



UNIVERSITAS INDONESIA

**ANALISIS PENGARUH PENEMPATAN PEMBANGKIT
TERDISTRIBUSI TERHADAP KEANDALAN SISTEM
DISTRIBUSI TENAGA LISTRIK**

SKRIPSI

**IRANA KRISIANA
1406530981**

**FAKULTAS TEKNIK UNIVERSITAS INDONESIA
PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO
DEPOK
MEI 2018**



UNIVERSITAS INDONESIA

**ANALISIS PENGARUH PENEMPATAN PEMBANGKIT
TERBDISTRIBUSI TERHADAP KEANDALAN SISTEM
DISTRIBUSI TENAGA LISTRIK**

SKRIPSI

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar sarjana teknik

**IRANA KRISIANA
1406530981**

**FAKULTAS TEKNIK UNIVERSITAS INDONESIA
PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO
KEKHUSUSAN TENAGA LISTRIK
DEPOK
MEI 2018**

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

**Skripsi ini adalah hasil karya saya sendiri,
dan semua sumber baik yang dikutip maupun dirujuk
telah saya nyatakan dengan benar.**

Nama : IRANA KRISIANA
NPM : 1406530981
Tanda tangan : 
Tanggal : 31 Mei 2018

HALAMAN PENGESAHAN

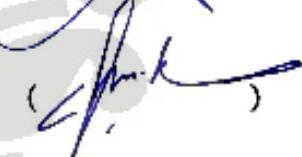
Skripsi ini diajukan oleh :
Nama : IRANA KRISIANA
NPM : 1406530981
Program Studi : Teknik Elektro
Judul Skripsi : Analisis Pengaruh Penempatan Pembangkit Terdistribusi Terhadap Keandalan Sistem Distribusi Tenaga Listrik

Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Pengaji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik pada Program Studi Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Indonesia.

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Prof. Dr. Ir. Iwa Garniwa M. K., M.T. ()

Pengaji : Dr.-Ing. Budi Sudiarto, S.T, M.T ()

Pengaji : Ir. I Made Ardita Y, M.T ()

Ditetapkan di : Depok

Tanggal : 31 Mei 2018

UCAPAN TERIMA KASIH

Puji syukur saya panjatkan kepada Allah SWT, Tuhan Yang Maha Esa, karena atas berkat dan rahmat-Nya, saya dapat menyelesaikan penulisan skripsi ini. Penulisan skripsi ini dilakukan dalam rangka melengkapi salah satu syarat untuk mencapai gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Indonesia. Saya menyadari bahwa tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, sangatlah sulit bagi saya untuk menyelesaikan skripsi ini. Oleh karena itu, saya mengucapkan terima kasih kepada:

- (1) Prof. Dr. Ir. Iwa Garniwa M. K., M.Sc. selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga, dan pikiran untuk mengarahkan saya dalam penyusunan skripsi ini.
- (2) Mama, papa, dan Amel serta nenek dan bulek yang telah memberikan doa, dukungan moral maupun material, juga kasih sayang yang tiada terhingga.
- (3) Dyah Sekar Asih, dan teman-teman satu bimbingan atas bantuan dan dukungannya.

Akhir kata, semoga Allah SWT membalas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga skripsi ini membawa manfaat bagi saya sebagai penulis maupun bagi pengembangan ilmu pengetahuan tenaga listrik kedepannya.

Depok, 28 Mei 2018

Penulis

**HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI TUGAS AKHIR
UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS**

Sebagai sivitas akademik Universitas Indonesia, saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : IRANA KRISIANA
NPM : 1406530981
Program Studi : Teknik Elektro
Departemen : Teknik Elektro
Fakultas : Teknik
Jenis karya : Skripsi

demi pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan kepada Universitas Indonesia **Hak Bebas Royalti Noneksklusif (Non-exclusive Royalty-Free Right)** atas karya ilmiah saya yang berjudul :

"Analisis Pengaruh Penempatan Pembangkit Terdistribusi Terhadap Keandalan Sistem Distribusi Tenaga Listrik"

beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpulkan, mengalihmedia/formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat, dan mempublikasikan tugas akhir saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Depok
Pada tanggal : 28 Mei 2018
Yang menyatakan



(Irana Krisiana)

ABSTRAK

Nama : Irana Krisiana
Program Studi : Teknik Elektro
Judul : Analisis Pengaruh Penempatan Pembangkit Terdistribusi Terhadap Keandalan Sistem Distribusi Tenaga Listrik

Kebutuhan energi listrik untuk kehidupan sehari-hari akan terus meningkat seiring dengan pertumbuhan penduduk. Kebutuhan energi listrik tersebut dipenuhi oleh pembangkit-pembangkit listrik berkapasitas besar yang umumnya terletak jauh dari titik beban. Dengan melewati sistem transmisi dan sistem distribusi, tak jarang akan menimbulkan banyak gangguan baik dari faktor internal maupun eksternal. Hal ini akan menurunkan tingkat keandalan sistem tenaga listrik dalam menyediakan kebutuhan listrik kepada konsumen. Demi meningkatkan keandalan sistem distribusi, dipasanglah pembangkit terdistribusi atau *Distributed Generation* sebagai alternatif pembangkit yang berkapasitas kecil dan dapat dipasang di jaringan distribusi. Menghitung keandalan sistem distribusi ini dilakukan menggunakan metode simulasi menggunakan ETAP dengan hasil peningkatan keandalan yang paling bagus sebesar 78,23% pada SAIFI dan 57,44% pada SAIDI ketika DG dipasang di setiap *feeder* yang berbeda di dalam satu gardu distribusi yang sama.

Kata kunci – *Distributed Generation*, keandalan, sistem distribusi, ETAP

ABSTRACT

Name

: Irana Krisiana

Study Program

: Electrical Engineering

Title

*: Analysis the Effect of Distributed Generation Placement on
the Reliability of Power System*

The need for electrical energy for everyday life will continue to increase along with population growth. The demand for electrical energy is met by large-capacity power plants that are generally located far from the load point. By passing the transmission system and distribution system, sometimes there will be many disturbances both from internal and external factors. To reduce disturbance in order to improve the reliability of the distribution system, a Distributed Generation is installed as an alternative to a small capacity plant and can be installed in a distribution network. Calculating the reliability of the distribution system was performed using a simulation method using ETAP with the best result of reliability improvement of 78.23% at SAIFI and 57.44% on SAIDI when DG installed in each different feeder in the same distribution substation.

Keywords – Distributed Generation , reability, power distribution, ETAP

DAFTAR ISI

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS	ii
HALAMAN PENGESAHAN	iii
UCAPAN TERIMA KASIH	iv
HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS	v
ABSTRAK	vi
<i>ABSTRACT</i>	vii
DAFTAR ISI	viii
DAFTAR GAMBAR	x
DAFTAR TABEL	xi
BAB 1	1
PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penulisan	2
1.3 Batasan Masalah	2
1.4 Metode Penelitian	3
1.5 Sistematika Penulisan	3
BAB 2	4
SISTEM DISTRIBUSI TENAGA LISTRIK	4
2.1 Sistem Distribusi Tenaga Listrik	4
2.2 Konfigurasi Jaringan Distribusi Tenaga Listrik	7
2.2.1. Konfigurasi Jaringan Radial	7
2.2.2. Konfigurasi Jaringan Lingkar (loop)	8
2.2.3. Konfigurasi Jaringan Spindel	9
2.2.4. Konfigurasi Jaringan Gugus atau Kluster	10
2.3 <i>Distributed Generation</i>	10
2.3.1 Pembangkit Listrik Tenaga Mikro Hidro (PLTMH)	12
2.4 Karakteristik Beban Tenaga Listrik	14
2.4.1 Beban Rumah Tangga	14
2.4.2 Beban Industri	15
2.4.3 Beban Komersial	16
2.4.4 Beban Pemerintahan	16
2.5 Keandalan Sistem Distribusi Tenaga Listrik	16
2.5.1 Standar Keandalan Sistem Tenaga Listrik	17

2.5.2	Indeks Keandalan	18
2.5.3	Peralatan Menghitung Keandalan Sistem Tenaga Listrik	23
BAB 3		25
PERANCANGAN SIMULASI PENAMBAHAN PEMBANGKIT TERDISTRIBUSI PADA SISTEM DISTRIBUSI MENGGUNAKAN SOFTWARE ETAP 12.6.0		25
3.1	Metode Analisis Keandalan Sistem Tenaga Listrik	25
3.2	Pemodelan dalam ETAP	26
3.3	Karakteristik Keandalan Komponen dalam Sistem Distribusi	29
3.4	Simulasi Keandalan Sistem Distribusi	31
3.5	Skenario Penempatan DG	34
BAB 4		36
ANALISIS PENGARUH PENEMPATAN PEMBANGKIT TERDISTRIBUSI TERHADAP KEANDALAN SISTEM DISTRIBUSI		36
4.1	Studi Kasus	36
4.1.1.	Sistem distribusi tanpa ada DG	36
4.1.2.	Sistem distribusi dengan 1 DG berkapasitas 1 MW di titik A	38
4.1.3.	Sistem distribusi dengan 1 DG berkapasitas 0,5 MW di titik A	39
4.1.4.	Sistem distribusi dengan 1 DG diletakkan di titik A	39
4.1.5.	Sistem distribusi dengan 1 DG diletakkan di titik B	40
4.1.6.	Sistem distribusi dengan 1 DG diletakkan di titik C	40
4.1.7.	Sistem distribusi dengan 1 DG diletakkan di titik D	41
4.1.8.	Sistem distribusi dengan 1 DG diletakkan di titik E	41
4.1.9.	Sistem distribusi dengan 4 DG diletakkan di setiap <i>feeder</i> (di titik A, C, D, dan E).....	42
4.2	Rangkuman	43
BAB 5		45
KESIMPULAN		45
DAFTAR ACUAN		46
LAMPIRAN		48

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Sistem Penyaluran Tenaga Listrik.....	5
Gambar 2. 2 Konfigurasi Jaringan Radial.....	7
Gambar 2. 3 Konfigurasi Jaringan Lingkar (Loop)	8
Gambar 2. 4 Konfigurasi Jaringan Spindel	9
Gambar 2. 5 Konfigurasi Jaringan Gugus atau Kluster	10
Gambar 2. 6 Diagram Garis Tunggal Sistem Tenaga Listrik Dengan <i>Distributed Generation</i>	11
Gambar 2. 7 Prinsip Kerja Pembangkit Listrik Tenaga Mikro Hidro	13
Gambar 2. 8 Kurva Beban Rumah Tangga	15
Gambar 2. 9 Kurva Beban Industri Kecil	15
Gambar 2. 10 Kurva Beban Komersial	16
Gambar 2. 11 Tabel Standarisasi Nilai SAIFI dan SAIDI	18
Gambar 3. 1 Diagram Alir Metodologi Penelitian.....	26
Gambar 3. 2 Diagram Alir Pemodelan dalam ETAP	27
Gambar 3. 3 Diagram Satu Garis Sistem Distribusi RBTS dalam ETAP.....	28
Gambar 3. 4 Tabel Data Keandalan Komponen	30
Gambar 3. 5 Lokasi Penempatan DG.....	34
Gambar 4. 1 Grafik Jarak dengan Indeks Keandalan.....	38
Gambar 4. 2 Grafik perbandingan indeks keandalan terhadap penempatan DG ..	43

DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1 Tabel Tingkat Keandalan Menurut SPLN 52-3, 1983:5	17
Tabel 3. 1 Data Jenis dan Total Pelanggan pada Sistem Distribusi.....	29
Tabel 3. 2 Data Keandalan Komponen	30
Tabel 3. 3 Indeks Keandalan Pada Setiap Titik Beban	31
Tabel 3. 4 Perhitungan Indeks Keandalan.....	32
Tabel 3. 5 Hasil Simulasi	33
Tabel 3. 6 Perbandingan Hasil Simulasi dengan Perhitungan	33
Tabel 4. 1 Indeks Keandalan Tanpa Ada DG	36
Tabel 4. 2 Keterangan Jenis Beban, Jarak, dan Jumlah Pelanggan	37
Tabel 4. 3 Indeks Keandalan di Titik A dengan DG berkapasitas 1 MW	38
Tabel 4. 4 Indeks Keandalan di Titik A dengan DG berkapasitas 0,5 MW	39
Tabel 4. 5 Indeks Keandalan dengan DG di Titik A	39
Tabel 4. 6 Indeks Keandalan dengan DG di Titik B	40
Tabel 4. 7 Indeks Keandalan dengan DG di Titik C	40
Tabel 4. 8 Indeks Keandalan dengan DG di Titik D	41
Tabel 4. 9 Indeks Keandalan dengan DG di Titik E	41
Tabel 4. 10 Indeks Keandalan dengan DG di Titik F	42

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Kebutuhan energi listrik untuk kehidupan sehari-hari akan terus meningkat seiring dengan pertumbuhan penduduk. Kebutuhan energi listrik tersebut dipenuhi oleh pembangkit-pembangkit listrik berkapasitas besar yang umumnya berkisar antara ratusan MW atau puluhan GW[1]. Pembangkit yang berkapasitas besar ini letaknya jauh dari titik beban dan harus melewati jaringan transmisi lalu ke jaringan distribusi baru dapat melistriki titik beban. Karena jarak yang jauh ini, seringkali terjadi kerusakan maupun kegagalan dalam menyalurkan energi listrik, baik di jaringan transmisi maupun jaringan distribusi. Ditambah lagi jumlah pelanggan yang banyak di jaringan distribusi akan memperbesar kemungkinan terjadinya kegagalan akibat faktor internal maupun faktor eksternal. Oleh karena itu, sebagai alternatif untuk memperbaiki kualitas energi yang diterima pada beban, khususnya pada keandalan sistem distribusi, maka dipasanglah *Distributed Generation* (DG) atau pembangkit terdistribusi.

DG dianggap dapat meningkatkan keandalan sistem tenaga listrik. DG dapat digunakan sebagai pembangkit cadangan. Disaat pembangkit konvensional tidak dapat memenuhi permintaan beban, pembangkit terbarukan ini dapat bekerja.[2] Atau ketika terjadi gangguan di suatu saluran tertentu, maka DG ini dapat membantu untuk menyalurkan energi listrik. Sebab, sesuai dengan namanya yaitu pembangkit terdistribusi, DG biasanya terletak dekat dengan titik beban. DG ada yang menggunakan sumber energi fosil seperti diesel dan banyak pula yang menggunakan sumber energi terbarukan yang ramah lingkungan, seperti air, panas matahari, angin yang dapat tersedia dimana saja dengan kapasitas pembangkit kurang dari 10 MW[4]. Sehingga dapat dibangun di area yang tidak begitu luas dan dekat dengan titik beban dibandingkan dengan pembangkit konvensional. Contoh DG yang sudah beroperasi di Indonesia

yaitu Pembangkit Listrik Tenaga Mikro Hidro (PLTMH) di Kecamatan Cikadu, Kabupaten Cianjur, Jawa Barat, yang dapat menghasilkan energi listrik sebesar 25 kWh [5].

Untuk mengetahui keandalan sistem distribusi tenaga listrik yang terhubung dengan DG, maka dapat dicari menggunakan metode simulasi dan pendekatan analitik [8]. Simulasi yang dijalankan dalam penulisan ini menggunakan perangkat lunak ETAP 12.6. Pendekatan dengan simulasi ini dapat bekerja dan mensimulasikan berbagai karakteristik sistem yang dapat dikenali [7]. Dari metode tersebut akan didapatkan parameter keandalan sistem tenaga listrik seperti SAIFI dan SAIDI. Nantinya akan dibandingkan parameter keandalan tersebut pada saat DG terhubung dengan jaringan dan saat DG tidak terhubung dengan jaringan. Sehingga akan diperoleh dampak penggunaan DG terhadap keandalan sistem tenaga listrik.

