA)*, selanjutnya hasil perhitungan akan dibandingkan dengan hasil simulasi menggunakan *software* ETAP 12.6.0. Indeks keandalan yang didapat berdasarkan perhitungan menggunakan metode RIA saat kondisi PV-DG tidak terpasang, nilai SAIFI sebesar 5,016 gangguan/tahun, nilai SAIDI sebesar 18,323 jam/tahun, nilai CAIDI sebesar 3,652 jam/gangguan, nilai ENS sebesar 133,123 MWh/tahun, nilai AENS sebesar 0,005333 MWh/pelanggan. Indeks keandalan saat kondisi PV-DG terpasang, nilai SAIFI sebesar 3,32 gangguan/tahun, nilai SAIDI sebesar 12,41 jam/tahun, nilai CAIDI sebesar 3,74 jam/gangguan, nilai ENS sebesar 87,648 MWh/tahun, nilai AENS sebesar 0,003511 MWh/pelanggan.

Kata Kunci : *Photovoltaic Distributed Generation (PV-DG), Keandalan, Reliability Index Assesment (RIA), ETAP 12.6.0*

Abstract

Now electricity has become necessity for society, so that the continuity of electricity supply becomes the bigger demand from consumers. Based on technical data at PT PLN (Persero) Rayon Banjarnegara in 2016, feeder MRA01 has been suppressed 18 fault/year, with a total length of timeout is 26,41 hours/year, this is of course quite disturbing the continuity of the distribution of electrical energy from feeder MRA01 to consumers. Based on the problem, it is necessary to study the calculation of the reliability level of the power system in the feeder MRA01. In this research will be discussed the level of reliability index (SAIFI, SAIDI, CAIDI, ENS, AENS) on MRA01 feeder when PV-DG condition is installed and not installed. Calculation of reliability index is done by using Reliability Index Assessment (RIA), then the calculation result will be compared with simulation result using software ETAP 12.6.0. The reliability index is calculated using RIA method when PV-DG condition is installed and not installed, SAIFI value is 5,016 fault/year, SAIDI value is 18,323 hours/year, CAIDI value 3,652 hours/fault, ENS value 133,123 MWh/year, AENS value 0,005333 MWh/customer .Reliability index when PV-DG condition is installed, SAIFI value is 3,32 fault/year, SAIDI value is 12,41 hours/year, CAIDI value is 3,74hours/fault, ENS value is 87,648 MWh/year, AENS value is 0,003511 MWh/customer.

Keywords: *Photovoltaic Distributed Generation (PV-DG), Reliability, Reliability Index Assessment (RIA), ETAP 12.6.0*

1. Pendahuluan

Saat ini kebutuhan masyarakat terhadap listrik sangat tinggi, karena hampir semua aktivitas masyarakat membutuhkan listrik. Semakin meningkatnya kebutuhan akan tenaga listrik, suatu sistem tenaga listrik harus

mempunyai keandalan dalam penyediaan dan penyaluran daya pada jaringan distribusi. Oleh karena itu, dituntut adanya suatu sistem tenaga listrik yang handal[1]. Berdasarkan data catatan teknik PT PLN (Persero) Rayon Banjarnegara, pada tahun 2016 penyulang MRA01 merupakan penyulang yang paling sering mengalami

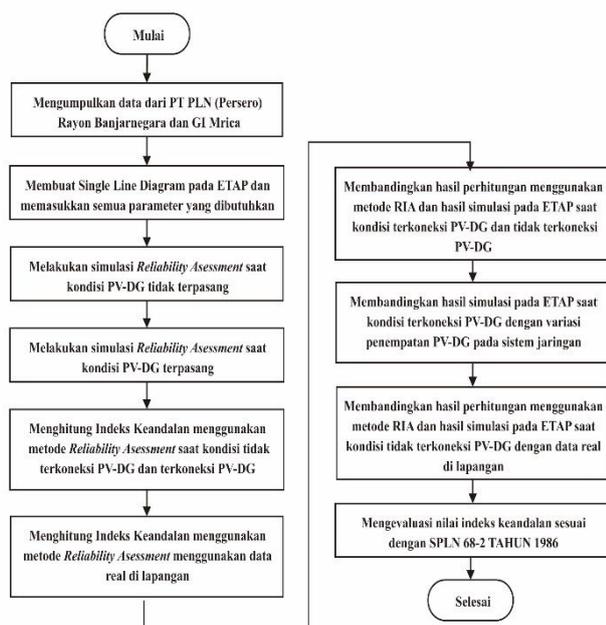
pemadaman yaitu sebanyak 28 kali/tahun. Hal ini tentu cukup mengganggu kontinuitas suplai energi listrik ke titik beban pada penyulang MRA01. Berdasarkan kondisi keandalan pada penyulang MRA01 diatas maka perlu adanya studi tentang perhitungan tingkat keandalan sistem tenaga listrik pada penyulang MRA01. Metode yang digunakan untuk menganalisis keandalan sistem distribusi ialah metode *Reliability Index Assessment* (RIA), metode RIA adalah sebuah pendekatan yang digunakan untuk memprediksi gangguan pada sistem distribusi berdasarkan topologi sistem dan data mengenai keandalan komponen [2]. Adapun indeks keandalan yang dihitung yaitu SAIFI, SAIDI, CAIDI, ENS, dan AENS [3][6].

