

**ANALISIS INDEKS KEANDALAN SECARA TEKNIS DAN
EKONOMIS JARINGAN DISTRIBUSI 20 kV DENGAN
MENGUNAKAN METODE *SECTION TECHNIQUE*
PADA PT.PLN (PERSERO) RAYON BELAWAN**

TESIS

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat
Memperoleh Gelar Magister Teknik (MT)
Dalam bidang Teknik Elektro

GUNAWAN SIHOMBING

NPM: 1920080020



UMSU

Unggul | Cerdas | Terpercaya

**PROGRAM STUDI MAGISTER TEKNIK ELEKTRO
PROGRAM PASCASARJANA
UNIVERSITAS MUHAMMADIYAH SUMATERA UTARA
MEDAN
2022**

PENGESAHAN TESIS

Nama : Gunawan Sihombing
Nomor Pokok Mahasiswa : 1920080020
Prodi/Konsentrasi : Magister Teknik Elektro/Managemen Energi Listrik
Judul Tesis : Analisis Indeks Keandalan Secara Teknis dan Ekonomis Jaringan Distribusi 20 kV Dengan Menggunakan Metode Section Technique pada PT. PLN (Persero) Rayon Belawan.

Pengesahan Tesis:

Medan, Oktober 2022

Komisi Pembimbing

Pembimbing I



Assoc Prof. Dr. Ir. Surya Hardi, MSc

Pembimbing II



Rohana, ST., MT.

Diketahui

Direktur



Prof. Dr. H. Triono Eddy, SH, M.hum

Ketua Program Studi



Assoc. Prof. Dr. Suwarno., MT

PENGESAHAN

ANALISIS INDEKS KEANDALAN SECARA TEKNIS DAN EKONOMIS JARINGAN DISTRIBUSI 20 kV DENGAN MENGGUNAKAN METODE *SECTION TECHNIQUE* PADA PT.PLN (PERSERO) RAYON BELAWAN

“Tesis ini Telah Dipertahankan Dihadapan Panitia Penguji Yang Dibentuk Oleh MTE PPs. UMSU dan Dinyatakan Lulus Dalam Ujian,

Pada Hari Sabtu, Tanggal 1 Oktober 2022”

Panitia Penguji

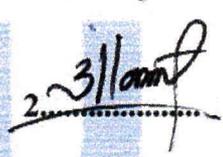
- Assoc. Prof. Dr. Ir. Suwarno, M.T

Ketua

1.....

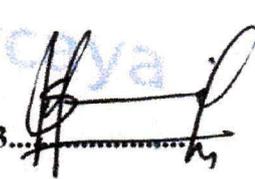

- Assoc. Prof Dr. Muhammad Fitra Zambak. S.T.M.Sc

Sekretaris

2.....


- Assoc, Prof. Dr. Syafruddin Hasan, M,Sc

Anggota

3.....


PERNYATAAN

ANALISIS INDEKS KEANDALAN SECARA TEKNIS DAN EKONOMIS JARINGAN DISTRIBUSI 20 kV DENGAN MENGGUNAKAN METODE SECTION TECHNIQUE PADA PT.PLN (PERSERO) RAYON BELAWAN

Dengan ini penulis menyatakan bahwa.

1. Tesis ini disusun sebagai syarat untuk memperoleh gelar Magister pada Program Magister Teknik Elektro Program Pascasarjana Universitas Muhammadiyah Sumatera Utara benar merupakan hasil karya peneliti sendiri.
2. Tesis ini adalah asli dan belum pernah diajukan untuk mendapatkan gelar akademik (sarjana, magister, dan/atau doctor), baik di univeritas Muhammadiyah Sumatera Utara maupun perguruan tinggi lainnya.
3. Tesis ini adalah murni gagasan , rumusan, dan penelitian saya sendiri, tanpa bantuan dari pihak lain, kecuali arahan komisi pembimbing, dan masukan tim penguji.
4. Semua sumber referensi yang dikutip dan yang dirujuk telah ditulis dengan lengkap dengan daftar pustaka.
5. Apabila kemudian hari ditemukan judul penelitian yang sama maka dapat dipertanggungjawabkan sepenuhnya