1.2 Tujuan Penulisan

Penulisan skripsi ini memiliki beberapa tujuan, diantaranya :

- 1) Mempelajari dampak penambahan DG terhadap keandalan sistem distribusi tenaga listrik.
- 2) Mempelajari metode simulasi dengan perangkat lunak ETAP 12.6.0 untuk mendapatkan nilai indeks keandalan SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI dan ASUI.
- 3) Mempelajari lokasi yang tepat untuk menempatkan DG agar dapat meningkatkan keandalan sistem distribusi.

1.3 Batasan Masalah

Batasan masalah pada penulisan skripsi ini antara lain sebagai berikut.

- 1) Sistem distribusi yang digunakan mengacu kepada sistem di Bus 2 dalam Roy Billinton Test System (RBTS).
- 2) Parameter komponen yang digunakan dalam sistem mengacu pada RBTS dan hasil uji coba penulis.
- 3) Semua DG yang dipasang pada sistem merupakan pembangkit mikro hidro.

- 4) Penyebab kegagalan, baik kegagalan pada komponen maupun pada sistem, tidak di bahas.

1.4 Metode Penelitian

Metode penelitian yang akan dilakukan pada penulisan skripsi ini yaitu studi literatur, dengan mencari jurnal dan paper yang berkaitan. Dilanjutkan dengan simulasi menggunakan software ETAP 12.6.0 untuk mensimulasikan dan menganalisis keandalan sistem. Terakhir, bimbingan dengan dosen pembimbing guna mendiskusikan permasalahan yang dihadapi dalam pembuatan simulasi maupun menganalisis data.

1.5 Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan skripsi ini terdiri dari lima bab, yaitu bab 1 berisi pendahuluan berisi latar belakang, tujuan penulisan, batasan masalah, metode penelitian, serta sistematika penulisan. Bab 2 berisi landasan teori mengenai sistem distribusi tenaga listrik. Bab 3 berisi studi literatur, yang berisi rangkuman paper dan jurnal yang berkaitan dengan tema penulisan. Bab 4 berisi metode penelitian yang akan diajukan dalam penulisan skripsi nanti. Bab 5 merupakan kesimpulan.

BAB 2

SISTEM DISTRIBUSI TENAGA LISTRIK

2.1 Sistem Distribusi Tenaga Listrik

Menurut IEEE, definisi dari *Distribusi Tenaga Listrik* adalah penyaluran daya dari gardu induk distribusi menuju konsumen[6]. Sedangkan, definisi dari *Sistem Distribusi Tenaga Listrik* yaitu keseluruhan komponen dari sistem tenaga listrik yang menghubungkan secara langsung antara sumber daya yang besar dengan konsumen tenaga listrik[1]. Sistem pendistribusian tenaga listrik dapat dibedakan menjadi dua macam berdasarkan penyalurannya, yaitu sistem pendistribusian langsung dan sistem pendistribusian tak langsung.

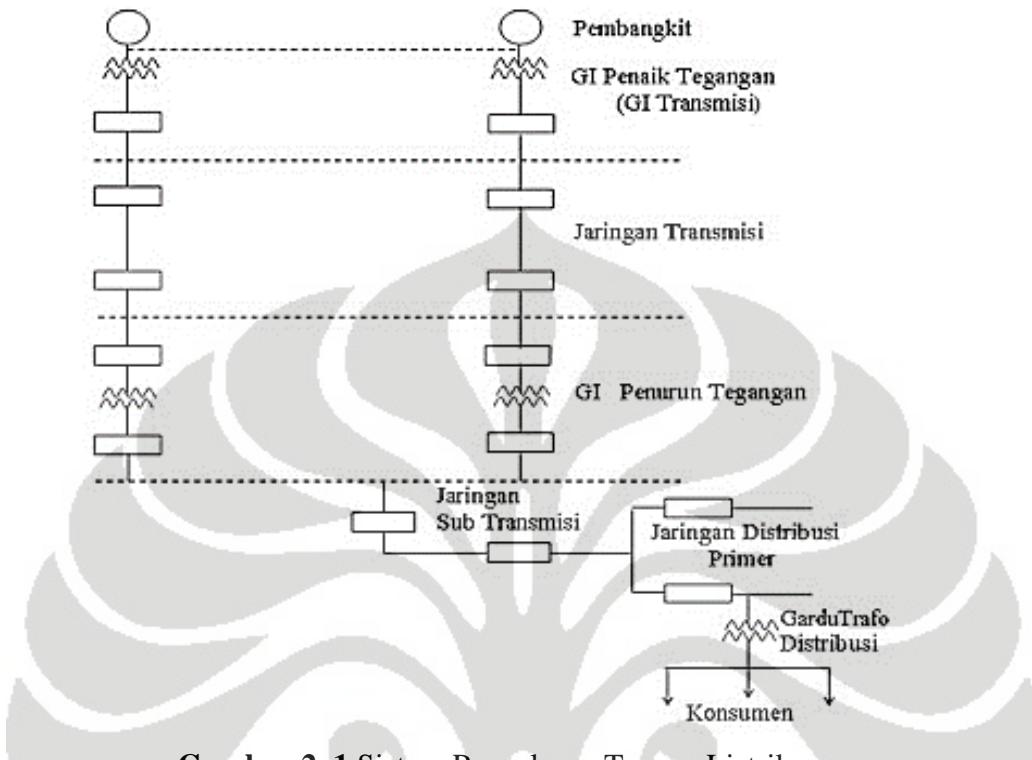
1) Sistem Pendistribusian Langsung

Sistem pendistribusian langsung merupakan sistem penyaluran tenaga listrik yang dilakukan secara langsung dari pusat pembangkit tenaga listrik, dan tidak melalui jaringan transmisi terlebih dahulu. Sistem pendistribusian langsung ini digunakan jika pusat pembangkit tenaga listrik berada tidak jauh dari pusat-pusat beban, biasanya terletak daerah pelayanan beban atau dipinggiran kota.

2) Sistem Pendistribusian Tak Langsung

Sistem pendistribusian tak langsung merupakan sistem penyaluran tenaga listrik yang dilakukan jika pusat pembangkit tenaga listrik jauh dari pusat-pusat beban, sehingga untuk penyaluran tenaga listrik memerlukan jaringan transmisi sebagai jaringan perantara sebelum dihubungkan dengan jaringan distribusi yang langsung menyalurkan tenaga listrik ke konsumen.

Sistem distribusi tenaga listrik terdiri dari beberapa bagian, yaitu :



Gambar 2. 1 Sistem Penyaluran Tenaga Listrik

1) Gardu Induk atau Pusat Pembangkit Tenaga Listrik

Gardu induk merupakan unit di dalam sistem distribusi yang berfungsi untuk menerima daya dari sistem transmisi untuk kemudian diteruskan ke sistem distribusi. Di dalam gardu induk ini tegangan dari sistem transmisi (150kV – 500 kV) akan diubah menjadi tegangan distribusi (20 kV) [2].

Pada bagian ini jika sistem pendistribusian tenaga listrik dilakukan secara langsung, maka bagian pertama dari sistem distribusi tenaga listrik adalah Pusat Pembangkit Tenaga Listrik. Biasanya Pusat Pembangkit Tenaga Listrik terletak di pingiran kota. Untuk menyalurkan tenaga listrik ke pusat-pusat beban (konsumen) dilakukan dengan jaringan distribusi primer dan jaringan distribusi sekunder melalui sistem transmisi.

2) Jaringan Distribusi Primer

Jaringan distribusi primer merupakan awal penyaluran tenaga listrik dari Pusat Pembangkit Tenaga Listrik ke konsumen untuk sistem pendistribusian langsung. Sedangkan untuk sistem pendistribusian tak langsung merupakan tahap berikutnya dari jaringan transmisi dalam upaya menyalurkan tenaga listrik ke konsumen. Jaringan distribusi primer atau jaringan distribusi tegangan menengah (JDTM) memiliki tegangan sistem sebesar 20 kV. Untuk wilayah kota tegangan diatas 20kV tidak diperkenankan, mengingat pada tegangan 30 kV akan terjadi gejala-gejala korona yang dapat mengganggu frekuensi radio, TV, telekomunikasi, dan telepon.

Sifat pelayanan sistem distribusi sangat luas dan komplek, karena konsumen yang harus dilayani mempunyai lokasi dan karakteristik yang berbeda. Sistem distribusi harus dapat melayani konsumen yang terkonsentrasi di kota, pinggiran kota dan konsumen di daerah terpencil. Sedangkan dari karakteristiknya ada konsumen perumahan dan konsumen dunia industri. Sistem konstruksi saluran distribusi terdiri dari saluran udara dan saluran bawah tanah. Pemilihan konstruksi tersebut didasarkan pada pertimbangan sebagai berikut: alasan teknis yaitu berupa persyaratan teknis, alasan ekonomis, alasan estetika dan alasan pelayanan yaitu kontinuitas pelayanan sesuai jenis konsumen.

3) Gardu Pembagi/Gardu Distribusi

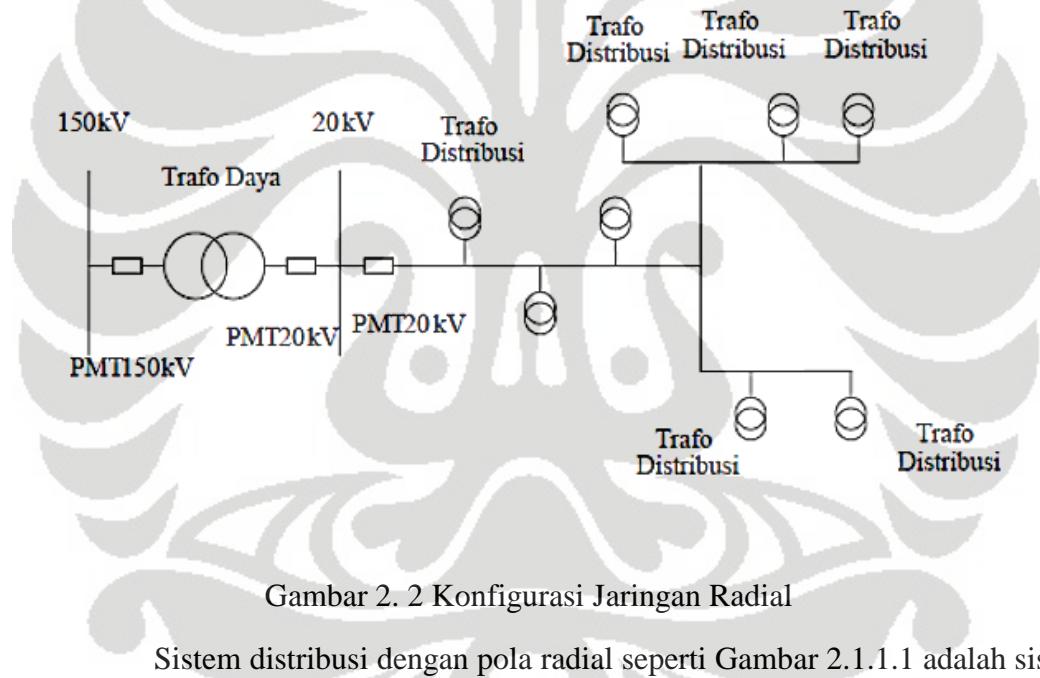
Berfungsi merubah tegangan listrik dari jaringan distribusi primer menjadi tegangan terpakai yang digunakan untuk konsumen dan disebut sebagai jaringan distribusi sekunder. Kapasitas transformator yang digunakan pada Gardu Pembagi ini tergantung pada jumlah beban yang akan dilayani dan luas daerah pelayanan beban. Bisa berupa transformator satu fasa dan bisa juga berupa transformator tiga fasa.

4) Jaringan Distribusi Sekunder

Jaringan distribusi sekunder atau jaringan distribusi tegangan rendah (JDTR) merupakan jaringan tenaga listrik yang langsung berhubungan dengan konsumen. Oleh karena itu besarnya tegangan untuk jaringan distribusi sekunder ini 130/230 V dan 130/400 V untuk sistem lama, atau 230/400 V untuk sistem baru. Tegangan 130 V dan 230 V merupakan tegangan antara fasa dengan netral, sedangkan tegangan 400 V merupakan tegangan fasa dengan fasa.

2.2 Konfigurasi Jaringan Distribusi Tenaga Listrik

2.2.1. Konfigurasi Jaringan Radial



Gambar 2. 2 Konfigurasi Jaringan Radial

Sistem distribusi dengan pola radial seperti Gambar 2.1.1.1 adalah sistem distribusi yang paling sederhana dan ekonomis. Pada sistem ini terdapat beberapa penyulang yang menyuplai beberapa gardu distribusi secara radial. Keuntungan dari sistem ini adalah sistem ini tidak rumit dan lebih murah dibanding dengan sistem yang lain.

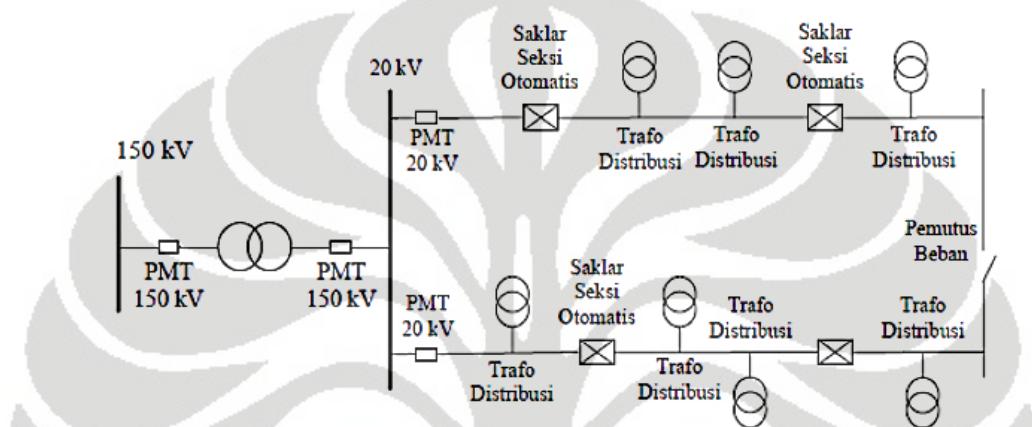
Namun keandalan sistem ini lebih rendah dibanding dengan sistem lainnya. Kurangnya keandalan disebabkan karena hanya terdapat satu jalur

utama yang menyuplai gardu distribusi, sehingga apabila jalur utama tersebut mengalami gangguan, maka seluruh gardu akan ikut padam.

Kerugian lain yaitu mutu tegangan pada gardu distribusi yang paling ujung kurang baik, hal ini dikarenakan jatuh tegangan terbesar ada diujung saluran.