Penelitian ini akan menganalisis pengaruh *Photovoltaic Distributed Generation* (PV-DG) terhadap indeks keandalan menggunakan metode RIA pada penyulang MRA01[5][7]. Hasil perhitungan akan dibandingkan dengan hasil simulasi pada ETAP, kemudian dibandingkan juga dengan hasil perhitungan berdasarkan data pemadaman yang terjadi selama tahun 2016. Selain itu hasil simulasi pada ETAP juga mencari titik terbaik untuk penempatan PV-DG pada jaringan distribusi. Perhitungan berdasarkan gangguan yang terjadi di lapangan akan dibandingkan juga dengan indeks keandalan yang ditetapkan oleh PT PLN (Persero) yaitu SPLN 68-2 1986 [4].

2. Metode

2.1. Langkah Penelitian

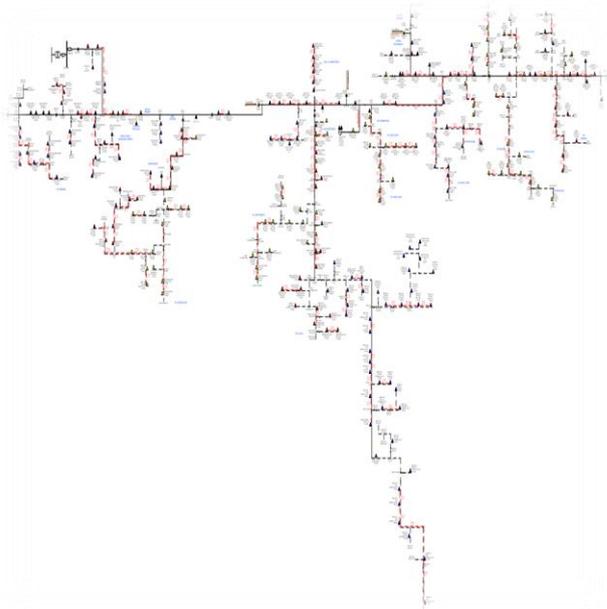
Penelitian ini dilaksanakan dalam beberapa tahap penelitian. Metode penelitian penelitian ini diperlihatkan pada gambar 1.



Gambar 1. Diagram Alir Penelitian

2.2. Data Penelitian

Data-data yang diperoleh dari PT PLN (Persero) Rayon Banjarnegara dan Gardu Induk Mrica. Data-data yang diperoleh antara lain sebagai berikut.



Gambar 2. Single Line Diagram penyulang MRA01

Gambar 2 merupakan gambar single line diagram penyulang MRA01. Penyulang MRA01 disuplai oleh trafo daya berkapasitas 60 MVA. Daerah kerja penyulang MRA01 meliputi sebagian besar wilayah Kecamatan Bawang dan Banjarnegara.

Tabel 1. Laju kegagalan komponen sistem distribusi[8]

Komponen	Laju Kegagalan
Saluran udara	0,2/km/tahun
Pemutus tenaga	0,004/unit/tahun
Sakelar beban	0,003/unit/tahun
Sakelar pisah	0,003/unit/tahun
Trafo distribusi	0,005/unit/tahun

Tabel 2. Trafo distribusi penyulang MRA01

No	No. Tiang Trafo	Lokasi	Kapasitas (kVA)
1	MRA01013	Bawang	25
2	MRA01020	Bawang	50
3	MRA01025	Mrica	25
4	MRA01044	Bandangan	50
5	MRA01045	Mantrianom	50
6	MRA01051B002	Bawang	50
7	MRA01051B002S002	Mantrianom	25
...
...
...
257	MRA01244U002	Kalibenda	200
258	MRA01249S001	Kalibenda	160
259	MRA01253S017	Dirun SGM	50
TOTAL			11295

Tabel 3. Impedansi penghantar[8]

Diameter (mm ²)	AAAC			
	Z1, Z2 (Ω/km)		Z0 (Ω/km)	
	R	jX	R	jX
16	2,0161	0,4036	2,1641	1,6911
25	1,2903	0,3895	1,4384	1,677
35	0,9217	0,379	1,0697	1,6665
50	0,6452	0,3678	0,7932	1,6553
70	0,4608	0,3572	0,6088	1,6447
95	0,3096	0,3449	0,4876	1,6324
120	0,2688	0,3376	0,4168	1,625
150	0,2162	0,3305	0,3631	1,618
185	0,1744	0,3239	0,3224	1,6114
240	0,1344	0,3158	0,2824	1,6032

