

OPTIMALISASI KEANDALAN JARINGAN DISTRIBUSI 13,8 KV PADA BANGKO SUBSTATION PT. CHEVRON PACIFIC INDONESIA

Syaipul Rizal¹, Zulfahri², Usaha Situmeang³

^{1,2,3} Program Studi Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Lancang Kuning Pekanbaru.
Jl. Yos Sudarso Rumbai, Pekanbaru, Telp. (0761) 52324
Email : syaifulrizal@gmail.com, zulfahri@unilak.ac.id, usaha@unilak.ac.id

ABSTRAK

Analisa keandalan sistem distribusi membutuhkan informasi yang akurat untuk menilai kinerja sistem, sehingga keandalan dapat ditingkatkan dengan maksimal dan keinginan pelanggan terpenuhi. Tingkat keandalan sistem distribusi dapat diukur dari sejauh mana penyaluran tenaga listrik dapat berlangsung secara kontinu kepada pelanggan tanpa harus terjadi pemadaman. Saat ini, perhitungan keandalan sistem distribusi pada PT. CPI masih menggunakan perhitungan konvensional, sehingga akan sangat sulit untuk membandingkan keandalan sistem distribusi PT.CPI dengan industri lainnya karena tidak menggunakan standar perhitungan yang sama. Beberapa indeks yang sudah banyak digunakan untuk menghitung kinerja keandalan sistem tenaga listrik antara lain adalah System Average Interruption Duration Index (SAIDI), System Average Interruption Frequency Index (SAIFI), dan Costumer Average Interruption Duration Index (CAIDI). Penelitian ini mengoptimalkan indeks keandalan penyulang # 1 Gardu Induk Bangko menggunakan pendekatan historical assessment dan predictive assessment dengan metode Reliability Index Assessment (RIA). Dari studi ini diketahui bahwa pada Tahun 2019, rata-rata indeks keandalan SAIDI adalah 6.9358 hour/costumer/year, SAIFI = 2,87 interruption/costumer/year dan CAIDI = 2,4166 hour/costumer interruption. Sedangkan untuk memperbaiki indeks keandalan menggunakan metode RIA, dari 5 opsi yang ditetapkan, diperoleh sistem ke 5 dapat menghasilkan penurunan yang optimal yaitu SAIDI = 13,8829 hour/costumer/year atau turun 57,0 % jika dibanding kondisi eksisting, SAIFI = 8,6537 interruption/costumer/year atau naik 0,5 % dibanding kondisi eksisting, dan CAIDI = 1,6043 hours/costumer interruption atau turun 57,7 % dibanding kondisi eksisting. Adapun perkiraan Biaya Penambahan Peralatan untuk sistem ke 5 ini sebesar RP 1,182,150,000.00

Kata kunci : Keandalan, *Reliability Index Assessment*, SAIDI, SAIFI, CAIDI.

ABSTRACT

Distribution system reliability analysis requires accurate information to assess system performance, so that reliability can be maximally improved and customer desires are met. The level of reliability of the distribution system can be measured from the extent to which the distribution of electricity can take place continuously to customers without having to go out. Currently, the calculation of the reliability of the distribution system at PT. CPI still uses conventional calculations, so it will be very difficult to compare the reliability of PT.CPI's distribution system with other industries because it does not use the same calculation standards. Several indices that have been widely used to calculate the reliability performance of an electric power system include: System Average Interruption Duration Index (SAIDI), System Average Interruption Frequency Index (SAIFI), and Costumer Average Interruption Duration Index (CAIDI). In this research, is the optimization of the reliability index of feeder # 1 at Bangko Substation will be conducted using a historical assessment approach and a predictive assessment using the Reliability Index Assessment (RIA) method. From this study it is known that in 2019, the average SAIDI reliability index was 6,9358 hour / customer / year, SAIFI = 2.87 interruption / customer / year and CAIDI = 2.4166 hour / customer interruption. Meanwhile, to improve the reliability index using the RIA method, from the 5 specified options, the fifth system can produce an optimal reduction, namely SAIDI = 13.8829 hour / customer / year or a decrease of 57.0% when compared to existing conditions, SAIFI = 8.6537 interruption / customer / year or an increase of 0.5% compared to the existing condition, and CAIDI = 1.6043 hours / customer interruption or a decrease of 57.7% compared to the existing condition. As for the estimated Equipment Addition Cost for this 5th system of IDR 1,182,150,000.00

Keywords: Reliability, *Reliability Index Assesment (RIA)*, SAIDI, SAIFI and CAIDI

1. PENDAHULUAN

Listrik saat ini telah menjadi kebutuhan primer untuk menunjang kehidupan masyarakat baik digunakan pada rumah tangga maupun pada bidang industrial. Salah satu industrial yang sangat pesat dan

tentunya membutuhkan listrik yang besar untuk operasionalnya yaitu PT. Chevron Pacific Indonesia. Apabila energi listrik tidak tersalurkan dalam kisaran waktu yang singkat saja dapat menyebabkan kerugian besar bagi perusahaan. Untuk itu suatu penyedia

tenaga listrik harus selalu dalam kondisi yang optimal. Keandalan dalam sistem distribusi adalah suatu ukuran ketersediaan/tingkat pelayanan penyediaan tenaga listrik dari sistem ke pemakai/pelanggan. Ukuran keandalan dapat dinyatakan sebagai seberapa sering sistem mengalami pemadaman, berapa lama pemadaman terjadi dan berapa cepat waktu yang dibutuhkan untuk memulihkan kondisi dari pemadaman yang terjadi (*restoration*). Keandalan sistem distribusi menentukan kontinuitas tenaga listrik sehingga berpengaruh terhadap konsumen. Dengan semakin lancarnya kontinuitas tenaga listrik ke konsumen maka semakin andal suatu sistem distribusi tersebut. Banyak penelitian dilakukan untuk memperbaiki unjuk kerja dari sistem distribusi [1]–[7].