[2]

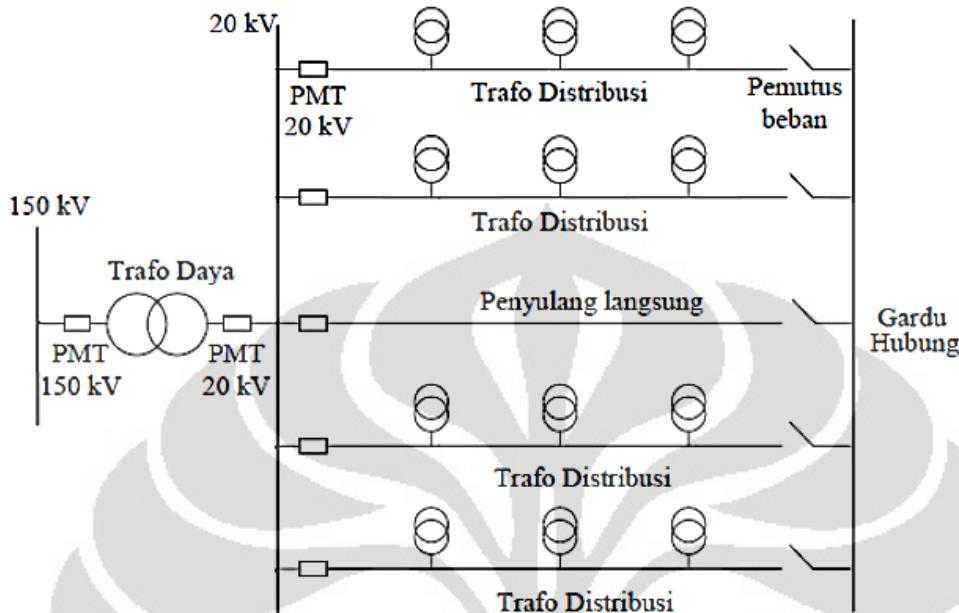
2.2.2. Konfigurasi Jaringan Lingkar (loop)



Gambar 2. 3 Konfigurasi Jaringan Lingkar (Loop)

Konfigurasi jaringan distribusi lingkaran merupakan konfigurasi jaringan distribusi tertutup yang dimulai dari sumber daya besar (GI) kemudian melewati beberapa gardu distribusi kemudian kembali lagi menuju sumber semula sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 2.3. Kelebihan dari konfigurasi ini adalah apabila terjadi gangguan, maka gangguan tersebut dapat diisolir sehingga tidak mengganggu jaringan distribusi secara keseluruhan. Hal ini dapat terjadi karena pada konfigurasi jaringan distribusi lingkaran ini terdapat dua titik yang dapat disambungkan secara bergantian atau secara bersamaan, sehingga kontinuitas penyalurannya sudah cukup baik. Walaupun apabila terjadi gangguan pada banyak titik pada rangkaian / secara serentak, maka keseluruhan jaringan dapat terganggu juga.

2.2.3. Konfigurasi Jaringan Spindel

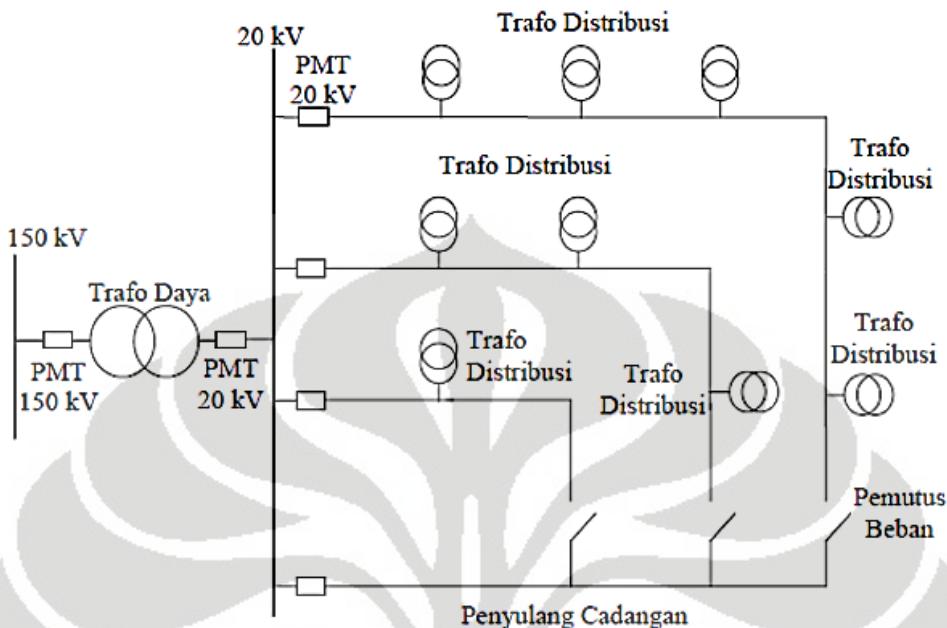


Gambar 2. 4 Konfigurasi Jaringan Spindel

Sistem Spindel seperti pada Gambar 2.4 adalah suatu pola kombinasi jaringan dari pola Radial dan Ring. Spindel terdiri dari beberapa penyulang (*feeder*) yang tegangannya diberikan dari Gardu Induk dan tegangan tersebut berakhir pada sebuah Gardu Hubung (GH).

Pada sebuah spindel biasanya terdiri dari tujuh buah penyulang aktif dan sebuah penyulang cadangan (*express*) yang akan dihubungkan melalui gardu hubung. Pola Spindel biasanya digunakan pada jaringan tegangan menengah (JTM) yang menggunakan kabel tanah/saluran kabel tanah tegangan menengah (SKTM).

2.2.4. Konfigurasi Jaringan Gugus atau Kluster



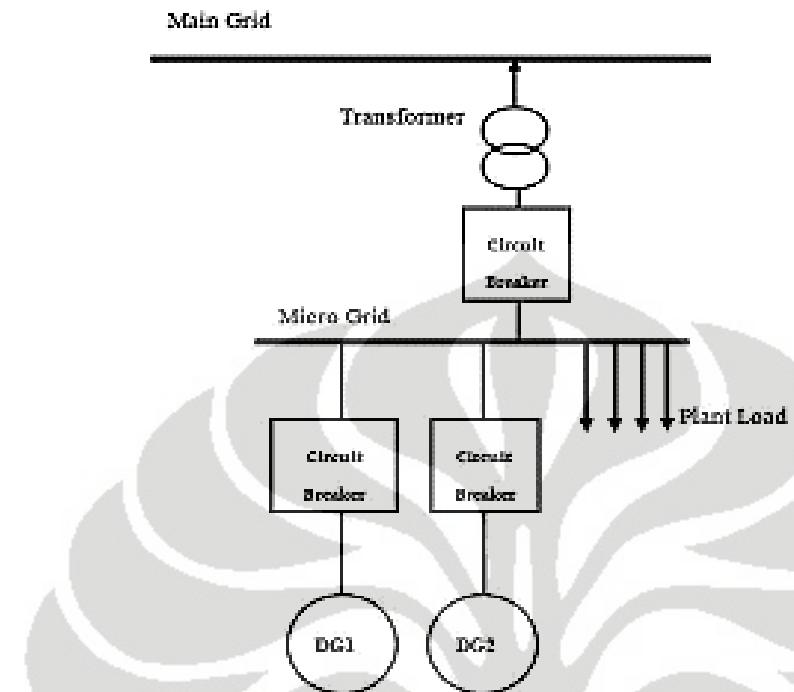
Gambar 2. 5 Konfigurasi Jaringan Gugus atau Kluster

Konfigurasi Gugus seperti pada Gambar 2.5 banyak digunakan untuk kota besar yang mempunyai kerapatan beban yang tinggi. Dalam sistem ini terdapat Saklar Pemutus Beban, dan penyulang cadangan. Dimana penyulang ini berfungsi bila ada gangguan yang terjadi pada salah satu penyulang konsumen maka penyulang cadangan inilah yang mengantikan fungsi suplai kekonsumen. Konfigurasi ini biasanya dipakai untuk daerah yang memerlukan tingkat kontinuitas penyaluran tenaga listrik yang tinggi seperti pada daerah industri yang memerlukan suplai yang konstan.[2]

2.3 Distributed Generation

Distributed Generation atau biasa disebut dengan DG adalah pembangkit skala kecil dan menengah dengan kisaran daya yang dihasilkan antara 15 kW sampai dengan 10 MW, yang disambungkan pada sistem distribusi[3]. Penggunaan DG sangat bermanfaat terutama pada konsumen-konsumen yang sangat jauh dari sumber pembangkit utama misalnya pada daerah-daerah

terpencil[4]. Pemasangan DG ini diharapkan membantu layanan listrik pada daerah tersebut.



Gambar 2. 6 Diagram Garis Tunggal Sistem Tenaga Listrik Dengan *Distributed Generation*

Sumber energi primer DG terdiri dari sumber terbarukan (*renewable*) ataupun sumber tidak terbarukan (*non-renewable*). Sumber-sumber energi terbarukan adalah:

- 1) Sinar matahari, photovoltaic
- 2) Angin
- 3) Geothermal
- 4) Biomassa
- 5) Energi laut.

Sedangkan sumber energi tidak terbarukan adalah meliputi:

- 1) Combined cycle
- 2) Combustion turbine
- 3) Microturbines
- 4) Fuel cell.

Dampak positif dari sisi teknis adalah:

- 2.1 Memperbaiki kualitas daya
- 2.2 Membantu penyediaan listrik untuk beban-beban yang jauh dari pusat pembangkit utama
- 2.3 Memperbaiki keandalan sistem distribusi.

2.3.1 Pembangkit Listrik Tenaga Mikro Hidro (PLTMH)

Pembangkit listrik tenaga mikro hidro merupakan gabungan dari kata mikro, yang artinya kecil, dan hidro berarti air. Kelebihan dari pembangkit ini adalah biaya operasinya rendah jika dibandingkan dengan PLTD, PLTU dan pembangkit lainnya. Meski sama-sama menggunakan air sebagai sumber energi, PLTMH memiliki ukuran kapasitas pembangkit yang lebih kecil dari PLTA. Dengan ukurannya yang kecil penerapan PLTMH ini relatif mudah dan tidak merusak lingkungan.

Pembagian PLTA dengan kapasitas kecil umumnya sebagai berikut :

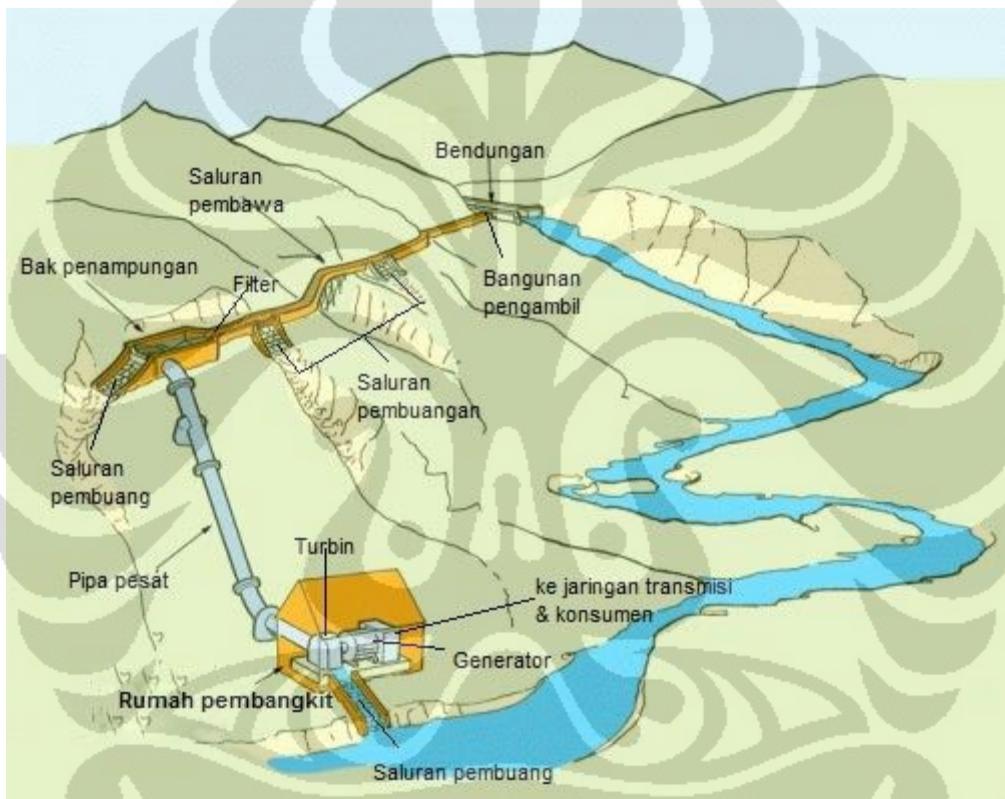
- 1) PLTA Mikro, berukuran < 100 kW
- 2) PLTA Mini, berukuran 100 – 999 kW
- 3) PLTA Kecil, berukuran 1.000- 10.000 kW

Salah satu penyebab bagi negara-negara maju membangun PLTA berkapasitas kecil ini adalah dikarenakan harga minyak OPEC yang terus meningkat, dan di samping bertambahnya kebutuhan listrik di negara-negara maju tersebut (Patty,1995).

2.3.2.1 Cara kerja PLTMH

Secara teknis PLTMH memiliki tiga komponen utama yaitu air (hydro), turbin, dan generator. Prinsip kerja dari PLTMH sendiri pada dasarnya sama dengan PLTA hanya saja berbeda kapasitasnya atau besarnya. PLTMH umumnya merupakan pembangkit listrik jenis *run of river* dimana *head* (jatuhan tinggi air) diperoleh tidak dengan cara membangun sebuah

bendungan yang besar, melainkan dengan mengalihkan aliran air sungai ke satu sisi dari sungai tersebut selanjutnya mengalirkannya lagi ke sungai pada suatu tempat dimana beda tinggi yang diperlukan sudah diperoleh. Air dialirkan ke *power house* (rumah pembangkit) yang biasanya dibangun dipinggir sungai. Air akan memutar sudu turbin (*runner*), kemudian air tersebut dikembalikan ke sungai asalnya. Energi mekanik dari putaran poros turbin akan diubah menjadi energi listrik oleh sebuah generator.(Anonim, 2010). Skema prinsip kerja PLTMH dapat dilihat pada gambar berikut :



Gambar 2. 7 Prinsip Kerja Pembangkit Listrik Tenaga Mikro Hidro

Secara detail, prinsip kerja dari Pembangkit Listrik Tenaga Mikro Hidro (PLTMH) adalah sebagai berikut:

- 1) Aliran sungai dibendung agar mendapatkan debit air (Q) dan tinggi jatuh air (H), kemudian air yang dihasilkan disalurkan melalui saluran pengantar air menuju kolam penenang.

- 2) Kolam penenang dihubungkan dengan pipa pesat, dan pada bagian paling bawah di pasang turbin air.
- 3) Turbin air akan berputar setelah mendapat tekanan air (P), dan perputaran turbin dimanfaatkan untuk memutar generator.
- 4) Setelah mendapat putaran yang konstan maka generator akan menghasilkan tegangan listrik, yang dikirim ke konsumen melalui saluran kabel distribusi.(Ezkhelenergy,2013)

Sebagai pedoman untuk mengetahui daya yang dapat dihasilkan pada studi kelayakan pembangunan PLTMH, secara umum dapat dipakai pedoman rumus persamaan atau diagram sebagai berikut (Fox dan McDonald, 1995):

$$P = \rho \times Q \times H \times \eta \times g \quad (2.1)$$

dengan :

P = daya turbin (Watt)

Q = debit air (m³/s)

ρ = massa jenis air (kg/m³)

g = gaya gravitasi (m/s²)

H = efektif head (m)

η = efisiensi turbin

2.4 Karakteristik Beban Tenaga Listrik

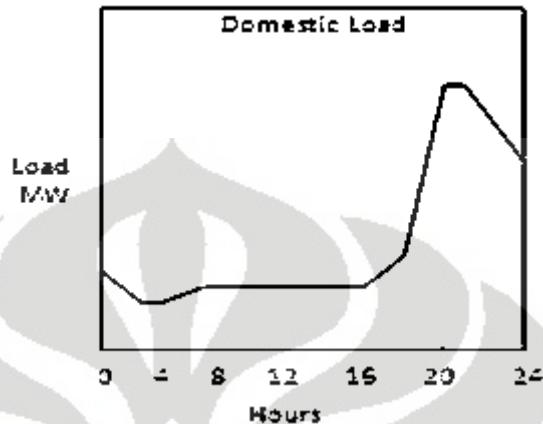
Secara umum beban yang dilayani oleh sistem distribusi elektrik ini dibagi dalam beberapa sektor yaitu sektor perumahan, sektor industri, sektor komersial dan sektor usaha. Masing-masing sektor beban tersebut mempunyai karakteristik-karakteristik yang berbeda, sebab hal ini berkaitan dengan pola konsumsi energi pada masing-masing konsumen di sektor tersebut.

2.4.1 Beban Rumah Tangga

Pada umumnya beban rumah tangga berupa lampu untuk penerangan, alat rumah tangga, seperti kipas angin, pemanas air, lemari es, penyejuk udara, mixer, oven, motor pompa air dan sebagainya. Karakteristik beban yang banyak disebut

Universitas Indonesia

dengan pola pembebanan pada sektor perumahan ditujukan oleh adanya fluktuasi konsumsi energi elektrik yang cukup besar. Hal ini disebabkan konsumsi energi elektrik tersebut dominan pada malam hari.