Tabel 4. Laju kegagalan komponen sistem distribusi

No	Komponen	Panjang Penghantar (km)
1	Line001	0,845
2	Line002	0,780
3	Line003	1,300
4	Line004	0,390
5	Line004-01-01	0,130
6	Line004-01-02	1,105
7	Line004-01-03	1,530
...
...
...
213	Line0029-02-01	0,455
211	Line0029-01-01	0,695
TOTAL		148,105

Tabel 5. Data pembebanan penyulang MRA01

Gardu Induk	Penyulang	Rating Arus (A)	Arus Beban (A)
Mrica	MRA01	440	257

Dari tabel 2 dan 5 dapat digunakan untuk menentukan besarnya pembebanan yang digunakan pada simulasi dengan perhitungan sebagai berikut.

$$\%trafo = \frac{\sqrt{3}VI_{beban}}{S_{total\ trafo\ distribusi}} \times 100\%$$

$$\%trafo = \frac{\sqrt{3} \times 20kV \times 257A}{11295\ kVA} \times 100\%$$

$$\%trafo = \frac{8902,74}{11295} \times 100\%$$

$$\%trafo = 78,8\%$$

Sehingga pada simulasi besar beban yang digunakan adalah 78,8% dari kapasitas tiap trafo distribusi.

Tabel 6. Laju kegagalan komponen sistem distribusi

No	Tanggal	Lama Padam (Jam)	Pelanggan Padam	Beban (KW)
1	21 Januari 2016	1,93	11295	9537
2	12 Januari 2016	1,35	2779	1168
3	20 Januari 2016	1,03	2779	1168
4	25 Januari 2016	1,15	2779	1168
5	07 Februari 2016	0,95	2779	1168
6	18 Februari 2016	0,75	2779	1168
7	06 Maret 2016	0,63	2779	1168
8	09 Maret 2016	2,68	2779	1168
9	21 Maret 2016	0,87	2779	1168
10	27 Maret 2016	1,10	6686	2018
11	21 April 2016	1,17	2779	1168
12	21 April 2016	0,72	6686	2018
13	22 April 2016	0,72	2779	1168
14	22 April 2016	0,68	2779	1168
15	25 April 2016	1,37	6686	2018
16	31 Mei 2016	0,87	2779	1168
17	13 Juli 2016	0,78	2779	1168
18	17 Juli 2016	0,42	2779	1168
19	24 Juli 2016	0,82	6686	2018
20	27 Juli 2016	0,82	6686	2018
21	23 September 2016	0,80	2779	1168
22	05 Oktober 2016	0,55	2779	1168
23	26 Oktober 2016	0,68	2779	1168
24	14 November 2016	0,72	2779	1168
25	14 November 2016	0,12	2779	1168
26	24 November 2016	0,33	2779	1168
27	27 November 2016	0,87	6686	2018
28	23 Desember 2016	1,55	6686	2018
TOTAL		26,41		

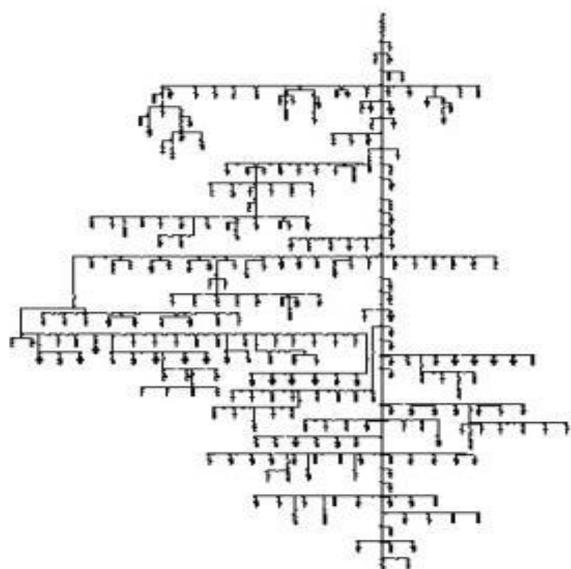
Pada tabel 6 diatas penyebab terjadinya pemadaman sebagian besar disebabkan oleh faktor non teknis seperti faktor lingkungan, alam dan faktor non teknis lainnya yaitu 68% sedangkan 32% disebabkan oleh kegagalan komponen yang ada pada penyulang MRA01.

Tabel 7. Data parameter keandalan PV-DG [9]

Type of Unit	Failure rate	Repair Time	Switching Time
100KW(PV-DG)	0.100 F/Yr	10.0 Hr	1.0 Hr

2.3. Penggambaran Pada ETAP 12.6.0

Penggambaran jaringan MRA01 pada ETAP 12.6.0 dilanjutkan pada gambar 3.