Pendekatan yang dapat digunakan untuk mengevaluasi kinerja keandalan sistem tenaga listrik adalah *historical assessment* dan *predictive assessment* dengan metode *Reliability Index Assessment* (RIA). Pendekatan tersebut menggunakan indeks keandalan antara lain *System Average Interruption Duration Index* (SAIDI), *System Average Interruption Frequency Index* (SAIFI), *Customer Average Interruption Duration Index* (CAIDI) dan *Momentary Average Interruption Frequency Index* (MAIFI) [8], [9]. Indeks - indeks tersebut merupakan indeks yang saat ini banyak digunakan diberbagai perusahaan di dunia. Dengan adanya indeks ini maka keandalan sistem distribusi tenaga listrik dapat termonitor dengan akurat dan sistematis serta menggunakan standar yang sama Istilah keandalan menggambarkan keamanan sistem penghindaran dari gangguan-gangguan yang menyebabkan sebagian besar pemadaman sistem distribusi adalah akibat alam (petir, angin, hujan, binatang) dan sebagian lagi adalah kerusakan material atau peralatan. Keandalan adalah penampilan unjuk kerja suatu peralatan atau sistem sesuai dengan fungsinya dalam periode waktu dan kondisi operasi tertentu [10]

Metode *Reliability Indeks Assessment* (RIA) mengevaluasi indeks keandalan jaringan distribusi dengan mengasumsikan kegagalan dari suatu peralatan, lalu mengidentifikasi kegagalan tersebut dan menganalisa bagaimana efek kegagalan peralatan tersebut mempengaruhi operasi sistem distribusi [11]

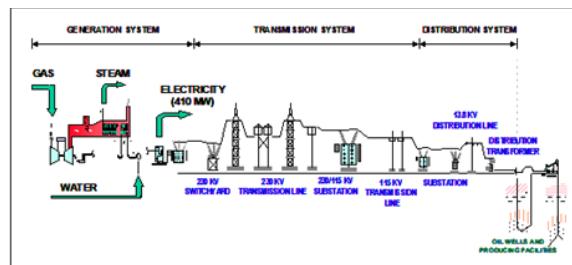
Metode RIA adalah sebuah pendekatan yang digunakan untuk memprediksi gangguan pada sistem distribusi berdasarkan topologi sistem dan data-data mengenai *component reliability* [12]

2. METODE PENELITIAN

A. Pembangkitan, Transmisi dan Distribusi

Sistem tenaga listrik yang andal melayani pelanggan tanpa interupsi tegangan suplai. Fasilitas pembangkitan harus menghasilkan daya yang cukup

untuk memenuhi kebutuhan permintaan pelanggan, sistem transmisi harus mengirimkan sumber daya dengan jarak yang jauh tanpa panas berlebih dan membahayakan stabilitas sistem serta sistem distribusi harus menyalurkan tenaga listrik kesetiap titik pelanggan. Dalam konteks keandalan, pembangkitan, transmisi dan distribusi yang disebut sebagai fungsi *zones* [13]. Setiap zona fungsi terdiri dari beberapa subsistem. Pembangkitan terdiri dari *generation plant* dan *generation substation*. Transmisi terdiri dari transmission lines (jaringan transmisi), transmission switching stations, transmission substations dan subtransmission systems. Sistem distribusi terdiri dari gardu distribusi, sistem distribusi primer, trafo distribusi dan sistem distribusi sekunder. Sebuah gambar sederhana dari sistem daya keseluruhan serta subsistem terlihat seperti pada gambar 1 [14]



Gambar 1 Sistem tenaga listrik terdiri dari beberapa subsistem

1. Sub sistem Pembangkitan

Subsistem pembangkitan terdiri dari beberapa komponen yang memiliki fungsi masing-masing : a. Generation Plant, berfungsi menghasilkan energi listrik dari bentuk lain energi seperti bahan bakar fosil, bahan bakar nuklir atau tenaga air. Biasanya, prime mover memutar sebuah alternator yang menghasilkan tegangan antara 11 kV dan 30 kV. b. Generation Substation, berfungsi menghubungkan generation plant ke jalur transmisi melalui step-up transformator yang meningkatkan tegangan ke transmisi.

2. Subsistem Transmisi

Subsistem transmisi terdiri dari beberapa komponen yang memiliki fungsinya masing-masing : a. Sistem transmisi, mengirimkan listrik melewati jarak yang jauh dari gardu pembangkit ke gardu transmisi atau distribusi. Pada PT. CPI, terdiri dari level tegangan 230 kV; 115 kV dan 44 kV. b. Transmission Switching Station, berfungsi sebagai simpul dalam sistem transmisi yang memungkinkan koneksi saluran transmisi untuk dikonfigurasi. c. Gardu Transmisi, adalah *transmission switching station* yang terdapat transformator yang menurunkan tegangan ke tingkat sub-transmisi. Sistem sub-transmisi mengirimkan listrik dari gardu induk transmisi ke gardu distribusi. Pada PT. CPI, terdiri

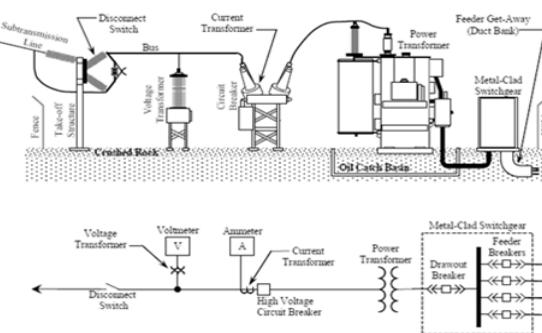
dari beberapa level tegangan 230 kV, 115 kV dan 44 kV.

3. Subsistem Distribusi

Subsistem distribusi terdiri dari beberapa komponen yang memiliki fungsi masing-masing : a). Gardu Distribusi, yaitu simpul untuk mengakhiri dan konfigurasi ulang jaringan subtransmission dan terdiri atas transformer yang menurunkan tegangan ketegangan distribusi primer. b). Sistem Distribusi Primer menyalurkan tenaga listrik dari gardu distribusi untuk transformator distribusi. Tegangan berkisar dari 4,16 kV sampai 34,5 kV dengan yang paling umum adalah kelas 15 kV (misalnya 12,47 kV dan 13,8 kV). c). Transformator Distribusi mengkonversi tegangan distribusi primer untuk pemanfaatan tegangan yang sesuai dengan kebutuhan pelanggan. Biasanya berkisar dari 5 kVA sampai dengan 2500 kVA. d). Sistem Distribusi Sekunder menyalurkan tenaga listrik dari trafo distribusi ke masing-masing titik pelanggan. Biasanya tegangan 120/240V phasa tunggal, 120/208V tiga phasa atau 277/480V tiga phasa.