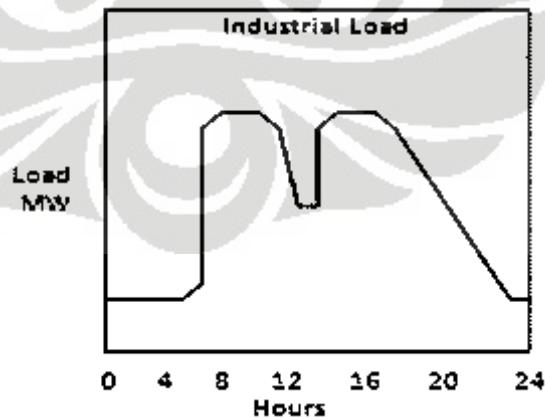


Gambar 2. 8 Kurva Beban Rumah Tangga

2.4.2 Beban Industri

Beban industri dibedakan dalam skala kecil dan skala besar. Untuk skala kecil banyak beropersi di siang hari sedangkan industri besar sekarang ini banyak yang beroperasi sampai 24 jam.

Pada sektor ini, fluktuasi konsumsi energi sepanjang hari akan hampir sama, sehingga perbandingan beban puncak terhadap beban rata-rata hampir mendekati satu.

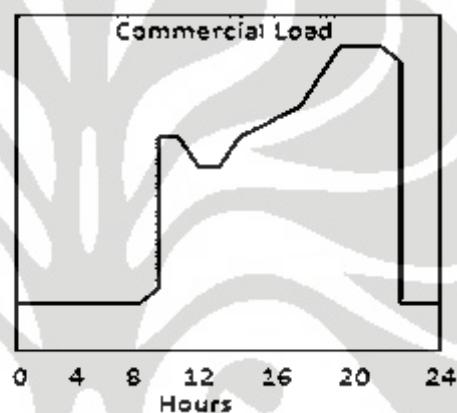


Gambar 2. 9 Kurva Beban Industri Kecil

2.4.3 Beban Komersial

Beban komersial umumnya terdiri atas penerangan untuk reklame, kipas angin, penyejuk udara dan alat – alat listrik lainnya yang diperlukan untuk restoran. Beban hotel juga diklasifikasikan sebagai beban komersial (bisnis) begitu juga perkantoran.

Beban pada sektor komersial dan usaha ini mempunyai karakteristik yang hampir sama, hanya pada sektor komersial akan mempunyai beban puncak yang lebih tinggi pada malam hari.



Gambar 2. 10 Kurva Beban Komersial

2.4.4 Beban Pemerintahan

Beban pemerintahan terdiri dari beban rumah sakit pemerintahan, kantor dinas kepolisian, gedung penelitian, serta gedung-gedung pemerintahan lainnya. Beban ini menjunjung tingkat keandalan yang tinggi, sebab kegiatan yang berjalan di titik beban tersebut sangat penting, menyangkut data-data penting yang dimiliki oleh negara.

2.5 Keandalan Sistem Distribusi Tenaga Listrik

Keandalan suatu peralatan atau sistem secara umum dapat didefinisikan sebagai probabilitas suatu alat atau sistem untuk menyelenggarakan tujuannya secara cukup untuk periode waktu tertentu dan kondisi operasi tertentu[11].

Keandalan merupakan tingkat keberhasilan kinerja suatu sistem atau bagian dari sistem, untuk dapat memberikan hasil yang lebih baik pada periode waktu dan dalam

kondisi operasi tertentu. Untuk dapat menentukan tingkat keandalan dari suatu sistem, harus diadakan pemeriksaan dengan cara melalui perhitungan maupun analisis terhadap tingkat keberhasilan kinerja atau operasi dari sistem yang ditinjau, pada periode tertentu kemudian membandingkannya dengan standar yang ditetapkan sebelumnya[13].

2.5.1 Standar Keandalan Sistem Tenaga Listrik

Ukuran keandalan dapat diketahui dari seberapa sering sistem mengalami pemutusan beban, berapa lama pemutusan terjadi dan berapa cepat waktu yang dibutuhkan untuk memulihkan kondisi dari pemutusan yang terjadi (restoration). Sistem yang mempunyai keandalan tinggi akan mampu memberikan tenaga listrik setiap saat dibutuhkan, sedangkan sistem mempunyai keandalan rendah bila tingkat ketersediaan tenaganya rendah yaitu sering padam.

Tingkatan keandalan dalam pelayanan dapat dibedakan menjadi 3 (tiga) hal antara lain (SPLN 52-3, 1983: 5):

Tabel 2. 1 Tabel Tingkat Keandalan Menurut SPLN 52-3, 1983:5

Tingkat	Kriteria	Tingkat Keandalan
I	Dimungkinkan padam berjam-jam, yaitu waktu yang diperlukan untuk mencari dan memperbaiki bagian yang rusak karena adanya gangguan.	Keandalan Rendah
II	Padam beberapa jam, yaitu waktu yang diperlukan untuk mengirim petugas ke lapangan, melokalisir gangguan dan melakukan manipulasi untuk dapat menghidupkan sementara dari arah atau saluran yang lain.	Keandalan Rendah
III	Padam beberapa menit, manipulasi oleh petugas yang stand by di gardu atau dilakukan deteksi/pengukuran dan pelaksanaan manipulasi jarak jauh.	Keandalan Menengah
IV	Padam beberapa detik, pengamanan dan manipulasi secara otomatis.	Keandalan Tinggi
V	Tanpa padam, dilengkapi instalasi cadangan terpisah dan otomatis.	Keandalan Tinggi

Sedangkan standar nilai SAIDI dan SAIFI menurut lembaga internasional adalah sebagai berikut :

Standarisasi nilai SAIFI dan SAIDI (Short, 1966)

	SAIFI, No. of Interruption/Year			SAIDI, Hour of Interruption/Year		
	25 %	50 %	75 %	25 %	50 %	75 %
IEEE Std. 1366 – 2000	0,90	1,10	1,45	0,89	1,50	2,30
EEI (1999) [Excludes storms]	0,92	1,32	1,71	1,16	1,74	2,23
EEI (1999) [with storms]	1,11	1,33	2,15	1,36	3,00	4,38
CEA (2001) [with storms]	1,03	1,95	3,16	0,73	2,26	3,28
PA Consulting (2001) [with storms]				1,55	3,05	8,35
IP&L Large City Comparison	0,72	0,95	1,15	1,02	1,64	2,41
Indianapolis Power & Light, 2000)						

Keterangan : 25 % is the lower quartile, 50 % is the median, 75 % is the upper quartile

Gambar 2. 11 Tabel Standarisasi Nilai SAIFI dan SAIDI

2.5.2 Indeks Keandalan

Indeks keandalan merupakan suatu indikator keandalan yang dinyatakan dalam besaran probabilitas. Tiga indeks keandalan yang sering digunakan adalah *average failure rate* (λ), *average repair time* (r), *average annual outage time* (U). nilai ketiga indeks tersebut dapat dihitung dengan persamaan:

$$\lambda_i = \frac{N_i}{\Sigma T_{ui}} \quad (2.2)$$

$$r_i = \frac{N_i}{\Sigma T_{di}} \quad (2.3)$$

$$U_i = \frac{\Sigma T_{di}}{\Sigma T_{ui} + \Sigma T_{di}} \quad (2.4)$$

dengan, ΣT_{ui} & ΣT_{di} adalah jumlah dari semua *up time* (T_u) dan semua *down time* (T_d), adapun N_i adalah jumlah kegagalan dalam total sampel tahun.

Indeks keandalan sistem lainnya yang berorientasikan pelanggan yaitu :

- 1) SAIFI (Sistem Average Interruption Frequency Index)

SAIFI adalah indeks keandalan dari hasil pengukuran frekuensi gangguan sistem rata-rata tiap tahun. Berisi informasi tentang frekuensi gangguan permanen rata-rata tiap konsumen dalam suatu area yang dievaluasi.

$$\text{SAIFI} = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N} \quad (2.5)$$

dengan:

- λ_i = laju kegagalan saluran
- N_i = jumlah pelanggan pada saluran i
- N = total pelanggan pada sistem

2) SAIDI (Sistem Average Interruption Duration Index)

SAIDI adalah indeks keandalan hasil pengukuran durasi gangguan sistem rata-rata tiap tahun. Indeks ini berisi tentang lama gangguan permanen rata-rata tiap konsumen dalam suatu area yang dievaluasi.

$$\text{SAIDI} = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N} \quad (2.6)$$

dengan:

- U_i = laju perbaikan saluran
- N_i = jumlah pelanggan pada saluran i
- N = total pelanggan pada sistem

3) CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index)

CAIDI (*Customer Average Interruption Duration Index*) adalah indeks durasi gangguan konsumen rata-rata tiap tahun, menginformasikan tentang waktu rata-rata untuk penormalan kembali gangguan tiap-tiap pelanggan dalam satu tahun[13].

$$\text{CAIDI} = \frac{\sum U_i N_i}{\sum \lambda_i N} \quad (2.7)$$

$$= \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (2.8)$$

dengan:

U_i = laju perbaikan saluran

λ_i = laju kegagalan saluran

N_i = jumlah pelanggan pada saluran i

N = total pelanggan pada sistem

4) CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index)

CAIFI (*Customer Average Interruption Frequency Index*) adalah indeks banyaknya gangguan konsumen rata-rata tiap tahun, menginformasikan tentang waktu rata-rata untuk penormalan kembali gangguan tiap-tiap pelanggan dalam satu tahun.

$$\text{CAIFI} = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum U_i N} \quad (2.9)$$

$$= \frac{SAIFI}{SAIDI} \quad (2.10)$$

dengan:

U_i = laju perbaikan saluran

λ_i = laju kegagalan saluran

N_i = jumlah pelanggan pada saluran i

N = total pelanggan pada system

5) ASAII (Average Service Availability Index)

ASAI merupakan suatu indeks yang menyatakan kemampuan suatu sistem untuk menyediakan/menyuplai suatu sistem dalam jangka waktu 1 tahun.

$$\text{ASAI} = \frac{\sum Ni \times 8760 - \sum UiN}{\sum Ni \times 8760} \quad (2.11)$$

dengan:

Ui = laju perbaikan saluran

Ni = jumlah pelanggan pada saluran i

N = total pelanggan pada sistem

6) ASUI (Average Service Unavailability Index)

ASUI merupakan indeks yang menyatakan ketidakmampuan suatu sistem untuk menyediakan/menyuplai suatu sistem.

$$\text{ASUI} = \frac{\sum UiN}{\sum Ni \times 8760} \quad (2.12)$$

$$= 1 - \text{ASAI} \quad (2.13)$$

dengan:

Ui = laju perbaikan saluran

Ni = jumlah pelanggan pada saluran i

N = total pelanggan pada sistem

Faktor-faktor yang harus diketahui sebelum melakukan simulasi yaitu MTTF, MTTR, Laju Kegagalan, dan Laju Perbaikan.

1) Mean Time To Failure (MTTF)

Mean Time To Failure (MTTF) adalah waktu rata-rata kegagalan yang terjadi selama beroperasinya suatu sistem, dapat dirumuskan:

$$\text{MTTF} = \frac{T_1 + T_2 + T_3 + \dots + T_n}{n} \quad (2.14)$$

dengan : T = waktu operasi (*up time*)

n = jumlah kegagalan

2) Mean Time To Repair (MTTR)

Mean Time To Repair (MTTR) adalah waktu rata-rata yang diperlukan untuk melakukan perbaikan terhadap terjadinya kegagalan suatu sistem yang dapat dirumuskan :

$$\text{MTTR} = \frac{L_1 + L_2 + L_3 + \dots + L_n}{n} \quad (2.15)$$

dengan : L = waktu perbaikan (*down time*)

n = jumlah perbaikan

3) Laju Kegagalan

Laju kegagalan atau hazard rate adalah frekuensi suatu sistem/komponen gagal bekerja, biasanya dilambangkan dengan λ , laju kegagalan dari suatu sistem biasanya tergantung dari waktu tertentu selama sistem tersebut bekerja. Sebagai contoh laju kegagalan dari suatu mobil pada tahun ke-5 beroperasi akan lebih besar berkali-kali lipat bila dibandingkan dengan laju kegagalan pada tahun pertama beroperasi. Rumus laju kegagalan:

$$\lambda = \frac{1}{MTTF} \quad (2.16)$$

Semakin besar nilai λ maka semakin buruk keandalan suatu sistem/komponen tersebut.

4) Laju Perbaikan

Laju perbaikan atau downtime rate adalah frekuensi lamanya suatu sistem/komponen dalam masa perbaikan (kondisi *off*). Rumus laju perbaikan:

$$r = \frac{1}{MTTR} \quad (2.17)$$

Jadi semakin besar nilai r maka semakin cepat pula waktu perbaikannya yang berarti semakin bagus nilai keandalan suatu sistem tersebut.

2.5.3 Peralatan Menghitung Keandalan Sistem Tenaga Listrik

Di dalam era globalisasi ini, para insinyur tenaga listrik menghitung keandalan sistem tenaga listrik biasanya menggunakan perangkat lunak yang tersedia secara komersial, seperti CREAM (dikembangkan oleh EPRI, USA), MECORE (dikembangkan di Universitas Saskatchewan), NARP (dikembangkan oleh ERCOT, USA), SICRET (dikembangkan oleh ENEL, Italia) dan NH2 (dikembangkan oleh CEPEL, Brazil). Perangkat lunak tersebut menggunakan simulasi Monte Carlo untuk mengevaluasi keandalan gabungan komponen-komponen dalam sistem tenaga listrik[12].

Sedangkan perangkat lunak ETAP, banyak digunakan di kalangan mahasiswa teknik elektro di Indonesia. ETAP adalah alat analisis sistem tenaga listrik AC dan DC yang terintegrasi secara penuh. Selain mahasiswa, ribuan perusahaan di seluruh dunia juga menggunakan ETAP untuk mendesain, menganalisis, untuk pemeliharaan peralatan, dan mengoperasikan secara *real-time* sistem tenaga listrik[14]. ETAP memiliki beberapa kegunaan, diantaranya untuk menghitung keandalan sistem. Analisis keandalan menggunakan ETAP meliputi sistem distribusi radial dan loop dengan algoritma analitik yang sangat efisien. Algoritma yang digunakan berdasarkan evaluasi keandalan dan pemodelan komponen yang di buat. Kemampuan ETAP dalam menghitung keandalan sebagai berikut[14].