Gambar 3. Penggambaran MRA01 pada ETAP 12.6.0

2.4. Simulasi ETAP

Simulasi untuk menentukan besarnya indeks keandalan menggunakan “Reliability Assessment” dengan hasil keluaran pada Reliability Assessment Report adalah indeks SAIFI, SAIDI, CAIDI, ENS, dan AENS.

3. Hasil dan Analisa

3.1. Saat Kondisi PV-DG Tidak Terpasang

Pada kondisi ini diasumsikan PV-DG tidak terpasang sehingga sumber suplai ke beban hanya berasal dari substation atau gardu induk.

3.1.1. Perhitungan menggunakan metode RIA

Indeks keandalan yang akan dihitung menggunakan metode *reliability index assesment* (RIA) yaitu SAIFI, SAIDI, CAIDI, ENS, dan AENS pada penyulang MRA01. Langkah perhitungan indeks keandalan pada simulasi ETAP adalah menghitung laju kegagalan titik beban (λ_i) terlebih dahulu. Kemudian menghitung lama gangguan tahanan pada titik beban (U_i). Berikut adalah perhitungan laju kegagalan dan lama gangguan tahanan pada salah satu titik beban yaitu Bus 3.

- Laju kegagalan Bus 3

Laju kegagalan bus 3 dipengaruhi oleh laju kegagalan bus 2, 23 buah CB, 10 buah bus, 6 buah LBSW, 1 buah ABSW, dan 13 buah konduktor. Sehingga laju kegagalan bus 3 dapat dihitung sebagai berikut.

$$\lambda_{LP} = \sum_{i=K} \lambda_i$$

$$\lambda_3 = 1,782 \text{ gangguan/tahu}$$

- Lama Gangguan Tahanan Bus 3

Lama gangguan bus 3 atau lama gangguan sistem dipengaruhi oleh lama gangguan bus sebelumnya yaitu U_2 serta 23 buah CB, 10 buah bus, 6 buah LBSW, 1 buah ABSW, dan 13 buah konduktor. Sehingga lama gangguan bus 3 dapat dihitung sebagai berikut.

$$U_i = \sum_{i=K} \lambda_i \times r_j$$

$$U_3 = 6,17 \text{ jam/tahun}$$

Hasil perhitungan laju kegagalan dan lama gangguan tahanan diatas direkapitulasi dari seluruh titik beban ditampilkan dalam Tabel 8.

Tabel 8. Laju kegagalan komponen sistem distribusi

No	Titik Beban	λ (f/yr)	U (h/yr)	$L_{a,LP}$ (KW)	N
1	Lump1	2,172	8,506	67,15	42
2	Lump2	2,172	8,506	67,15	1
3	Lump3	1,808	7,232	107,44	1
4	Lump4	4,034	15,107	33,58	1
5	Lump5	4,034	15,107	67,15	10
6	Lump6	2,172	8,506	167,88	1
7	Lump7	4,034	15,107	107,44	123
...
...
...
265	Load101	4,111	15,422	33,39	125
266	Load25	5,404	18,895	16,66	108
267	Load100	4,692	17,592	33,58	1
TOTAL					24961

Setelah laju kegagalan, lama gangguan tahunan, daya pada titik beban ($L_{a,LP}$), jumlah pelanggan (N) pada setiap titik beban didapatkan, maka selanjutnya dapat dihitung indeks keandalannya yaitu SAIFI, SAIDI, CAIDI, ENS, dan AENS.

a. *System Average Interruption Frequency Index* (SAIFI)

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{N_i}$$

$$SAIFI = 5,016 \text{ gangguan/tahun}$$

b. *System Average Interruption Duration Index* (SAIDI)

$$SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{N_i}$$

$$SAIDI = 18,323 \text{ jam/tahun}$$

c. *Customer Average Interruption Duration Index* (CAIDI)

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI}$$

$$= 3,652 \text{ jam/gangguan}$$

d. *Energy Not Supplied* (ENS)

$$ENS = \sum La(i) \cdot U_i$$

$$ENS = 133.122,927 \text{ KWh/tahun}$$

$$ENS = 133,123 \text{ MWh/tahun}$$

e. Average Energy Not Supplied (AENS)

$$AENS = \frac{ENS}{\sum LP}$$

AENS = 0,005333 MWh/pelanggan

3.1.2. Hasil simulasi pada ETAP

SUMMARY	
System Indexes	
SAIFI	5.0163 f / customer.yr
SAIDI	18.3235 hr / customer.yr
CAIDI	3.653 hr / customer interruption
ASAI	0.9979 pu
ASUI	0.00209 pu
EENS	133.123 MW hr / yr
ECOST	0.00 \$ / yr
AENS	0.0053 MW hr / customer.yr
IEAR	0.000 \$ / kW hr

Gambar 4. Hasil simulasi pada ETAP

3.2. Saat Kondisi PV-DG Terpasang

Pada saat PV-DG terpasang diasumsikan terus menyuplai beban bersama dengan *substation* atau gardu induk.