4. Sistem Distribusi

Sistem distribusi bertanggung jawab hingga 90% dari semua masalah keandalan disisi pelanggan, sehingga meningkatkan keandalan sistem distribusi menjadi kunci untuk meningkatkan keandalan disisi pelanggan. Untuk mencapai perbaikan yang efektif, diperlukan pemahaman fungsi dasar sistem distribusi, subsistem, peralatan dan operasi.



Gambar 2. Contoh gardu distribusi sederhana

B. Indeks Keandalan

Indeks Keandalan (*Reliability Indices*) adalah kumpulan data statistik keandalan yang menggambarkan beban, komponen dan pelanggan [15]. Sebagian besar indeks keandalan adalah rata-rata nilai karakteristik keandalan tertentu untuk sistem secara keseluruhan, daerah operasi, gardu induk atau penyulang. Pada dekade sebelumnya, telah dikembangkan indeks keandalan di USA dan beberapa negara lainnya. Indeks keandalan yang diterapkan diadaptasi mengikuti IEEE standar 1366-2003. Indeks keandalan yang umum digunakan antara lain : [16]

1. System Average Interruption Frequency Index (SAIFI)

SAIFI menginformasikan tentang frekuensi pemadaman rata-rata untuk tiap konsumen dalam kurun waktu setahun pada suatu area yang dievaluasi yang disebabkan oleh sustained interruption, cara menghitungnya yaitu total frekuensi pemadaman dan konsumen dalam setahun dibagi dengan jumlah total konsumen yang dilayani. Pada jumlah pelanggan yang tetap, satu-satunya cara untuk meningkatkan SAIFI adalah dengan mengurangi jumlah sustained interruption yang dirasakan pelanggan. Secara matematis dituliskan sebagai. (IEEE Standard 1366-2003.) [16]

$$SAIFI = \frac{\sum N_i}{N_T} \quad (1)$$

Dimana :

N_i = Jumlah pelanggan yang terganggu pada setiap sustained interruption selama periode tertentu

N_T = Jumlah total pelanggan yang dilayani

2. System Average Interruption Duration Index (SAIDI)

SAIDI menginformasikan tentang durasi pemadaman rata-rata untuk tiap konsumen dalam kurun waktu setahun pada suatu area yang dievaluasi yang disebabkan oleh sustained interruption. Cara menghitungnya yaitu total durasi pemadaman dari konsumen dalam setahun dibagi dengan jumlah total konsumen yang dilayani. Untuk jumlah pelanggan yang tetap, SAIDI bisa diperbaiki dengan mengurangi jumlah interupsi atau dengan mengurangi durasi interupsi. Dengan memperbaiki kondisi diatas, pengurangan nilai SAIDI mengindikasikan adanya perbaikan keandalan. Secara matematis dituliskan sebagai :

$$SAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{N_T} \quad (2)$$

Dimana :

r_i = Waktu restorasi pada setiap gangguan, N_i = Jumlah pelanggan yang terganggu pada setiap sustained interruption selama periode tertentu, N_T = Jumlah total pelanggan yang dilayani

3. Customers Average Interruption Duration Index (CAIDI)

CAIDI menginformasikan tentang durasi pemadaman rata-rata untuk setiap gangguan yang terjadi yang dirasakan oleh konsumen yang terganggu. cara menghitungnya yaitu SAIDI dibagi dengan SAIFI. CAIDI dapat ditingkatkan dengan mengurangi panjang interupsi, tetapi juga bisa dikurangi dengan meningkatkan jumlah interupsi pendek. Akibatnya, penurunan CAIDI tidak selalu mencerminkan peningkatan keandalan.

$$CAIDI = \frac{\sum \text{Durasi Gangguan pada Pelanggan}}{\text{Total Jumlah Pelanggan yang Terganggu}}$$

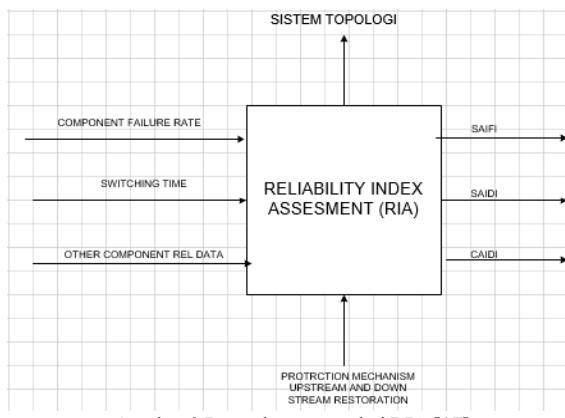
$$CAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{\sum N_i} \quad (3)$$

Dimana :

r_i = Waktu restorasi pada setiap gangguan, N_i = Jumlah pelanggan yang terganggu pada setiap sustained interruption selama periode tertentu

C. Metode RIA

Metode *Reliability Index Assessment* (RIA) merupakan jenis dari *predictive Assessment*. Metode RIA adalah sebuah pendekatan yang digunakan untuk memprediksi gangguan pada sistem distribusi berdasarkan topologi sistem dan data-data mengenai keandalan komponen



Gambar 3 Input dan output dari RIA [17]

Sebelum analisa keandalan dilakukan pada sebuah sistem, harus ditentukan terlebih dahulu komponen-komponen dari reliability data yang akan digunakan, yaitu sebagai berikut : [17]

1. λ_M : *Momentary Failure Rate*, ini adalah frekuensi dari fault yang akan hilang dengan sendirinya
2. λ_S : *Sustained failure rate*, ini adalah frekuensi dari fault yang membutuhkan kru untuk memperbaikinya.
3. MTTR : *Main Time To Repair*, ini adalah lama waktu yang digunakan oleh kru untuk memperbaiki *component outage* dan mengembalikan sistem ke keadaan operasi normal.
4. MTTS : *Main Time to Switch*, ini adalah lama waktu yang dibutuhkan setelah terjadi failure untuk mentransfer komponen yang tidak terlibat dari sumber lainnya.

Syarat-syarat dari metode RIA :

1. Topologi penyulang (*feeder*) sistem jaring distribusi 13,8 kV. Sistem didefinisikan dalam

section-section, lateral-lateral, dan titik bebanya (*load point*).

2. Data konsumen meliputi Jumlah pelanggan pada setiap titik beban.
3. Data gangguan (pemadaman tahunan).
4. Parameter data keandalan sistem

Pendekatan *predictive assessment* dengan metode RIA biasanya memperhatikan kecukupan pasokan listrik pada masing-masing *load point*. Dalam prakteknya, beberapa indeks dimasukkan dalam perhitungan antara lain *failure rate* (λ), *outage duration* (r), dan *annual outage time*, sehingga dalam metode RIA indeks keandalan dihitung dengan persamaan (IEEE Transaction on Power System, Vol 20, No. 1, February 2005).