- 1) Dapat memodelkan karakteristik keandalan pada setiap komponen.
- 2) Pengguna dapat memasukan parameter yang diinginkan
- 3) Menghitung indeks keandalan pada bus dan titik beban
- 4) Menghitung indeks keandalan sistem
- 5) Menghitung indeks keandalan energi (biaya)
- 6) Mengurutkan indeks kontribusi elemen ke energi (biaya)
- 7) Menghitung efek dari beberapa *faults*
- 8) Menilai ketersediaan dan kualitas daya
- 9) Membuat perencanaan jangka panjang

Indeks keandalan bus beban dan sistem yang di evaluasi oleh ETAP adalah sebagai berikut :

- Indeks Berorientasikan Pelanggan
 - 1) SAIFI, indeks frekuensi kegagalan sistem rata-rata
 - 2) SAIDI, indeks durasi kegagalan sistem rata-rata
 - 3) CAIDI, indeks durasi kegagalan pada pelanggan rata-rata
 - 4) ASAI, indeks ketersediaan pelayanan rata-rata
 - 5) ASUI, indeks ketidaktersediaan pelayanan rata-rata
 - 6) CDF, estimasi biaya sektor kegagalan
- Indeks Energi (Biaya)
 - 1) EENS, perkiraan energi tidak tersuplai
 - 2) ECOST, perkiraan biaya kegagalan
- Indeks Keandalan Sistem
 - 1) Kegagalan rata-rata, λ
 - 2) Durasi kegagalan rata-rata, r
 - 3) Durasi kegagalan tahunan, U

BAB 3

PERANCANGAN SIMULASI PENAMBAHAN PEMBANGKIT TERDISTRIBUSI PADA SISTEM DISTRIBUSI MENGGUNAKAN SOFTWARE ETAP 12.6.0

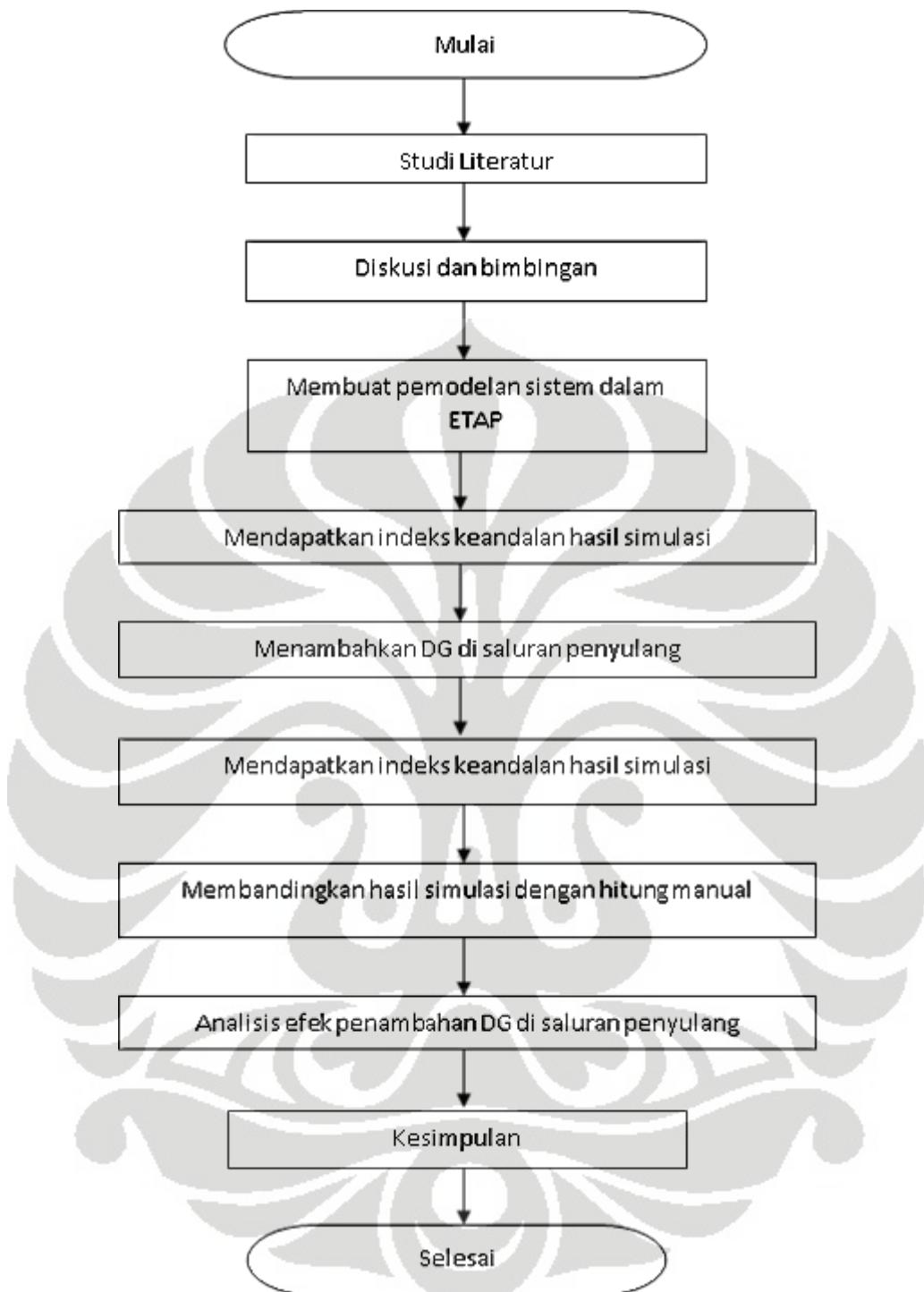
3.1 Metode Analisis Keandalan Sistem Tenaga Listrik

Untuk menganalisis keandalan suatu sistem tenaga listrik, dapat dilakukan dengan dua pendekatan, yaitu secara analitik dan simulasi. Pendekatan secara analitik mempresentasikan sistem dengan model matematis dan mengevaluasi keandalannya dari model tersebut menggunakan solusi numerik. Pendekatan ini biasanya menggunakan asumsi untuk menyederhanakan masalah dan menghasilkan model analitik di sistem[9].

Metode simulasi mengestimasikan indeks keandalan dengan mensimulasikan proses aktual dan perilaku acak sistem. Metode ini memperlakukan masalah dengan serangkaian eksperimen nyata. Teknik ini secara teoritis dapat memperhitungkan hampir semua aspek dan kontingensi yang melekat pada perencanaan, perancangan, dan pengoperasian sistem tenaga listrik. Termasuk juga kejadian secara acak seperti pemadaman dan perbaikan elemen yang ditunjukkan oleh probabilitas distribusi umum (*general probability distributions*), antrian komponen yang gagal, dan variasi beban. (Billinton et al.1996).

Perhitungan keandalan suatu sistem adalah masalah yang luas. Dasar untuk peningkatan keandalan adalah dengan asumsi atau manipulasi sejumlah besar data yang saling terkait. Data ini meliputi konfigurasi sistem distribusi, proteksi kesalahan sistem, kepadatan pelanggan, tingkat kegagalan dan waktu perbaikan.

Pada penulisan ini, metodologi yang digunakan penulis menggunakan metode simulasi. Simulasi ini dilakukan dengan menggunakan perangkat lunak ETAP 12.6.0 untuk menggambarkan sistem distribusi serta menghitung indeks keandalan sistem distribusi tersebut. Kemudian penulis melakukan perhitungan manual sesuai dengan rumus yang ada untuk digunakan sebagai pembanding dari hasil simulasi. Berikut metodologi penulisan yang digambarkan dengan diagram alir (*flowchart*).



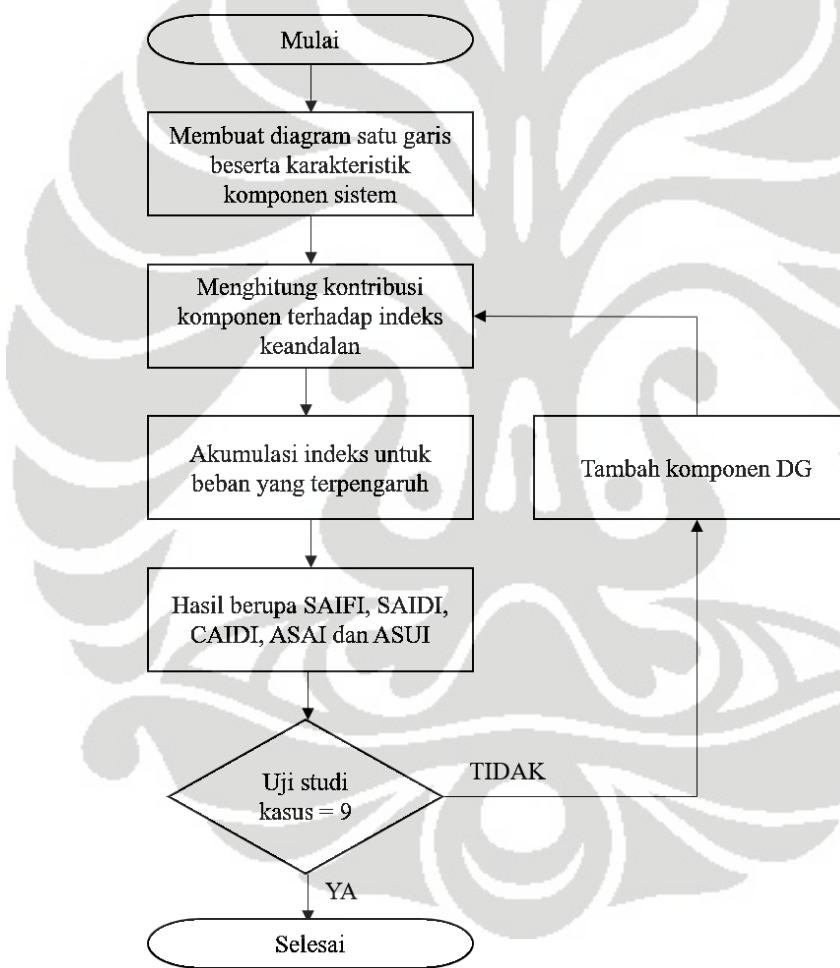
Gambar 3. 1 Diagram Alir Metodologi Penelitian

3.2 Pemodelan dalam ETAP

Semua simulasi yang dilakukan menggunakan *software* ETAP 12.6.0. Alur proses pembuatan simulasinya dimulai dengan membuat *single line diagram* sistem distribusi

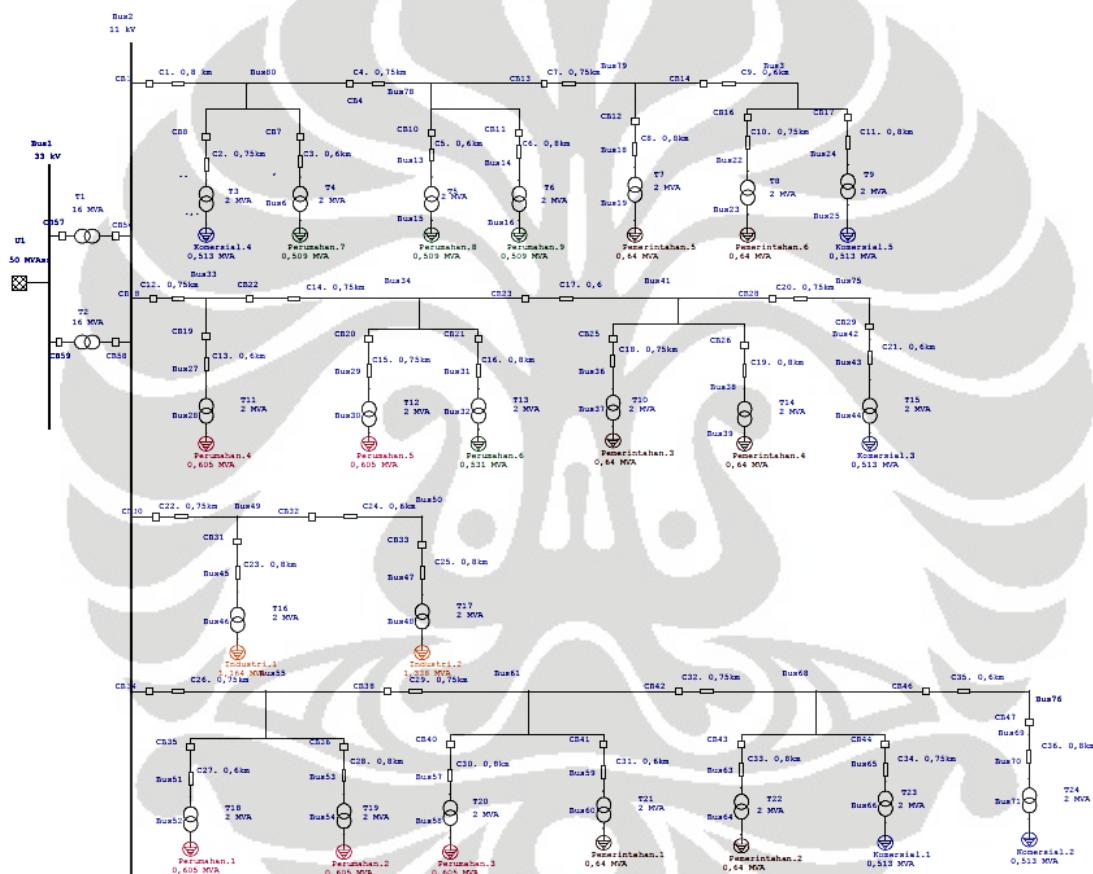
Universitas Indonesia

radial beserta komponen-komponen penyusun sistem distribusi seperti generator, gardu distribusi (bus), transformator, *feeder*, *circuit breaker*, kabel, dan titik beban. Masukkan karakteristik komponen serta masukkan data indeks keandalannya yang diambil dari jurnal [10]. Jalankan simulasinya, lalu buat *reliability report*-nya. Catat nilai indeks keandalan SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAII dan ASUI. Tambahkan DG di titik lokasi yang diinginkan, dalam penulisan ini ada 9 studi kasus dengan penempatan lokasi DG yang berbeda-beda. Jalankan simulasinya masing-masing dan catat nilai indeks keandalannya yang ditunjukkan dalam *reliability report*. Bandingkan hasilnya ketika belum dipasang DG. Lebih jelasnya lihat pada diagram alir berikut.



Gambar 3. 2 Diagram Alir Pemodelan dalam ETAP

Dalam penelitian ini, penulis membuat sebuah simulasi sistem distribusi radial menggunakan Roy Billinton Test System (RBTS). Aslinya, sistem ini terdiri dari 6 bus dengan 2 bus generator, 5 bus beban, 9 jaringan transmisi, dan 11 unit pembangkit. Total kapasitas terinstal pada sistem ini yaitu 240 MW dan beban puncak sistem 185 MW[6]. Namun, untuk keperluan penulisan skripsi ini penulis hanya menggunakan sistem distribusi radial pada Bus 2 dari sistem RBTS dengan standar IEC dan frekuensi 50 Hz, untuk melihat pengaruh penempatan DG pada sistem ini terhadap keandalan sistem secara keseluruhan, yang dapat dilihat pada gambar berikut.



pemerintahan, komersial, dan industri dengan total daya beban yang berbeda-beda sesuai dengan karakteristiknya masing-masing.

Tabel 3. 1 Data Jenis dan Total Pelanggan pada Sistem Distribusi

Titik beban	Feeder	Beban (MW)	Total Pelanggan	Warna pada Simulasi
Industri.1	3	1	1	Jingga
Industri.2	3	1,150	1	
Komersial.1	4	0,454	10	Biru
Komersial.2	4		10	
Komersial.3	2		10	
Komersial.4	1		10	
Komersial.5	1		10	
Pemerintahan.1	4		1	
Pemerintahan.2	4	0,566	1	Merah
Pemerintahan.3	2		1	
Pemerintahan.4	2		1	
Pemerintahan.5	1		1	
Pemerintahan.6	1		1	
Perumahan.1	4		210	
Perumahan.2	4	0,535	210	Merah Muda
Perumahan.3	4		210	
Perumahan.4	2		210	
Perumahan.5	2		210	
Perumahan.6	2		200	
Perumahan.7	1	0,45	200	Hijau
Perumahan.8	1		200	
Perumahan.9	1		200	

3.3 Karakteristik Keandalan Komponen dalam Sistem Distribusi

Komponen-komponen yang menyusun sistem distribusi diantaranya ada *main grid, bus, transformator, circuit breaker*, kabel, titik beban serta generator yang berfungsi sebagai DG. DG diasumsikan sebagai pembangkit listrik tenaga mikro hidro dengan kapasitas 0,5 MW dan 1 MW, serta digunakan dengan kapasitas penuh. Data keandalan komponen-komponen yang terdapat pada sistem tersebut berdasarkan pada tabel berikut [10].

Table 3.4: Component Reliability Data

Component Type	Failure Rate (f/yr)	Repair Time (hr)	Switching time (hr)
Transformers			
33/11KV	0.015	15	1
LT	0.015	10	1
Breakers			
33KV	0.002	4	1
11KV	0.006	4	1
Busbars			
33KV	0.001	2	1
11KV	0.001	2	1
Feeders			
11KV	0.65	5	1

Gambar 3. 4 Tabel Data Keandalan Komponen

Beberapa komponen tidak mengacu pada sumber tersebut melainkan hasil dari *trial and error* penulis dalam mengerjakan simulasi, seperti pada tabel berikut.