3.2.1. PV-DG dipasang pada jarak penempatan terjauh

Pada kondisi ini diasumsikan PV-DG ditempatkan pada salah satu titik beban terjauh yaitu di bus 538. Selain itu PV-DG menyuplai daya maksimal ke jaringan yaitu 100 KW sesuai tabel 5.

a. Perhitungan menggunakan metode RIA

Indeks keandalan yang akan dihitung menggunakan metode *reliability index assesment* (RIA) yaitu SAIFI, SAIDI, CAIDI, ENS, dan AENS pada penyulang MRA01. Langkah perhitungan indeks keandalan pada simulasi ETAP adalah menghitung laju kegagalan titik beban (λ_i) terlebih dahulu. Kemudian menghitung lama gangguan tahanan pada titik beban (U_i). Berikut adalah perhitungan laju kegagalan dan lama gangguan tahanan pada salah satu titik beban yaitu Bus 3.

- Laju kegagalan Bus 3

Laju kegagalan bus 3 dipengaruhi oleh laju kegagalan bus 2, 23 buah CB, 10 buah bus, 6 buah LBSW, 1 buah ABSW, 13 buah konduktor dan dipengaruhi oleh laju kegagalan dari PV-DG dapat dihitung sebagai berikut.

$$r_s = \frac{U_s}{\lambda_s}$$

$r_s = 3,46$ jam

$r_d =$ total waktu pemadaman rata – rata

$r_d = 491$ jam

$$\lambda_{PP} = \frac{\lambda_d \lambda_s (r_d + r_s)}{1 + r_d \lambda_d + \lambda_s r_s}$$

$\lambda_3 = 1,763$ gangguan/tahun

- Lama Gangguan Tahanan Bus 3

Lama gangguan bus 3 dipengaruhi oleh lama gangguan bus 2, 23 buah CB, 10 buah bus, 6 buah LBSW, 1 buah ABSW, 13 buah konduktor dan dipengaruhi oleh lama gangguan dari PV-DG.

$r_p =$ waktu pemadaman rata – rata paralel

$r_p = 3,39$ jam

$$U_p = \lambda_p \times r_p$$

$U_3 = 5,98$ jam/tahun

Hasil perhitungan laju kegagalan dan lama gangguan tahanan diatas direkapitulasi dari seluruh titik beban ditampilkan dalam Tabel 9.

Tabel 9. Laju kegagalan komponen sistem distribusi

No	Titik Beban	λ (f/yr)	U (h/yr)	$L_{a,LP}$ (KW)	N
1	Lump1	2,153	8,316	67,15	42
2	Lump2	2,153	8,316	67,15	1
3	Lump3	1,789	7,042	107,44	1
4	Lump4	2,255	8,965	33,58	1
5	Lump5	2,255	8,965	67,15	10
6	Lump6	2,153	8,316	167,88	1
7	Lump7	2,255	8,965	107,44	123
...
...
...
265	Load101	2,332	9,280	33,39	125
266	Load25	5,385	18,705	16,66	108
267	Load100	0,687	3,575	33,58	1
TOTAL					24961

Setelah laju kegagalan, lama gangguan tahunan, daya pada titik beban ($L_{a,LP}$), jumlah pelanggan (N) pada setiap titik beban didapatkan, maka selanjutnya dapat dihitung indeks keandalannya yaitu SAIFI, SAIDI, CAIDI, ENS, dan AENS.

a. System Average Interruption Frequency Index (SAIFI)

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{N_i}$$

SAIFI = 3,32 gangguan/tahun

b. System Average Interruption Duration Index (SAIDI)

$$SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{N_i}$$

SAIDI = 12,41 jam/tahun

c. Customer Average Interruption Duration Index (CAIDI)