System Average Interruption Frequency Index (SAIFI)

$$SAIFI = \sum_i^m (SAIFI_i^C)$$

$$SAIFI_i^C = \sum_{i=1}^m \lambda_i \cdot \frac{S_i}{n} \quad (4)$$

Keterangan :

$SAIFI_i^C$ = Kontribusi ke SAIFI dari komponen i, (Interruption/Year/Costumer), λ_i = Laju kegagalan dari komponen i, S_i = Jumlah pelanggan yang mengalami pemadaman permanen akibat kegagalan dari komponen i, n = Jumlah total pelanggan, m = Jumlah komponen.

SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*)

$$SAIDI_i^C = \sum_{i=1}^m S_i \cdot \frac{D_i}{n}$$

$$= \sum_{i=1}^m S_i \cdot \frac{\lambda_i \cdot r_i}{n} \quad (5)$$

Keterangan :

$SAIDI_i^C$ = Kontribusi SAIDI dari komponen i (Hour/Year/Costumer), D_i = Durasi gangguan tahunan akibat kegagalan komponen i (Hour/Year), S_i = Jumlah pelanggan yang mengalami pemadaman permanen akibat kegagalan dari komponen i, n = Jumlah total pelanggan, $=$ Laju kegagalan tahunan dari komponen i (Failure/Year), r_i = Durasi gangguan setiap terjadi kegagalan (Hour/Failure)

CAIDI (*Customer Average Interruption Duration Index*)

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (6)$$

D. Meningkatkan Keandalan Sistem Bangko Feeder 1

1. Historical Assessment dan Predictive Assessment

Dua pendekatan yang biasa digunakan untuk evaluasi keandalan sistem distribusi adalah *historical assessment* dan *predictive assessment*. *Historical assessment* terdiri dari pengumpulan dan analisis gangguan pada sistem distribusi dan data interupsi pelanggan. Hal ini penting bagi penyedia listrik untuk mengukur tingkat keandalan sistem distribusi yang aktual dan mendefinisikan indikator kinerja untuk menilai fungsi dasar dalam menyediakan *power supply* dengan biaya yang efektif dan dapat diandalkan untuk semua jenis pelanggan. *Historical assessment* umumnya digambarkan sebagai pengukuran kinerja yang terdahulu dari sistem menggunakan data frekuensi, durasi dan penyebab kegagalan komponen pada sistem dan interupsi pelanggan. Sedangkan *predictive assessment*, sebaliknya, mengkombinasikan data *historis outage* komponen dan model matematis untuk memperkirakan kinerja konfigurasi yang ditunjuk. Oleh karena itu teknik prediktif mengandalkan dua tipe data dasar untuk menghitung reliabilitas layanan parameter keandalan komponen dan konfigurasi jaringan fisik.

2. Analisa Keandalan Menggunakan *Historical Assessment*

Setelah data gangguan dikelompokkan, maka indeks keandalan SAIDI, SAIFI dan CAIDI tahun 2019 dapat dihitung menggunakan standar IEEE 1366-2003 *Guide for Electric Power Distribution Reliability*. Dan kondisi *feeder #1* Bangko dapat dianalisa berdasarkan indeks yang telah dihitung dan dibandingkan dengan *benchmark* yang telah ditetapkan

3. Penempatan Optimal *Recloser* dan LBS untuk Meningkatkan Keandalan Bangko *Feeder #1* akan diaplikasikan beberapa opsi yang bisa digunakan untuk memperbaiki indeks keandalan sistem. Opsi yang akan digunakan antara lain:

- Opsi pertama diberi nama Sistem 1, akan dihitung dampak penambahan *recloser* pada line 73. Dengan menggunakan metode RIA akan dihitung seberapa efektif penambahan *recloser* tersebut.
- Opsi kedua diberi nama Sistem 2, akan dilakukan dengan menambahkan lagi 1 unit *recloser* pada line 18 untuk dapat memperbaiki indeks keandalan sistem. Pada konfigurasi ini akan ditambahkan *recloser* pada titik yang memberikan kontribusi yang cukup besar terhadap keandalan sistem.
- Opsi ketiga diberi nama Sistem 3, akan dilakukan penggantian *recloser* 3 dengan LBS pada titik

yang sama dimana kontribusi komponen terhadap indeks keandalan cukup besar

- Opsi keempat diberi nama Sistem 4, akan dilakukan penambahan LBS pada titik dimana kontribusi komponen terhadap indeks keandalan cukup besar, dimana sumber untuk LBS ini dari Nella Feeder #1
- Opsi kelima diberi nama Sistem 5, akan dihitung indeks keandalan dengan menambahkan 1 unit LBS dan menghilangkan LBS pada sistem 4

4. Mengumpulkan data gangguan

Data gangguan pada penyulang #1 Bangko ini diambil dari laporan *Decission Support Centre* (DSC) PT. CPI satu tahun terakhir (tahun 2019). Data gangguan ini kemudian dikelompokkan berdasarkan waktu gangguan, equipment proteksi yang terlibat, tipe gangguan, penyebab gangguan, jumlah pelanggan yang terlibat dan durasi Data Penyulang Bangko Feeder #1

Tabel 1 Data Gangguan Tahun Bangko *feeder 1* tahun 2019

N _r	Waktu	Equipment	Tipe	Cause	N	r _i (Menit)
78	03-02-2019 10:05	Recloser 24 Y 21	M	Lightning	11	0,250
	27-03-2019 15:06	VCB # 1	S	Lightning	78	30
	05-04-2019 08:21	VCB # 1	M	Pin Insulator	78	0,250
	03-05-2019 13:56	VCB # 1	M	Unidentified	78	0,250
	22-05-2019 16:30	Recloser 23 X 08	S	Recloser	34	30
	05-07-2019 17:30	Recloser 23 X 08	S	Lightning	34	30
	06-07-2019 10:50	VCB # 1	S	Maintenance job	78	360
	31-12-2019 18:51	Recloser 23 X 08	M	Recloser	34	0,250

5. Data Reliability Benchmark

Data ini merupakan data yang akan digunakan untuk membandingkan nilai indeks keandalan yang didapatkan dari hasil penelitian. Sehingga dapat diketahui keandalan dari penyulang #1 Bangko dibandingkan dengan *benchmark* yang digunakan oleh sebagian besar utilitas listrik. Data yang akan digunakan sebagai *benchmark* adalah data dari The National Rural Electric Cooperative Association (NRECA) pada tahun 2009 [8]