Tabel 3. 2 Data Keandalan Komponen

Komponen	Jumlah Kegagalan (f/yr)	Repair Time (hr)	Switching Time (hr)
DG			
0,5 MW	0,032	200	2
1 MW	0,032	200	2
Transformator			
33/11 kV	0,015	15	1
Trafo Tegangan Rendah	0,015	10	1
Circuit Breaker			
33 kV	0,003	50	50
11 kV	0,006	4	1
CB Tegangan Rendah	0,003	50	50
Busbar			
33 kV	0,001	2	1
11 kV	0,1	2	1

Feeder			
11 kV	0,55	2	1
<i>Feeder Tegangan Rendah</i>	0,02	25	30

3.4 Simulasi Keandalan Sistem Distribusi

Setelah sistem tersebut dibuat dalam ETAP, maka langkah selanjutnya adalah mensimulasikannya. Simulasi ini terdiri dari beberapa studi kasus untuk membandingkan tingkat keandalan sistem ketika terdapat DG dalam sistem tersebut. Simulasi yang pertama, sistem ini akan dicari indeks keandalannya tanpa ada DG di dalam saluran distribusi ini. Hasil simulasi pertama adalah sebagai berikut.

Tabel 3. 3 Indeks Keandalan Pada Setiap Titik Beban

Titik Beban	N	Av. Outage Rate, λ_i (f/yr)	Av. Outage Duration, U_i (hr/yr)
industri.1	1	1,7920	6,41
pemerintahan.1	1	2,6295	8,35
industri.2	1	2,4437	7,48
pemerintahan.3	1	3,3100	10,01
pemerintahan.4	1	3,3120	10,06
pemerintahan.2	1	3,4800	10,54
pemerintahan.5	1	3,5320	10,50
pemerintahan.6	1	4,2015	12,09
komersial.4	10	1,8480	6,62
komersial.1	10	3,4780	10,49
komersial.3	10	4,1385	11,68
komersial.2	10	4,1495	12,03
komersial.5	10	4,2035	12,14
perumahan.7	200	1,8420	6,47
perumahan.8	200	2,6845	8,46
perumahan.6	200	2,6345	8,40
perumahan.9	200	2,6925	8,66
perumahan.1	210	1,7870	6,36
perumahan.4	210	1,7840	6,21
perumahan.2	210	1,7900	6,56
perumahan.5	210	2,6325	8,35
perumahan.3	210	2,6375	8,55

Dari data di atas, dapat dicari besar nilai indeks keandalannya dengan perhitungan seperti rumus yang sudah dipaparkan di bab sebelumnya. Untuk mempersingkat perhitungan, maka dibuat tabel perkalian komponen yang akan dihitung untuk mempermudah.

Tabel 3. 4 Perhitungan Indeks Keandalan

Titik Beban	Ni	Av. Outage Rate, λ_i (f/yr)	Av. Outage Duration, U_i (hr/yr)	$\lambda_i * Ni$	$U_i * Ni$	$Ni * 8760$
industri.1	1	1,7920	6,41	1,792	6,41	8760
pemerintahan.1	1	2,6295	8,35	2,6295	8,35	8760
industri.2	1	2,4437	7,48	2,4437	7,48	8760
pemerintahan.3	1	3,3100	10,01	3,31	10,01	8760
pemerintahan.4	1	3,3120	10,06	3,312	10,06	8760
pemerintahan.2	1	3,4800	10,54	3,48	10,54	8760
pemerintahan.5	1	3,5320	10,50	3,532	10,5	8760
pemerintahan.6	1	4,2015	12,09	4,2015	12,09	8760
komersial.4	10	1,8480	6,62	18,48	66,2	87600
komersial.1	10	3,4780	10,49	34,78	104,9	87600
komersial.3	10	4,1385	11,68	41,385	116,8	87600
komersial.2	10	4,1495	12,03	41,495	120,3	87600
komersial.5	10	4,2035	12,14	42,035	121,4	87600
perumahan.7	200	1,8420	6,47	368,4	1294	1752000
perumahan.8	200	2,6845	8,46	536,9	1692	1752000
perumahan.6	200	2,6345	8,40	526,9	1680	1752000
perumahan.9	200	2,6925	8,66	538,5	1732	1752000
perumahan.1	210	1,7870	6,36	375,27	1335,6	1839600
perumahan.4	210	1,7840	6,21	374,64	1304,1	1839600
perumahan.2	210	1,7900	6,56	375,9	1377,6	1839600
perumahan.5	210	2,6325	8,35	552,825	1753,5	1839600
perumahan.3	210	2,6375	8,55	553,875	1795,5	1839600
TOTAL	1908			4406,086	14569,34	16714080

$$\text{SAIFI} = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N} = \frac{4406,086}{1908} = 2,309269$$

$$\text{SAIDI} = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N} = \frac{14569,34}{1908} = 7,635922$$

$$\text{CAIDI} = \frac{\text{SAIDI}}{\text{SAIFI}} = \frac{7,635922}{2,309269} = 3,30664$$

$$\text{ASAI} = \frac{\sum N_i \times 8760 - \sum U_i N_i}{\sum N_i \times 8760} = \frac{16714080 - 14569,34}{16714080} = 0,999128$$

$$\text{ASUI} = 1 - \text{ASAI} = 1 - 0,999128 = 0,000872$$

Hasil simulasi menggunakan ETAP dapat dilihat pada tabel berikut.

Tabel 3. 5 Hasil Simulasi Menggunakan ETAP

SAIFI	SAIDI	CAIDI	ASAI	ASUI
2,3098	7,6333	3,305	0,9991	0,00087

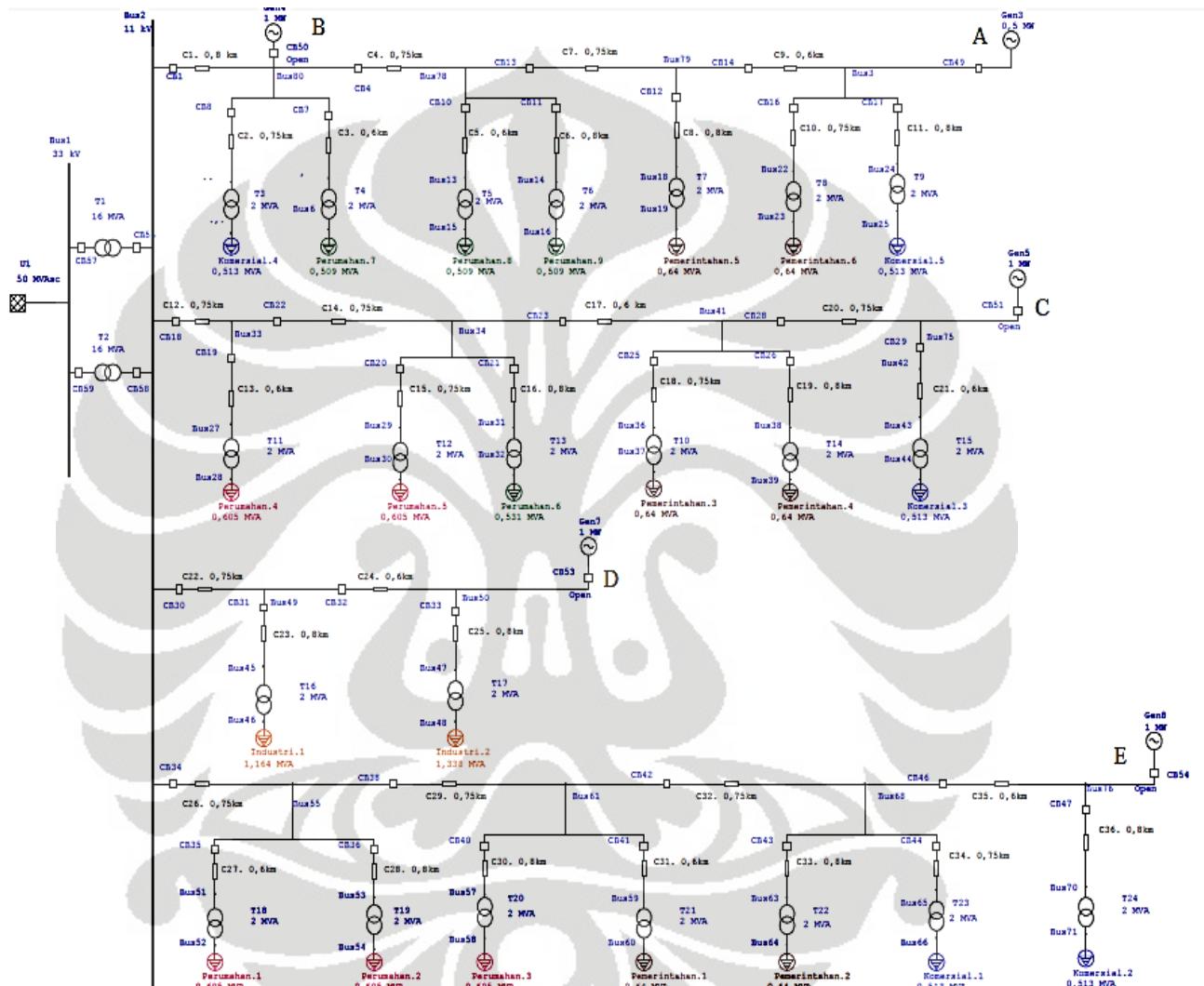
Persentase error antara hasil simulasi dengan ETAP dan perhitungan digambarkan pada tabel berikut.

Tabel 3. 6 Perbandingan Hasil Simulasi dengan Perhitungan

Indeks/Metode	ETAP	Perhitungan	% error
SAIFI	2,3098	2,309269	0,022989
SAIDI	7,6333	7,635922	0,03434949
CAIDI	3,305	3,30664	0,04962179
ASAI	0,9991	0,999128	0,00280252
ASUI	0,00087	0,000872	0,22988506

3.5 Skenario Penempatan DG

Untuk langkah selanjutnya, DG ditempatkan di 5 titik yang berbeda untuk menganalisis lokasi mana yang dapat meningkatkan keandalan sistem distribusi, dan akan dibahas pada bab berikutnya. 5 titik tersebut berada pada masing-masing *feeder*, seperti pada gambar berikut.



Gambar 3. 5 Lokasi Penempatan DG

Karakteristik DG yang ditempatkan pada sistem diatas adalah sebagai berikut :

- Generator sinkron jenis *hydro*
- Rating : 0,5 MW dan 1 MW

- 11 kV
- 0,588 MVA

DG direpresentasikan oleh dua keadaan, yaitu pada saat menyala dan tidak menyala (up/down). DG saat menyala ditandai dari *circuit breaker* pada generator. Ketika *open*, artinya tidak ada daya yang masuk ke jaringan. Sedangkan ketika *circuit breaker* dalam keadaan *close*, artinya daya dari pembangkit hidro ini masuk ke dalam jaringan. Pembangkit hidro ini dianggap sebagai pembangkit cadangan supaya dapat meningkatkan keandalan.

Titik-titik uji coba penempatan DG seperti gambar diatas berdasarkan pada jarak lokasi penempatan DG dengan gardu distribusinya yang ditunjukkan oleh Bus 2. Selain itu juga penempatannya didasari oleh beragamnya jumlah pelanggan dalam satu *feeder*. Sehingga dapat dianalisa indeks keandalannya dari 2 hal tersebut.

BAB 4

ANALISIS PENGARUH PENEMPATAN PEMBANGKIT TERDISTRIBUSI TERHADAP KEANDALAN SISTEM DISTRIBUSI

4.1 Studi Kasus

Seperti yang sudah dijelaskan pada bab sebelumnya, akan dicoba menempatkan DG di 5 titik yang berbeda untuk melihat apakah pembangkit terdistribusi dapat meningkatkan keandalan sistem distribusi. Penempatan DG ini berdasarkan ukuran kapasitas pembangkit (0,5 MW dan 1 MW), kemudian di tempatkan di *feeder* yang berbeda-beda berdasarkan jumlah pelanggan yang berada pada saluran tersebut, serta diletakkan pada lokasi yang tidak jauh dari penyulang agar terlihat di posisi manakah yang paling efektif untuk meningkatkan keandalan sistem. Setelah itu akan dibandingkan keandalan sistem saat sebelum ada DG di saluran distribusi dan saat DG sudah masuk ke saluran distribusi. Total percobaan yang dilakukan yaitu terdiri dari 9 studi kasus.

4.1.1. Sistem distribusi tanpa ada DG

Tabel 4. 1 Indeks Keandalan Tanpa Ada DG

SAIFI	SAIDI	CAIDI	ASAI	ASUI
2,3098	7,6333	3,305	0,9991	0,00087

Dalam sistem distribusi tanpa ada DG yang tersambung ke saluran distribusi, didapatkan indeks keandalan SAIFI bernilai 2,3098 yang berarti terjadi sekitar 2,3 kali pemadaman/pelanggan/tahun. Sedangkan nilai indeks keandalan SAIDI yaitu sebesar 7,6333 jam/pelanggan/tahun. Nilai ini melewati batas standar yang sudah ditetapkan oleh IEEE std. 1366-2000 yaitu :

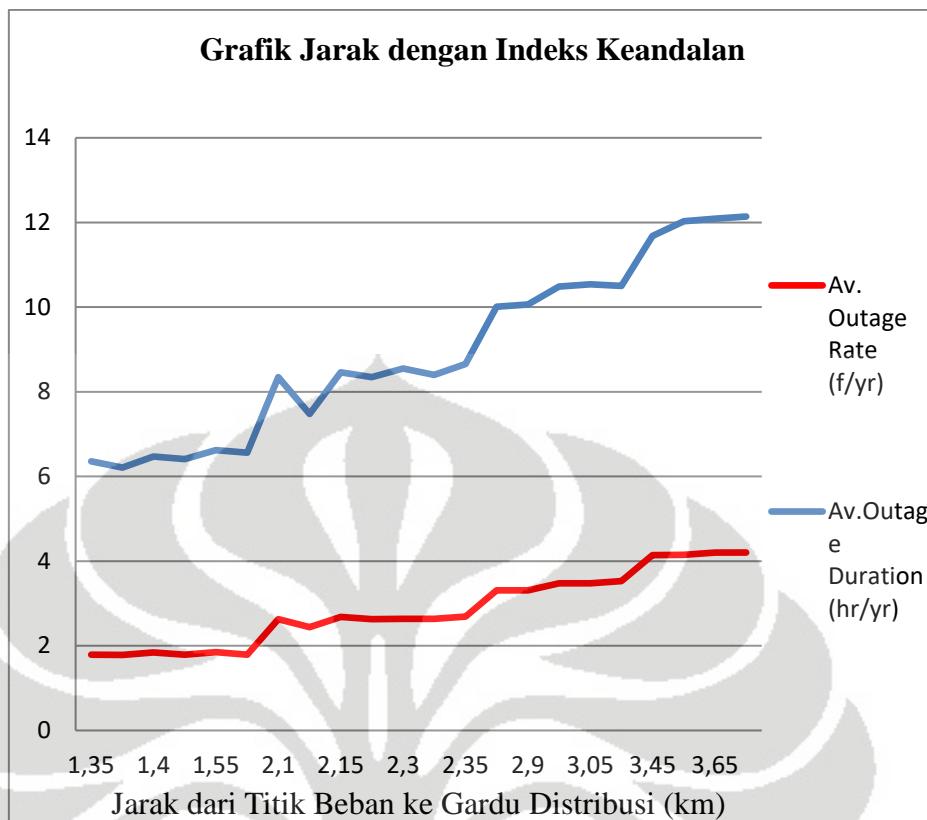
- SAIFI : 1,45 pemadaman/pelanggan/tahun
- SAIDI : 2,30 jam/pelanggan/tahun

Berdasarkan simulasi, yang memengaruhi nilai indeks keandalan ini bergantung dari jarak titik beban ke gardu distribusi (ditunjukkan oleh Bus 2). Hasil simulasinya ditunjukkan pada tabel dibawah.