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI}$$

$$= 3,74 \text{ jam/gangguan}$$

d. *Energy Not Supplied* (ENS)

$$ENS = \sum La(i) \cdot Ui$$

$$ENS = 87.648,09 \text{ KWh/tahun}$$

$$ENS = 87,648 \text{ MWh/tahun}$$

e. *Average Energy Not Supplied* (AENS)

$$AENS = \frac{ENS}{\sum LP}$$

$$AENS = 0,003511 \text{ MWh/pelanggan}$$

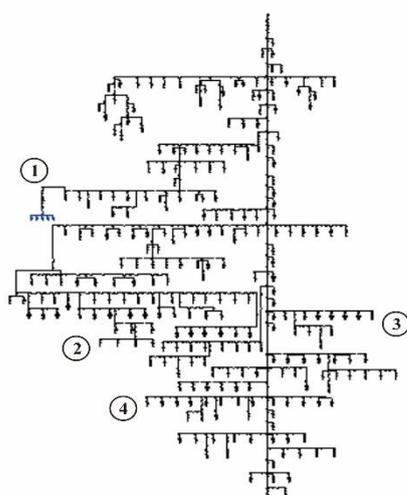
b. Hasil Simulasi pada ETAP

SUMMARY	
System Indexes	
SAIFI	3.3189 f / customer.yr
SAIDI	12.4102 hr / customer.yr
CAIDI	3.739 hr / customer interruption
ASAI	0.9986 pu
ASUI	0.00142 pu
EENS	87.768 MW hr / yr
ECOST	0.00 \$ / yr
AENS	0.0035 MW hr / customer.yr
IEAR	0.000 \$ / kW hr

Gambar 5. Hasil simulasi pada ETAP

3.2.2. Variasi penempatan PV-DG pada sistem jaringan distribusi

Variasi penempatan PV-DG pada *single line diagram* pada ETAP 12.6.0 untuk penyulang MRA01 dapat dilihat pada gambar 6 sebagai berikut.



Gambar 6. Penggambaran variasi penempatan PV-DG penyulang MRA01 pada ETAP 12.6.0

Dari gambar 6 dapat dilihat variasi penempatan PV-DG pada *single line diagram* penyulang MRA01 menggunakan ETAP 12.6.0 terbagi menjadi 4 titik. Titik variasi ke 1, 2, dan 3 berada pada ujung jaringan pada zona masing-masing, sedangkan pada titik variasi ke 4 berada pada pertengahan jaringan pada zona 4.

3.3. Perhitungan Data Real di Lapangan

Untuk menghitung indeks SAIFI, SAIDI, CAIDI, ENS, dan AENS berdasarkan pemadaman yang terjadi di lapangan maka harus diketahui durasi pemadaman dan frekuensi pemadaman serta besarnya daya yang tidak terkirim selama pemadaman selama tahun 2016 pada penyulang MRA01. Data tersebut dapat dilihat pada tabel 6.

a. *System Average Interruption Frequency Index* (SAIFI)

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{N_i}$$

$$SAIFI = 4,57 \text{ gangguan/tahun}$$

b. *System Average Interruption Duration Index* (SAIDI)

$$SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{N_i}$$

$$SAIDI = 4,75 \text{ jam/tahun}$$

c. *Customer Average Interruption Duration Index* (CAIDI)

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI}$$

$$= 1,0393 \text{ jam/gangguan}$$

d. *Energy Not Supplied* (ENS)

$$ENS = \sum La(i) \cdot Ui$$

$$ENS = 53.203,29 \text{ KWh/tahun}$$

$$ENS = 53,203 \text{ MWh/tahun}$$

e. *Average Energy Not Supplied* (AENS)

$$AENS = \frac{ENS}{\sum LP}$$

$$AENS = 0,002139 \text{ MWh/pelanggan}$$

3.4. Perbandingan hasil perhitungan menggunakan metode RIA dan hasil simulasi ETAP

a. Kondisi PV-DG tidak terpasang

Tabel 10. Perbandingan hasil perhitungan menggunakan metode RIA dan hasil simulasi ETAP

Indeks Keandalan	RIA	ETAP
SAIFI (gangguan/tahun)	5,0160	5,0163
SAIDI (jam/tahun)	18,3230	18,3235
CAIDI (jam/gangguan)	3,652	3,653
ENS (MWh/tahun)	133,123	133,123
AENS (MWh/pelanggan)	0,005333	0,005300

Dari tabel 10 diatas terlihat bahwa hasil perhitungan dengan menggunakan metode RIA sudah mendekati hasil simulasi pada ETAP, dimana nilai SAIFI hanya memiliki selisih sebesar 0,0003. Nilai SAIDI memiliki selisih sebesar 0,0005. Nilai CAIDI memiliki selisih sebesar 0,001. Nilai ENS memiliki nilai yang sama. Nilai AENS memiliki selisih sebesar 0,00033. Dengan demikian dapat dikatakan bahwa hasil perhitungan dengan metode RIA dan simulasi ETAP sudah sesuai dengan teori dan persamaan yang digunakan, perbedaan yang terjadi karena adanya pembulatan pada saat melakukan perhitungan.

b. Kondisi PV-DG terpasang

Tabel 11. Perbandingan hasil perhitungan menggunakan metode RIA dan hasil simulasi ETAP

Indeks Keandalan	RIA	ETAP
SAIFI (gangguan/tahun)	3,3200	3,3189
SAIDI (jam/tahun)	12,4100	12,4102
CAIDI (jam/gangguan)	3,740	3,739
ENS (MWh/tahun)	87,648	87,768
AENS (MWh/pelanggan)	0,003511	0,003500