Yearly SAIDI (minutes)	588,8	199,8	119,1	68,0	27,1
	4 th		3 rd	2 nd	Top
Yearly SAIFI (Frequency)	4,2	1,8	1,3	1,0	0,42
	4 th		3 rd	2 nd	Top
Yearly CAIDI (Minutes)	142,5	105,4	84,2	71,3	40,07
	4 th		3 rd	2 nd	Top

Gambar 7. NRECA Reliability Benchmarks

6. Data Keandalan Komponen

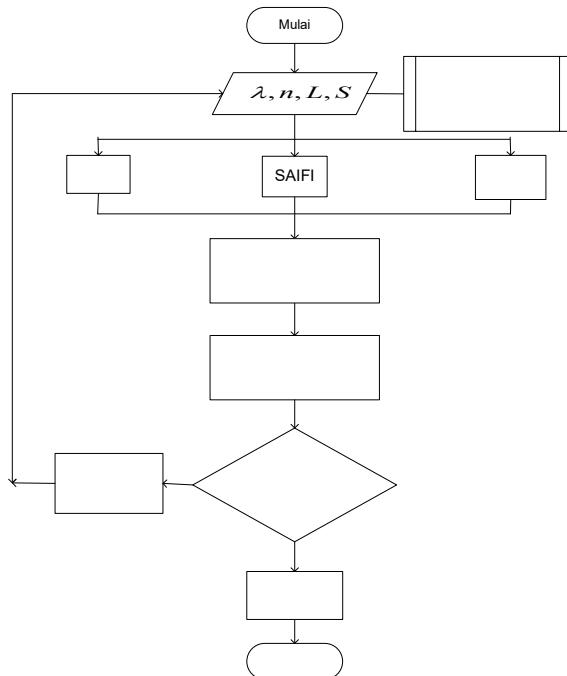
Data keandalan komponen ini diperlukan untuk melakukan penilaian keandalan penyulang #1 ini menggunakan metode Reliability Index Assessment

(RIA) sebagai predictive Assessment. Karena keterbatasan data yang ada, maka untuk data keandalan komponen ini digunakan data dari beberapa literatur

Tabel 2 data keandalan komponen

Peralatan	Laju Kegagalan	Repair Time (hr)	Switching Time (hr)
Overhead line Sustained λ (failure/km/year)	0,16	4	0,50
Distribution Transformer	0,01	5	-
Circuit Breaker	0,01	12	-
Recloser	0,015	4	-
Tie Switch	0,014	4	-

7. Flow Chart untuk menentukan posisi switch yang optimal langkah menentukan posisi switch dan Recloser untuk meningkatkan nilai keandalan Bangko feeder 1 dapat digambarkan sederhana terlihat seperti pada Gambar 8 berikut



Gambar 8 Flowchart menentukan posisi switch yang optimal

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

a. SAIDI, SAIFI dan CAIDI Bangko Feeder 1

Berdasarkan data *Historical assesment* tahun 2019

$$SAIFI = \frac{\sum N_i}{N_T} = \frac{78 + 34 + 34 + 78}{78} = 2,87 \text{ Interruption / Customer / Year}$$

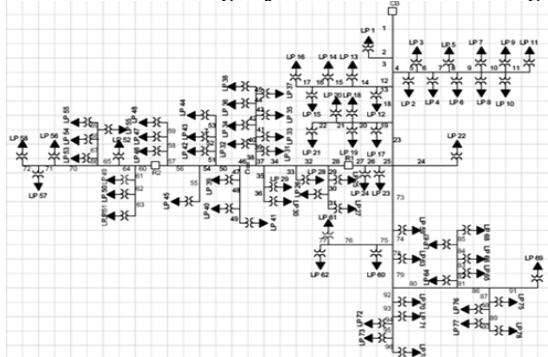
$$\begin{aligned} SAIDI &= \frac{\sum r_i N_i}{N_T} \\ &= \frac{(78 \times 30) + (34 \times 30) + (34 \times 30) + (78 \times 360)}{78} \\ &= 6,9358 \text{ Hours / Customer / Year} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} CAIDI &= \frac{SAIDI}{SAIFI} = \frac{6,9358}{2,87} \\ &= 2,4167 \text{ Hours / Cust. Interruption} \end{aligned}$$

Tabel 3 Indek Keandalan Bangko Feeder #1 tahun 2019

Indek Keandalan Bangko Feeder # 1	
SAIFI	2,87 Interruption/Costumer/year
SAIDI	6,9358 Hours/Costumer/year
CAIDI	2,4166 Hours/Costumer interruption/year

b. Metode RIA Bangko feeder 1 sistem eksisting



Gambar 9. Topologi Jaringan Distribusi 13.8 kV Bangko Feeder #1

Untuk line 1 adalah sebagai berikut (sesuai Rumus 4)

$$SAIFI_i^C = \lambda_i \cdot \frac{S_i}{n} = 0,2240 \cdot \frac{78+0}{78} = 0,2240$$

$$\begin{aligned} SAIDI_i^C &= S_i \cdot \frac{\lambda_i r_i}{n} \\ &= 78 \cdot \frac{0,8960}{78} + 0 \cdot \frac{0,0000}{78} \\ &= 0,896 \end{aligned}$$

Untuk line 2 adalah sebagai berikut (sesuai Rumus 5)

$$\begin{aligned} SAIFI_i^C &= \lambda_i \cdot \frac{S_i}{n} = 0,0768 \cdot \frac{78+0}{78} \\ &= 0,0768 \end{aligned}$$

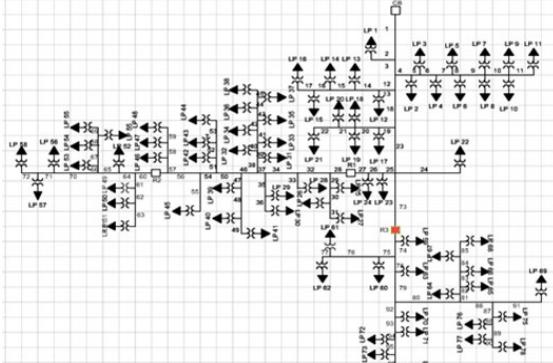
$$\begin{aligned} SAIDI_i^C &= S_i \cdot \frac{\lambda_i r_i}{n} \\ &= 78 \cdot \frac{0,3072}{78} + 0 \cdot \frac{0,0000}{78} \\ &= 0,3072 \end{aligned}$$