Tabel 4. 2 Keterangan Jenis Beban, Jarak, dan Jumlah Pelanggan

Titik Beban	Jarak dari bus (km)	Jumlah Pelanggan,N	Av. Outage Rate (f/yr)	Av.Outage Duration (hr/yr)
perumahan.1	1,35	210	1,7870	6,36
perumahan.4	1,35	210	1,7840	6,21
perumahan.7	1,40	200	1,8420	6,47
industri.1	1,55	1	1,7920	6,41
komersial.4	1,55	10	1,8480	6,62
perumahan.2	1,55	210	1,7900	6,56
pemerintahan.1	2,10	1	2,6295	8,35
industri.2	2,15	1	2,4437	7,48
perumahan.8	2,15	200	2,6845	8,46
perumahan.5	2,25	210	2,6325	8,35
perumahan.3	2,3	210	2,6375	8,55
perumahan.6	2,3	200	2,6345	8,40
perumahan.9	2,35	200	2,6925	8,66
pemerintahan.3	2,85	1	3,3100	10,01
pemerintahan.4	2,90	1	3,3120	10,06
komersial.1	3,00	10	3,4780	10,49
pemerintahan.2	3,05	1	3,4800	10,54
pemerintahan.5	3,10	1	3,5320	10,50
komersial.3	3,45	10	4,1385	11,68
komersial.2	3,65	10	4,1495	12,03
pemerintahan.6	3,65	1	4,2015	12,09
komersial.5	3,70	10	4,2035	12,14

Dari tabel di atas, jika dibuat grafiknya maka akan cenderung meningkat meskipun ada penurunan seperti grafik di bawah ini. Hal ini disebabkan oleh banyaknya pelanggan di titik beban tersebut. Semakin banyak pelanggan di titik beban, maka besar nilai indeks keandalannya akan menurun.



Gambar 4. 1 Grafik Jarak dengan Indeks Keandalan

4.1.2. Sistem distribusi dengan 1 DG berkapasitas 1 MW di titik A

Tabel 4. 3 Indeks Keandalan di Titik A dengan DG berkapasitas 1 MW

Keterangan	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ASAI	ASUI
DG di titik A	1,1780	4,9043	4,163	0,9994	0,00056
Tanpa DG	2,3098	7,6333	3,305	0,9991	0,00087
Selisih	48,99%	35,75%	25,96%	0,03%	55,35%

Pada studi kasus yang kedua, ketika ditambahkan DG dengan kapasitas 1 MW, terlihat pada tabel 4.3 bahwa terdapat peningkatan nilai indeks keandalan sistem distribusi. Dengan adanya DG dengan kapasitas 1 MW di *feeder* A, tingkat pemadaman atau SAIFI menjadi 1,1780. Artinya terjadi penurunan tingkat pemadaman dari 2,3098 kali pemadaman/pelanggan/tahun menjadi 1,1780 kali pemadaman/pelanggan/tahun atau sebesar 48,99%. Dan durasi

pemadaman menjadi 4,9043 jam/pelanggan/tahun dari sebelumnya sebesar 7,6333 jam/pelanggan/tahun atau penurunan sebesar 35,75%.

4.1.3. Sistem distribusi dengan 1 DG berkapasitas 0,5 MW di titik A

Tabel 4. 4 Indeks Keandalan di Titik A dengan DG berkapasitas 0,5 MW

Keterangan	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ASAI	ASUI
DG di titik A	1,1780	4,9043	4,163	0,9994	0,00056
Tanpa DG	2,3098	7,6333	3,305	0,9991	0,00087
Selisih	48,99%	35,75%	25,96%	0,03%	55,35%

Studi kasus ini menghasilkan nilai indeks keandalan yang sama dengan studi kasus sebelumnya. Hal ini menandakan besarnya kapasitas DG tidak memengaruhi indeks keandalan pada sistem distribusi, karena kapasitas DG ini terlalu kecil untuk memenuhi suplai beban yang berada di *feeder* yang sama dengan lokasi DG. Jika kapasitas DG di perbesar sesuai dengan kebutuhan beban, maka DG tersebut dapat meningkatkan keandalan sistem.

4.1.4. Sistem distribusi dengan 1 DG diletakkan di titik A

Tabel 4. 5 Indeks Keandalan dengan DG di Titik A

Keterangan	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ASAI	ASUI
DG di titik A	1,1780	4,9043	4,163	0,9994	0,00056
Tanpa DG	2,3098	7,6333	3,305	0,9991	0,00087
Selisih	48,99%	35,75%	20,61%	0,03%	55,35%

Indeks keandalan yang didapatkan sama seperti hasil simulasi studi kasus sebelumnya, karena DG ditempatkan masih di lokasi yang sama yaitu di *feeder* A dan kapasitas DG tidak memengaruhi indeks keandalan.

Kenaikan indeks keandalan dari sebelum dipasangnya DG di titik A yaitu sebesar 48,99% pada SAIFI dan 35,75% pada SAIDI. Hal ini

menandakan bahwa pemasangan DG berdampak positif terhadap indeks keandalan sistem distribusi.

4.1.5. Sistem distribusi dengan 1 DG diletakkan di titik B

Tabel 4. 6 Indeks Keandalan dengan DG di Titik B

Keterangan	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ASAI	ASUI
DG di titik B	1,3765	5,4170	3,935	0,9994	0,00062
Tanpa DG	2,3098	7,6333	3,305	0,9991	0,00087
Selisih	40,40%	29,03%	16,01%	0,03%	40,32%

Ketika DG di pasang di titik B, hasil simulasinya tidak menunjukkan hasil yang signifikan jika dibandingkan dengan titik A. Penurunan indeks keandalan di titik B yaitu sebesar 16,85% untuk SAIFI dan 10,45% untuk SAIDI. Meskipun berada pada *feeder* yang sama, tetapi penempatan DG di titik B jarak dari titik beban ke gardu distribusi lebih pendek daripada di titik A, sehingga nilai indeks keandalannya lebih tinggi. Ini artinya bahwa semakin pendek jarak ke gardu induk maka kemungkinan akan terjadinya kegagalan akan semakin besar.

Kenaikan indeks keandalan sistem dari sebelum dipasangnya DG di titik B yaitu sebesar 40,40% pada SAIFI dan 29,03% pada SAIDI. Hal ini dikarenakan DG memengaruhi indeks keandalan secara positif namun, tidak seefektif ketika DG dipasang di titik A. Sebab, semakin jauh DG dari gardu distribusi (ditunjukkan oleh Bus 2) maka indeks keandalannya semakin tinggi.

4.1.6. Sistem distribusi dengan 1 DG diletakkan di titik C

Tabel 4. 7 Indeks Keandalan dengan DG di Titik C

Keterangan	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ASAI	ASUI
DG di titik C	1,1872	4,9504	4,170	0,9994	0,00057
Tanpa DG	2,3098	7,6333	3,305	0,9991	0,00087
Selisih	48,60%	35,14%	20,74%	0,03%	52,63%

Hasil simulasi ketika DG ditempatkan di titik C menunjukkan peningkatan indeks keandalan yang cukup signifikan seperti pada simulasi

Universitas Indonesia

di titik A. Peningkatan indeks keandalan di titik C jika dibandingkan dengan sebelum dipasangnya DG yaitu sebesar 48,60% untuk SAIFI dan 35,14% untuk SAIDI. Sedangkan, jika dibandingkan dengan tingkat keandalan di titik B, maka terjadi peningkatan sebesar 13,75% untuk SAIFI dan 8,61% untuk SAIDI. Hal ini dikarenakan pelanggan di titik C atau di *feeder* 2 jumlahnya lebih banyak dibandingkan dengan jumlah pelanggan di titik A atau di *feeder* 1. Semakin banyak jumlah pelanggan, maka nilai indeks keandalannya akan semakin besar. Ini artinya, semakin banyak kegagalan yang terjadi dalam sistem distribusi.

4.1.7. Sistem distribusi dengan 1 DG diletakkan di titik D

Tabel 4. 8 Indeks Keandalan dengan DG di Titik D

Keterangan	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ASAI	ASUI
DG di titik D	1,5599	5,8450	3,747	0,9993	0,00067
Tanpa DG	2,3098	7,6333	3,305	0,9991	0,00087
Selisih	32,46%	23,42%	11,79%	0,02%	29,85%

Dibandingkan dengan hasil simulasi sebelumnya, ketika DG di pasang di titik D atau di *feeder* 4, hasil indeks keandalannya merupakan yang paling besar atau yang paling buruk. Didapat nilai indeks sebesar 1,5599 untuk SAIFI dan 5,8450 untuk SAIDI. Peningkatannya hanya sebesar 32,46% untuk SAIFI dan 23,42% untuk SAIDI dibanding saat belum ada DG yang dipasang di titik tersebut.

4.1.8. Sistem distribusi dengan 1 DG diletakkan di titik E

Tabel 4. 9 Indeks Keandalan dengan DG di Titik E

Keterangan	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ASAI	ASUI
DG di titik E	1,2603	5,0905	4,039	0,9994	0,00058
Tanpa DG	2,3098	7,6333	3,305	0,9991	0,00087
Selisih	45,43%	33,31%	18,17%	0,03%	50%

Dari hasil simulasi ini, nilai indeks keandalan yang didapat sebesar 1,2603 untuk SAIFI dan 5,0905 untuk SAIDI. Peningkatannya dibandingkat saat belum ada DG yang di pasang di titik ini yaitu sebesar

Universitas Indonesia

45,43% untuk SAIFI dan 33,31% untuk SAIDI. Hal ini karena jumlah pelanggan di titik D adalah yang paling banyak diantara simulasi di titik lainnya sehingga, nilai indeks keandalannya cukup tinggi meskipun tidak melewati batas standar yang telah ditentukan IEEE.

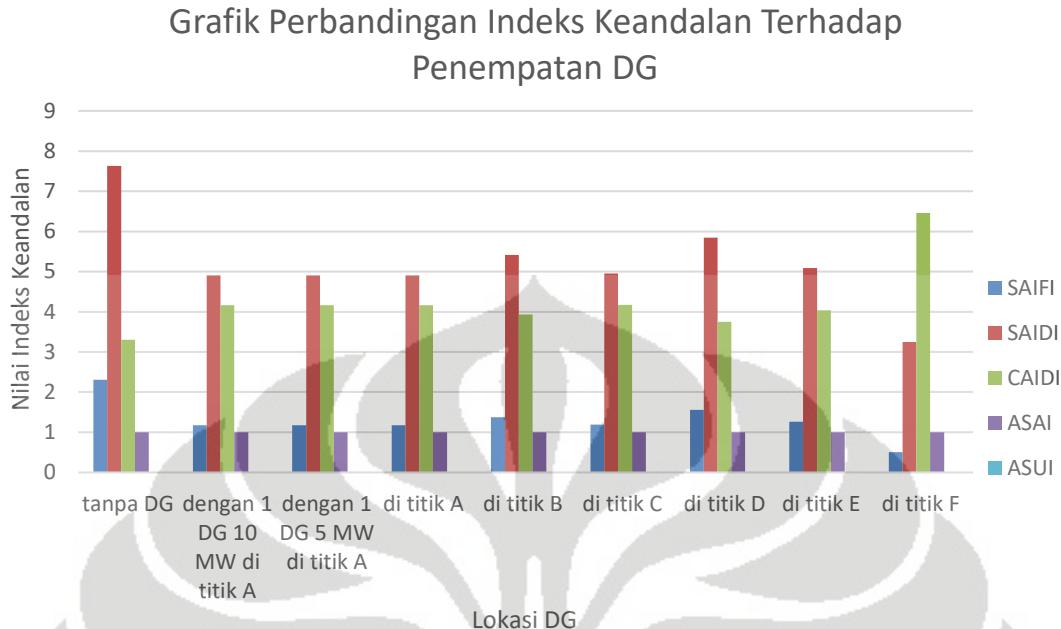
4.1.9. Sistem distribusi dengan 4 DG diletakkan di setiap *feeder* (di titik A, C, D, dan E)

Tabel 4. 10 Indeks Keandalan dengan DG di Titik F

Keterangan	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ASAI	ASUI
DG di setiap <i>feeder</i>	0,5028	3,2484	6,46	0,9996	0,00037
Tanpa DG	2,3098	7,6333	3,305	0,9991	0,00087
Selisih	78,23%	57,44%	48,83%	0,05%	135%

Simulasi ini mencoba untuk memasang DG di semua *feeder* untuk melihat seberapa pengaruhnya terhadap indeks keandalan dalam sistem distribusi ini. Hasilnya yaitu di dapat nilai indeks keandalan sebesar 0,5028 untuk SAIFI dan 3,2484 untuk SAIDI yang mana peningkatan indeks keandalannya mencapai 78,23% untuk SAIFI dan 57,44% untuk SAIDI ketika sistem belum di pasang DG sama sekali.

4.2 Rangkuman



Gambar 4. 2 Grafik perbandingan indeks keandalan terhadap penempatan DG

Semua studi kasus yang sudah dilakukan dapat dirangkum dalam grafik indeks keandalan seperti diatas. Indeks keandalan dengan nilai yang paling tinggi, baik dari SAIFI dan SAIDI, yaitu pada studi kasus pertama ketika tidak ada DG yang masuk ke saluran distribusi. Studi kasus pertama ini menunjukkan bahwa tingkat keandalan sistem yang buruk. Sedangkan, indeks keandalan yang paling rendah, dari sisi SAIFI dan SAIDI, yaitu ketika DG di pasang di titik F dimana DG di letakkan di setiap *feeder*. Saat DG di pasang di setiap *feeder*, tingkat keandalannya adalah yang paling bagus dibanding studi kasus lainnya.

DG dapat meningkatkan indeks SAIFI dan SAIDI karena berfungsi sebagai pembangkit cadangan yang berfungsi secara *on-grid*, artinya akan selalu menyala dan dapat menyalurkan dayanya ketika diperlukan. Contohnya, pada studi kasus ketika DG ditempatkan di titik B dan di titik A. Kedua DG ini ditempatkan pada *feeder* yang sama, namun dengan jarak yang berbeda. Ketika terjadi gangguan di titik antara A dan B, maka DG di titik A (paling jauh dari gardu distribusi) akan mem-*back up* kebutuhan listrik untuk titik beban tersebut. Jika gangguan terjadi sebelum titik B, maka DG yang berada di titik B akan memenuhi kebutuhan listrik di titik beban tersebut.

Indeks keandalan tidak mengalami perubahan ketika DG dipasang di *feeder* yang sama namun dengan kapasitas yang berbeda. Seperti pada kasus kedua saat DG dengan kapasitas 1 MW dipasang di titik A atau *feeder* 1, semua nilai indeks keandalannya tidak mengalami perubahan saat di titik yang sama DG diturunkan kapasitasnya menjadi 0,5 MW. Hal ini karena kapasitas DG yang tidak mencukupi kebutuhan suplai listrik di titik beban tersebut. Jika kapasitas DG yang dipasang dapat memenuhi kebutuhan suplai beban, maka indeks keandalan akan meningkat sebab dapat berfungsi sebagai cadangan suplai ketika terjadi gangguan.

Ketika DG dipasang di titik C, D dan E nilai indeks keandalannya tidak jauh berbeda. Di titik D terlihat nilai indeks keandalannya lebih tinggi daripada di titik C dan E. Hal ini karena jumlah pelanggan di titik D paling sedikit dibandingkan dengan di titik C dan E, sehingga tingkat keandalannya lebih buruk.

Dapat disimpulkan bahwa pemasangan DG memengaruhi tingkat keandalan sistem distribusi tenaga listrik. Hal ini dibuktikan dari 9 studi kasus yang menempatkan DG di titik lokasi yang berbeda-beda menghasilkan nilai indeks keandalan yang berbeda-beda juga. Hal-hal yang memengaruhi indeks keandalan diantaranya jumlah pelanggan, dan jarak titik beban ke gardu distribusi.