Dari tabel 11 diatas terlihat bahwa hasil perhitungan dengan menggunakan metode RIA sudah mendekati hasil simulasi pada ETAP, dimana nilai SAIFI memiliki selisih sebesar 0,0011. Nilai SAIDI memiliki selisih sebesar 0,0002. Nilai CAIDI memiliki selisih sebesar 0,001. Nilai ENS selisih sebesar 0,12. Nilai AENS memiliki selisih sebesar 0,000011. Dengan demikian dapat dikatakan bahwa hasil perhitungan dengan metode RIA dan simulasi ETAP sudah sesuai dengan teori dan persamaan yang digunakan, perbedaan yang terjadi karena adanya pembulatan pada saat melakukan perhitungan.

3.5. Perbandingan hasil perhitungan saat PV-DG tidak terpasang dan terpasang

Tabel 12. Perbandingan hasil perhitungan saat kondisi PV-DG tidak terpasang dan terpasang

Indeks Keandalan	PV-DG tidak terpasang	PV-DG terpasang
SAIFI (gangguan/tahun)	5,016	3,320
SAIDI (jam/tahun)	18,323	12,410
CAIDI (jam/gangguan)	3,652	3,740
ENS (MWh/tahun)	133,123	87,648
AENS (MWh/pelanggan)	0,005333	0,003511

Dari tabel 12 diatas terlihat bahwa nilai indeks keandalan SAIFI, SAIDI, CAIDI, ENS dan AENS pada saat PV-DG tidak terpasang lebih besar daripada saat PV-DG terpasang. Sehingga dapat disimpulkan bahwa dengan adanya PV-DG yang terpasang dapat meningkatkan keandalan pada penyulang MRA01. Dengan demikian maka hasil perhitungan sudah sesuai dengan teori yang ada.

3.6. Perbandingan hasil simulasi ETAP pada saat PV-DG terpasang dengan variasi penempatan pada sistem jaringan

Tabel 13. Perbandingan hasil simulasi ETAP 12.6.0 saat PV-DG terpasang dengan variasi penempatan

Indeks Keandalan	Titik 1	Titik 2	Titik 3	Titik 4
SAIFI (gangguan/tahun)	4,7067	2,8298	3,5750	3,3189
SAIDI (jam/tahun)	17,199	10,704	13,310	12,410
CAIDI (jam/gangguan)	3,654	3,783	3,723	3,739
ENS (MWh/tahun)	126,651	77,982	95,668	87,768
AENS(MWh/pelanggan)	0,0051	0,0031	0,0038	0,0035

Dari tabel 13 terlihat bahwa semakin jauh jarak penempatan PV-DG terhadap gardu induk maka semakin kecil nilai indeks keandalan SAIFI, SAIDI, CAIDI, ENS dan AENS. Namun pada titik kedua nilainya lebih kecil daripada titik ketiga dan keempat karena jarak kedalam sektor sangatlah jauh sehingga mendapatkan nilai keandalan terkecil. Sehingga dapat disimpulkan bahwa semakin jauh jarak antara PV-DG dengan gardu induk dapat meningkatkan keandalan pada penyulang MRA01. Dengan demikian maka hasil perhitungan sudah sesuai dengan teori yang ada.

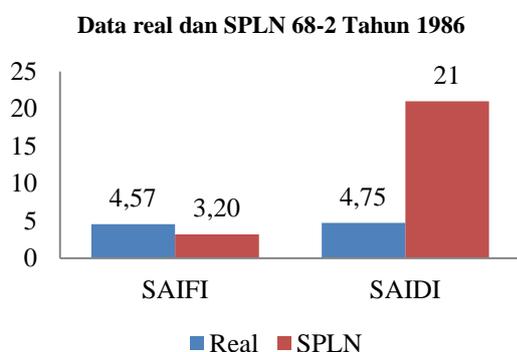
3.7. Perbandingan hasil perhitungan menggunakan metode RIA dan hasil simulasi saat PV-DG tidak terpasang dengan perhitungan data real di lapangan

Tabel 14. Perbandingan hasil perhitungan menggunakan metode RIA, hasil simulasi ETAP, dan perhitungan data real di lapangan.