Tabel 4 Indek Keandalan Bangko Feeder #1

Indeks Keandalan	Nilai
\sum SAIFI	8,616 Interruption/Costumer/Year
\sum SAIDI	21,7919 Hour/Costumer/Year
CAIDI	2,5305 Hour/ Costumer interruption

c. Metode RIA Bangko feeder 1 sistem 1,

Pada sistem ini dihitung dampak penambahan *recloser* yang dilakukan pada section line 73



Gambar 9 Topologi Jaringan Distribusi Bangko Feeder 1 sistem 1

Tabel 5 Indek Keandalan Bangko Feeder #1 sistem 1

Indeks Keandalan	Nilai
\sum SAIFI	8,6266 Interruption/Costumer/Year
\sum SAIDI	19,1126 Hours/Costumer/Year
CAIDI	2,2155 Hours/Costumer Interruption

Tabel 6 Indek Keandalan Bangko Feeder #1 sistem 2

Indeks Keandalan	Nilai
\sum SAIFI	8,6397 Interruption/Costumer/Year
\sum SAIDI	16,4232 Hour/Costumer/Year
CAIDI	1,9009 Hour/Costumer Interruption

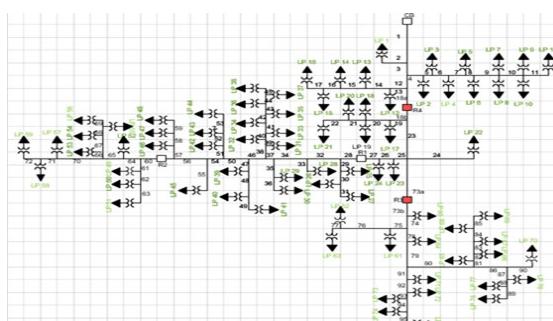
Dengan membandingkan indeks keandalan kondisi eksisting dengan Sistem 2 maka diketahui bahwa opsi ini dapat menurunkan SAIDI 32,7 % dan CAIDI sebesar 33,1%, akan tetapi menaikkan SAIFI sebesar 0,3 %. Dari grafik diatas terlihat dengan konfigurasi ini terjadi penurunan SAIDI pada saluran 18-95 akan tetapi pada saluran 1-17 terjadi kenaikan

SAIFI. Dengan kondisi SAIDI menurun, sedangkan SAIFI naik maka akan memberikan dampak yang cukup besar terhadap penurunan CAIDI. Saluran 18-95 akan tetapi pada saluran 1-17 terjadi kenaikan SAIFI. Dengan kondisi SAIDI menurun, sedangkan SAIFI naik maka akan memberikan dampak yang cukup besar terhadap penurunan CAIDI.

Dengan melihat hasil pada Tabel 5 diatas dapat diketahui bahwa dengan menambah 1 unit *recloser* pada section line 73 menurunkan SAIDI sebesar 14,0 % dan CAIDI 14,2 % akan tetapi menaikkan SAIFI sebesar 0,2%.

d. Metode RIA Bangko feeder 1 sistem 2

Pada Sistem 2, akan dilakukan penambahan *recloser* 1 unit lagi pada section line 18, dimana *recloser* ini untuk meminimalisir dampak gangguan yang cukup besar akibat kegagalan saluran tersebut dan *recloser* R3 tetap pada section line 73 untuk meminimalisir dampak gangguan yang cukup besar yang diakibatkan kegagalan pada section line 1-17



Gambar 10 Topologi Jaringan Distribusi Bangko Feeder 1 sistem 2

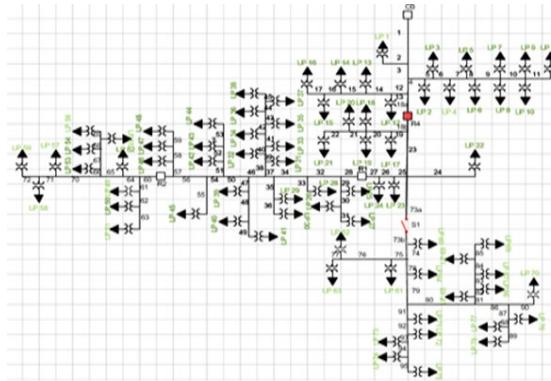
e. Metode RIA Bangko feeder 1 sistem 3,

Pada sistem ini dilakukan penggantian *recloser* R3 dengan LBS pada Sistem 2, penggantian LBS dilakukan dititik yang terdapat banyak load point, sehingga dengan penggantian ini jika terjadi gangguan, maka load point akan terkena dampak repair time semuanya, akan tetapi sebagian saja, sedangkan sebagian yang lainnya hanya terkena switching time. Pada konfigurasi ini akan dipasang LBS dibawah *recloser* R4 pada titik yang membagi dua load point dibawah *recloser* tersebut seperti pada Gambar 11

Tabel 7 Indek Keandalan Bangko Feeder #1 sistem 3

Indeks Keandalan	Nilai
\sum SAIFI	8,2481 Interruption/Costumer/Year
\sum SAIDI	17,1213 Hour/Costumer/Year
CAIDI	2,0758 Hour/ Costumer Interruption

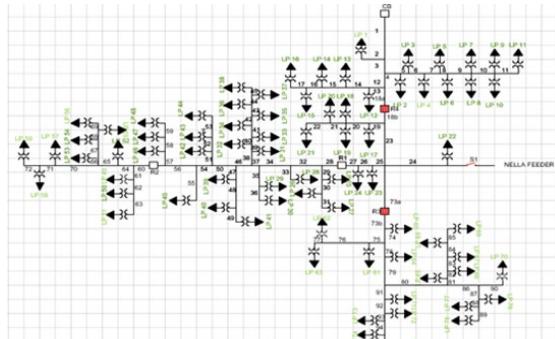
Dengan membandingkan indeks keandalan kondisi eksisting dengan Sistem 3 maka diketahui bahwa opsi ini dapat menurunkan SAIDI 27,3 %; SAIFI 4,4 % dan CAIDI sebesar 21,9%.