BAB 5

KESIMPULAN

Dari keseluruhan pembahasan, maka dapat diambil kesimpulan yaitu metode simulasi dapat digunakan untuk menghitung tingkat keandalan suatu sistem distribusi tenaga listrik. Simulasi awal adalah dengan menghitung *load flow* sistem terlebih dahulu kemudian simulasi untuk menghitung keandalannya.

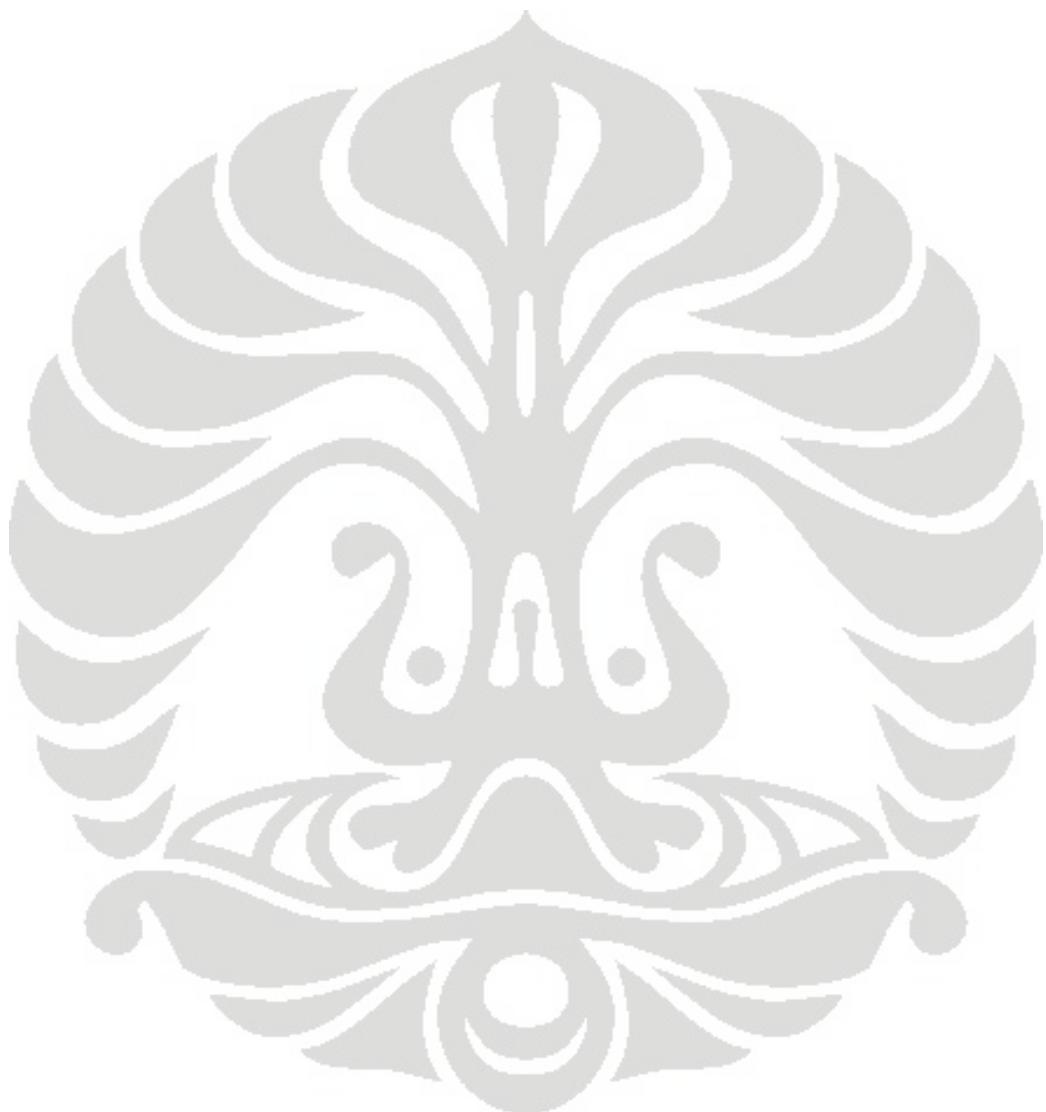
Dengan menambahkan DG di dalam sistem ditribusi dapat meningkatkan tingkat keandalan, sebab DG berguna sebagai pembangkit cadangan yang dapat mensuplai daya ketika terjadi gangguan di satu *feeder* yang sama dengan lokasi DG tersebut . Lokasi yang paling efektif untuk menempatkan DG yaitu :

- Di titik yang paling jauh dari gardu ditribusi dan dekat dengan titik beban. Dalam penulisan ini yaitu di titik A, dengan total jarak ke gardu distribusi yaitu 2,9 km dengan total pelanggan sebesar 622 pelanggan. Peningkatan nilai SAIFI pada titik ini yaitu 48,99% dan 35,75% pada SAIDI dibanding ketika belum di pasang DG.
- Di titik yang paling banyak pelanggannya. Dalam penulisan ini yaitu di titik C dengan total pelanggan sebanyak 632 pelanggan. Dibandingkan saat DG belum dipasang, penigkatan indeks keandalannya yaitu sebesar 48,60% untuk SAIFI dan 35,14% untuk SAIDI.
- Semakin banyak DG yang di letakkan di *feeder* yang berbeda-beda dalam satu gardu distribusi, maka tingkat keandalan sistem semakin baik. Peningkatan indeks keandalannya mencapai 78,23% untuk SAIFI dan 57,44% untuk SAIDI dibandingkan ketika sistem belum di pasang DG sama sekali.

DAFTAR ACUAN

- [1] Daman Suswanto. "Diktat Sistem Distribusi Tenaga Listrik", Universitas Negeri Padang, Jilid I, Padang. 2009.
- [2] Danang Ramadhianto. "Studi Susut Energi Pada Sistem Distribusi Tenaga Listrik Melalui Analisis Pengukuran Dan Perhitungan". 2008
- [3] R. C. Dugan and T. E. McDermott, "Distributed generation," IEEE Ind. Appl. Mag., vol.8, no.2, pp.19-25, Mar/Apr 2002.
- [4] Wahri Sunanda. "Perbaikan Keandalan Sistem Melalui Pemasangan Distributed Generation". *Jurnal Ilmiah Foristik Vol. 3, No.2*. 2013.
- [5] <http://roniruliansyah.blog.uns.ac.id/mikrohidro-iptek-energi-terbarukan-yang-belum-optimal-termanfaatka/>. Mei 2018.
- [6] Sanaullah Ahmad, Azzam UI Asar, Sana Sardar, Babar Noor. "Impact of Distributed Generation on the Reliability of Local Distribution System". International Journal of Advanced Computer Science and Applications, Vol. 8, No.6, 2017.
- [7] Dwi Songgo. "The Analysis Of Reability Distribution Network Sistem In Pt. Putra Lestari Jaya Shipyard In Samarinda Kalimantan Timur Using Montecarlo Method". LIGHT Vo. 7 No.1 April 2014.
- [8] Y. Ou and L. Goel, "Using Monte-Carlo simulation for overall distribution sistem worth assessment", *IEE proc. Gener. TransmDistrib.*, Vol. 146, No. 5, pp. 535-540, 1999.
- [9] Power Sistem Reliability Analysis with Distributed Generators by Dan Zhu
- [10] Francesc Xavier Bellart Llavall. Reliability Worth Assessment Of Radial System With Distributed Generation. 2011.
- [11] Nur Indah Arifani, Heru Winarno. Analisis Nilai Indeks Keandalan Sistem Jaringan Distribusi Udara 20 Kv Pada Penyulang Pandean Lamper 1,5,8,9,10 Di Gi Pandean Lamper. *Jurnal GEMA TEKNOLOGI* Vol. 17 No. 3 Periode April 2013 - Oktober 2013.
- [12] G. Lian, *The application of Monte Carlo simulation method to terminal stations* MSc Thesis, University of Saskatchewan, 1990.

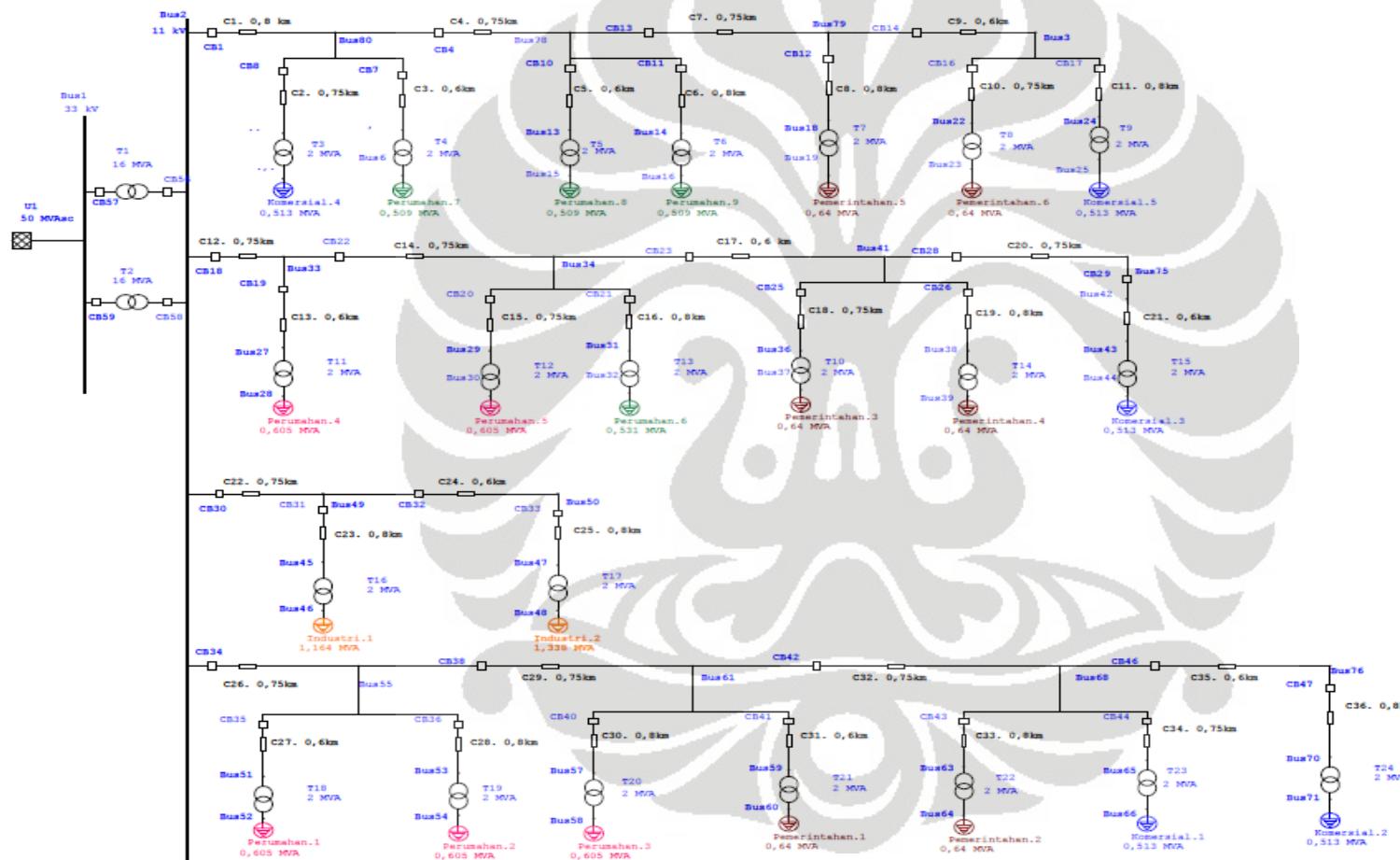
- [13] Billinton, R., Allan, R.N., "Reliability Evaluation of Power Systems ", Plenum Press, New York, (1996).
- [14] ETAP, etap.com/



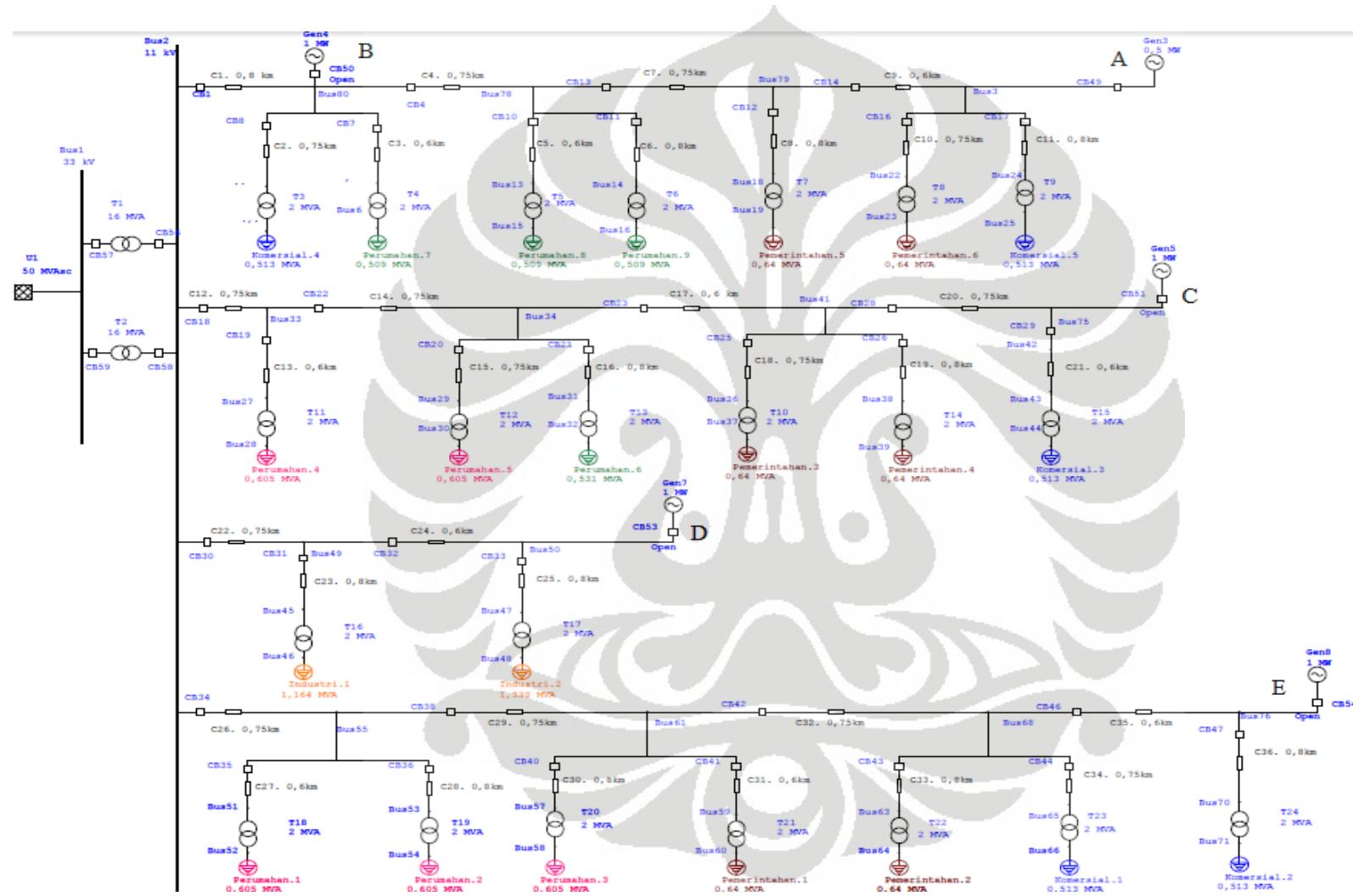
Universitas Indonesia

LAMPIRAN

Lampiran 1 : Diagram Garis Tunggal Sistem Distribusi Sebelum Dipasang DG



Lampiran 2 : Titik Pemasangan DG



Universitas Indonesia