Indeks Keandalan	RIA	ETAP	Data Lapangan
SAIFI (gangguan/tahun)	5,0160	5,0163	4,5700
SAIDI (jam/tahun)	18,3230	18,3235	4,7500
CAIDI (jam/gangguan)	3,6520	3,6530	1,0393
ENS (MWh/tahun)	133,123	133,123	53,203
AENS (MWh/pelanggan)	0,005333	0,005300	0,002139

Dari tabel 14 dapat dilihat bahwa indeks keandalan hasil perhitungan data di lapangan memiliki perbedaan dibandingkan indeks keandalan hasil perhitungan menggunakan metode RIA dan hasil simulasi ETAP. Perbedaan hasil perhitungan data lapangan dengan menggunakan metode RIA dan simulasi ETAP ini dikarenakan perhitungan data lapangan dilakukan dengan mengambil data berupa data pemadaman PMT dan tidak memperhitungkan laju kegagalan komponen pada penyulang MRA01. Selain itu penyebab dari pemadaman PMT sebagian besar disebabkan oleh faktor non teknis, seperti faktor alam, lingkungan, dan faktor non teknis lainnya.

3.8. Perbandingan SAIFI dan SAIDI penyulang MRA01 dengan SPLN 68-2 Tahun 1986



Gambar 7. Grafik perbandingan SAIFI dan SAIDI berdasarkan data real dan SPLN 68-2 1986

Dari gambar 7 terlihat bahwa nilai indeks keandalan SAIFI berdasarkan data pemadaman tahun 2016 lebih besar jika dibandingkan nilai SAIFI berdasarkan SPLN. Namun nilai indeks keandalan SAIDI berdasarkan data pemadaman tahun 2016 lebih kecil jika dibandingkan nilai SAIDI berdasarkan SPLN. Sehingga pada tahun 2016 penyulang MRA01 dapat dikategorikan belum sepenuhnya handal.

4. Kesimpulan

Beberapa kesimpulan yang dapat diambil dari analisis pengaruh PV-DG terhadap keandalan pada penyulang MRA01 dalam penelitian ini berdasarkan hasil perhitungan menggunakan metode RIA besarnya indeks keandalan pada penyulang MRA01 adalah SAIFI sebesar 5,016 gangguan/tahun, SAIDI sebesar 18,323 jam/tahun, CAIDI sebesar 3,652 jam/gangguan, ENS sebesar 133,123 MWh/tahun, AENS sebesar 0,005333 MWh/pelanggan. Pada saat kondisi PV-DG terpasang dengan menggunakan metode *Reliability Index Assesment* (RIA), besarnya indeks keandalan pada penyulang MRA01 adalah SAIFI sebesar 3,32 gangguan/tahun, SAIDI sebesar 12,41 jam/tahun, CAIDI sebesar 3,74 jam /gangguan, ENS sebesar 87,648 MWh/tahun, AENS sebesar 0,003511 MWh/pelanggan. Dengan demikian dapat disimpulkan bahwa dengan adanya pemasangan PV-DG dapat meningkatkan keandalan pada penyulang MRA01 terbukti dengan lebih kecilnya nilai indeks keandalannya saat PV-DG terpasang daripada saat tidak terpasang. Pada variasi penempatan saat PV-DG terpasang yang disimulasikan pada ETAP akan semakin meningkatkan nilai indeks keandalan bila jarak antara PV-DG dengan gardu induk semakin jauh. Serta pada tahun 2016 penyulang MRA01 dapat dikategorikan belum sepenuhnya handal karena nilai SAIFI yang melebihi standar indeks keandalan walaupun nilai SAIDI tidak

melebihi standar indeks keandalan telah ditetapkan pada SPLN 68-2 Tahun 1986.

Referensi

- [1]. Praditama, Fery. "Analisis Keandalan dan Nilai Ekonomis di Penyulang Pujon PT. PLN (Persero) Area Malang". *Universitas Brawijaya*, 2012.
- [2]. Billinton, Roy and Ronald N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems Second Edition*, springer Science+Business Media, New York, 1996.
- [3]. A. Sanaullah, S. Sana, N. Barbar, and A. Azzam, "Analyzing Distributed Impact on the Reliability of Electric Distribution Network," vol. 7, no. 10, 2016.
- [4]. SPLN 68-2 :1986. *Tingkat jaminan sistem tenaga listrik*.
- [5]. Ackermann, T., G. Andersson, dan L. Söd er, "Distributed Generation: a Definition", *Electric Power System Research*, 57, 195-204, 2000.
- [6]. Grarehpetian, G.B and S. Mohammad Mousavi Agah. "Distributed Generation System Design, Operation, and Grid Integration" Cambridge, 2017.
- [7]. Yadav, Apurba Chandan. "Reliability Assessment of Distribution System at Presence of Distributed Generation", National Institute of Technology, Rourkela, India, May 2015.
- [8]. SPLN 59 : 1985. *Keandalan pada Sistem Distrbusi 20 kV dan 6 kV*.
- [9]. Juan, A.M.V and G. Guerra. "Reliability Analysis Distribution Systems with Photovoltaic Generation Using a Power Flow Simulator and a Parallel Monte Carlo Approach", *Universitat Politecnica de Catalunya, Barcelona, Spain*, July 2016.