Gambar 11. Topologi Jaringan Distribusi Bangko Feeder 1 sistem 3

f. Metode RIA Bangko *feeder 1* sistem 4,

Pada sistem ini dilakukan penambahan LBS dan menggabungkan pada Sistem 2, jumlah LBS yang akan ditambah adalah 1 unit, posisi pemasangan LBS dipilih pada section line 24 seperti pada Gambar 12.



Gambar 12 Topologi Jaringan Distribusi Bangko Feeder 1 sistem 4

Pemilihan titik ini dikarenakan diujung saluran ini terdapat sumber lain yang terdekat Nella *feeder* #1. Dengan membandingkan indeks keandalan kondisi eksisting dengan Sistem 4 maka diketahui bahwa dengan opsi ini dapat menaikkan SAIFI sebesar 0,5 %; menurunkan SAIDI sebesar 46,2 % dan menurunkan CAIDI sebesar 46,9 %.

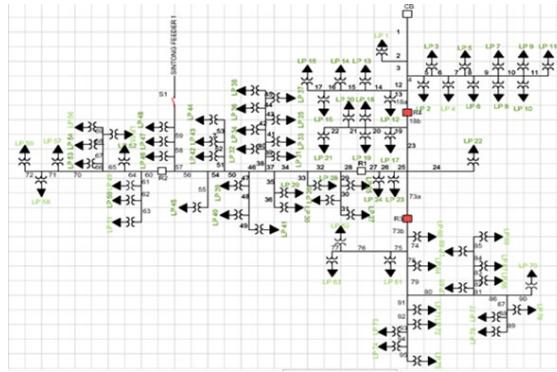
Tabel 8 Indek Keandalan Bangko Feeder #1 sistem 4

Indeks Keandalan	Nilai
\sum SAIFI	8,6537 Interruption/Costumer/Year
\sum SAIDI	14,9074 Hour/Costumer/Year
CAIDI	1,7227 Hour/Costumer Interruption

g. Metode RIA Bangko *feeder 1* sistem 5

Pada Sistem 5, akan dilakukan penambahan 1 unit LBS yang menggantikan LBS pada Sistem 4 dan menggabungkan pada Sistem 2, penambahan LBS dilakukan pada ujung jaringan yaitu pada section line 59 yang akan menyambung di Sintong *feeder* #1, sehingga dengan penambahan ini jika terjadi

gangguan, sebagian besar load point bisa ditransfer ke line ini seperti pada Gambar 13.



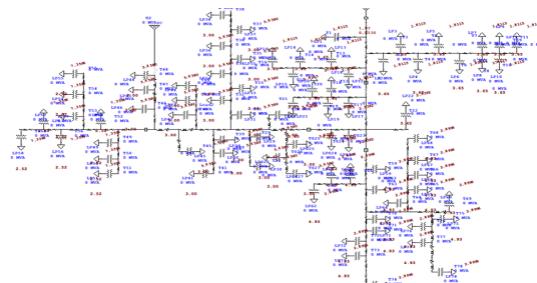
Gambar 13 Topologi Jaringan Distribusi Bangko Feeder 1 sistem 5

Tabel 9 Indek Keandalan Bangko Feeder #1 sistem 5

Indeks Keandalan	Nilai
\sum SAIFI	8,6537 Interruption/Costumer/Year
\sum SAIDI	13,8829 Hour/Costumer/Year
CAIDI	1,6043 Hour/Costumer Interruption

Dengan membandingkan indeks keandalan kondisi eksisting dengan Sistem 5 maka diketahui bahwa opsi ini SAIFI tidak begitu berpengaruh (naik 0,5 %) akan tetapi sangat signifikan menurunkan SAIDI sebesar 57,0 % dan menurunkan CAIDI sebesar 57,7 %. Dari grafik terlihat bahwa konfigurasi ini efektif menurunkan SAIDI dan CAIFI yang diakibatkan kegagalan line 1-line 18.

h. Validasi dengan ETAP 12.6.



Gambar 14. Assesment Menggunakan ETAP Bangko Feeder # 1 sistem ke 5

Project:	ETAP	Page: 1
Location:	12.6.0H	Date: 12-07-2020
Contract:		SN:
Engineer:		Revision: Base
Filename: alternatif yang dipakai-	Study Case: RA	Config: Normal

SUMMARY	
System Indexes	
SAIFI	8.6601 f / customer/yr
SAIDI	13.8811 hr / customer/yr
CAIDI	1.603 hr / customer/interruption

Gambar 15. Validasi dengan ETAP hasil sistem ke 5

Tabel 10. Perbandingan Indeks Keandalan Sistem

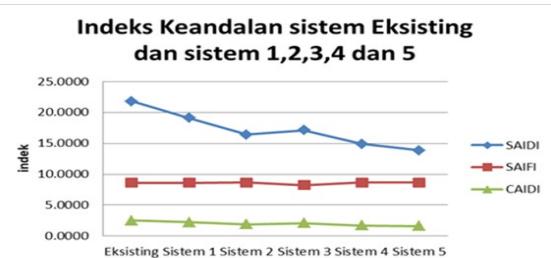
Indeks	SAIDI	SAIFI	CAIDI
Eksisting	21,7919	8,6116	2,5305
Sistem 1	19,1126	8,6266	2,2155
Sistem 2	16,4232	8,6397	1,9009
Sistem 3	17,1213	8,2481	2,0758
Sistem 4	14,9074	8,6537	1,7227
Sistem 5	13,8829	8,6537	1,6043

Tabel 11. Persentase Perbandingan Indeks Keandalan dengan Sistem Eksisting

Indeks	SAIDI	SAIFI	CAIDI
Sistem 1	-14,0%	-0,2%	-14,2%
Sistem 2	-32,7%	-0,3%	-33,1%
Sistem 3	-27,3%	+4,4%	-21,9%
Sistem 4	-46,2%	-0,5%	-46,9%
Sistem 5	-57,0%	+0,5%	-57,7%

Tabel 12. Rincian Biaya Peralatan untuk Simulasi 1-5

Simulasi	Peralatan	Jumlah	Satuan [Rp. rb]	Total [Rp. rb]
Simulasi 1	Recloser	1	552.025	552.025
Simulasi 2	Recloser	2	552.025	1.104.050
Simulasi 3	Recloser	1	552.025	630.125
	LBS	1	78.100	
Simulasi 4	Recloser	2	552.025	1.182.150
	LBS	1	78.100	
Simulasi 5	Recloser	2	552.025	1.182.150
	LBS	1	78.100	



Gambar 16. Perbandingan Indeks Keandalan Sistem

Dari semua studi diatas, didapatkan opsi yang dapat memperbaiki indeks keandalan yang optimal untuk sistem GI Bangko Feeder #1, yaitu pada Sistem Ke 5. Opsi ini cukup efektif menurunkan SAIDI dan CAIDI walaupun SAIFI naik 0,5 %.

4. KESIMPULAN DAN SARAN

a. Kesimpulan

Hasil yang dapat disimpulkan pada Studi keandalan sistem distribusi penyulang # 1 Bangko ini adalah sebagai 1. Dengan historical assessment diketahui bahwa rata-rata indeks keandalan penyulang 1 Bangko adalah SAIDI = 6.935 Hours/Costumer/Year, SAIFI = 2.87

Interruption/Costumer/Year dan CAIDI = 2,4166 Hours/Costumer Interruption.

2. Untuk predictive assessment, menggunakan metode RIA diketahui bahwa indeks keandalan kondisi yang ada saat ini adalah SAIDI = 21,7919 Hours/Costumer/Year, SAIFI = 8,6116 Interruption/Costumer/Year dan CAIDI = 2,5305 Hours/Costumer Interruption

3. Dari 5 Opsi yang ditetapkan untuk memperbaiki indeks keandalan, didapatkan Sistem ke 5 sebagai opsi yang paling optimal yaitu SAIDI = 13,8829 Hours/Costumer/Year atau turun 57 % jika dibanding kondisi eksisting, SAIFI = 8,6537 Interruption/Costumer/Year atau naik 0,5 % dibanding kondisi eksisting, dan CAIDI = 1,6043 Hours/Costumer Interruption atau turun 57,7 % dari kondisi eksisting. adapun perkiraan Biaya Penambahan Peralatan untuk sistem ke 5 ini sebesar RP 1,182,150,000.00

b. Saran

Dengan Hasil Studi yang Telah dilakukan disarankan untuk memasang 2 Unit Recloser pada Line # 18 dan Line # 73 termasuk memasang 1 Unit Load Break Switch (LBS) pada ujung jaringan yang terdekat dengan Sintong Feeder # 1.

5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] A. R. Iklas, A. Arlenny, and U. Situmeang, "Studi Penempatan Recloser pada Jaringan Distribusi 20 kV Di Penyulang 12 Kualu PT. PLN (Persero) Rayon Panam," *Jurnal Teknik*, vol. 11, no. 1, pp. 1–10, 2017.
- [2] H. Asman, H. Eteruddin, and A. Arlenny, "Analisis Proteksi Rele Jarak Pada Saluran Transmisi 150 kV Garuda Sakti – Pasir Putih Menggunakan PSCAD," *SainETIn*, vol. 2, no. 1, pp. 27–36, 2018.
- [3] H. Eteruddin, D. Setiawan, and P. P. P. Hutagalung, "Evaluasi Jaringan Tegangan Menengah 20 kV Pada Feeder 7 Peranap PT. PLN Persero Rayon Taluk Kuantan," in *Seminar Nasional Pakar*, 2020, pp. 1.4.1-1.4.6.
- [4] H. Eteruddin and A. A. Mohd Zin, "Reduced Dielectric Losses for Underground Cable Distribution Systems," *International Journal of Applied Power Engineering (IJAPE)*, vol. 1, no. 1, pp. 37–46, Apr. 2012.
- [5] A. Van Anugrah, H. Eteruddin, and A. Arlenny, "Studi Pemasangan Express Feeder Jaringan Distribusi 20 kV Untuk Mengatasi Drop Tegangan Pada Feeder Sorek PT PLN (Persero) Rayon Pangkalan Kerinci," *SainETIn*, vol. 4, no. 2, pp. 65–71, 2020.
- [6] A. Indra, A. Tanjung, and U. Situmeang, "Analisis Profil Tegangan Dan Rugi Daya Jaringan Distribusi 20 kV PT PLN (Persero)

- Rayon Siak Sri Indrapura Dengan Beroperasinya PLTMG Rawa Minyak,” *SainETIn*, vol. 4, no. 1, pp. 25–31, 2019.
- [7] Y. Yolnasdi, F. Palaha, and J. Efendi, “Perencanaan Penempatan Recloser Berdasarkan Gangguan di Jaringan Distribusi 20 kV Menggunakan ETAP 12.6,” *SainETIn*, vol. 5, no. 1, pp. 27–34, 2020.
- [8] R. E. Brown, *Electric Power Distribution Reliability*, 2nd ed. Boca Raton: CRC Press, 2008.
- [9] T. A. Short, *Electric Power Distribution Handbook*, 2nd ed. Boca Raton: CRC Press, 2014.
- [10] S. Adi Wibowo, “Analisis Ketersediaan Daya dan Keandalan Sistem jaringan Distribusi di Fakultas Teknik Universitas Negeri Semarang,” Fakultas Teknik Universitas Negeri Semarang, 2007.
- [11] R. A. Saputra, “Studi Analisa Koordinasi Sectionalizer, Recloser Menggunakan Metode RIA untuk Meningkatkan Keandalan penyulang Suparma II di GI Waru Surabaya,” Teknik Elektro Institut Teknologi Sepuluh Nopember, 2007.
- [12] Disyon, “Analisa Keandalan Sistem Distribusi dengan Metode Reliability Index Assessment (RIA). Studi kasus: Sistem Distribusi Jawa Timur Penyalang GI Waru,” Skripsi Teknik Elektro Petra Christian University, 2008.
- [13] P. Sinaga, Hardiansyah, and Purwoharjono, “Analisa Keandalan Sistem Distribusi Berdasarkan Metode Section Technique Pada PT. PLN (Persero) Area Pontianak,” *Jurnal Teknik Elektro Univ. Tanjungpura*, vol. 2, no. 1, pp. 1–13, 2019.
- [14] Zulhak, Makmurudin, M. Suzinara, N. Burhan, Nurwazir, and A. Farisi, *O&TC PG&T Module 3*. Duri: PT. CPI, 2006.
- [15] C.-W. Ten and Y. Tang, *Electric Power Distribution Emergency Operation*. Boca Raton: CRC Press, 2019.
- [16] “IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices,” *IEEE Std 1366-2003 (Revision of IEEE Std 1366-1998)*. IEEE, pp. 1–50, 2004.
- [17] F. Li, “Distributed Processing of Reliability Index Assessment and Reliability-based Network Reconfiguration in Power Distribution Systems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 1, pp. 230–238, 2005.