Medan, Oktober 2022



Penulis

GUNAWAN SIHOMBING
1920080020

ABSTRAK

PT.PLN (Persero) Rayon Belawan adalah Perusahaan yang bertugas dalam menyalurkan energi listrik kepada masyarakat tanpa adanya pemadaman. indeks keandalan 20 kV yang digunakan yaitu penyulang Lamhotma 01 (LH01) penyulang Lamhotma (LH01) sering mengalami pemadaman. Pemadaman mengakibatkan daya listrik tidak tersalurkan (ENS) dengan baik kekonsumen sehingga menyebabkan kerugian baik pihak PLN maupun pihak konsumen tujuan penelitian ini adalah Menganalisis indeks keandalan SAIDI, SAIFI dan CAIDI menggunakan metode *Section Technique* dan mengevaluasi keandalan sesuai dengan Standart Indeks Keandalan IEEE Std 1366 – 2003. Menganalisis rata-rata energi yang tidak tersalurkan secara teknis dan ekonomis akibat terjadinya pemadaman di PT. PLN (Persero) Rayon Belawan. Berdasarkan hasil analisis indeks keandalan dengan menggunakan metode *section tehnikue* nilai indeks keandalan SAIFI penyulang Lamhotma 01 (LH01) adalah 1,6 kali pelanggan/tahun melebihi standart yang ditetapkan oleh IEEE Std 1366-2003 yaitu 1,45 kali pelanggan/tahun, dan memenuhi standart yang di tetapkan SPLN sebesar 3,0 kali pelanggan/tahun. Nilai SAIDI penyulang Lamhotma 01 (LH01) adalah Sebesar 2,0 jam/tahun memenuhi standart yang telah di tetapkan IEEE std 1366-2003 yaitu 2.30 jam/tahun, dan juga memenuhi standart SPLN, dan nilai CAIDI penyulang Lamhotma (LH01) adalah 4,6 jam/pelanggan melebihi standart yang di tetapkan IEEE-1366-2003 yaitu 1,47 Jam/pelanggan, dan juga melebihi standart yang di tetapkan SPLN. Serta energi yang tidak tersalurkan (ENS) akibat terjadinya pemadaman pada penyulang Lamhotma tahun 2021 sebesar 32681,33 kWh dan rata-rata energi tak tersalurkan 4,7 kwh/pelanggan dan kerugian ekonomis diperkirakan sebesar Rp 40.105.09,00. Besarnya nilai indeks keandalan disebabkan tingginya gangguan pada jaringan dan banyaknya pemadaman akibat pekerjaan pemeliharaan dan pembagunan jaringan yang berkaitan dengan penyulang Lamhotma dan faktor lain seperti gangguan hewan liar dan lainnya dan faktor yang kedua yaitu faktor tiang tumbang, isolator pecah karena umur dan factor lainnya Upaya untuk meningkatkan indeks keandalan atau mengurangi kerugian akibat pemadaman adalah dengan menginsentifkan pemeliharaan feeder (penyulang), mengatur sesingkat mungkin pemeliharaan jaringan.

Kata Kunci :Keandalan, Penyulang, SAIFI, SAIDI dan CAIDI

ABSTRACT

PT. PLN (Persero) Rayon Belawan is a company in charge of distributing electrical energy to the community without any blackouts. The reliability index of 20 kV used is the Lamhotma 01 feeder (LH01) the Lamhotma feeder (LH01) often experiences blackouts. The blackout resulted in the electrical power not being channeled properly (ENS) to consumers, causing losses to both PLN and consumers. The purpose of this study was to analyze the reliability index of SAIDI, SAIFI and CAIDI using the Section Technique method and evaluate reliability in accordance with the IEEE Reliability Index Standard Std 1366 – 2003 Analyzing the average energy that is not channeled technically and economically due to blackouts at PT. PLN (Persero) Rayon Belawan. Based on the results of the reliability index analysis using the section technique method, the SAIFI reliability index value for the Lamhotma 01 feeder (LH01) is 1.6 times customers/year, exceeding the standard set by IEEE Std 1366-2003 which is 1.45 times customers/year, and meets the standard. SPLN is set at 3.0 times customers/year. The SAIDI value of the Lamhotma 01 feeder (LH01) is 2.0 hours/year. 6 hours/customer exceeds the standard set by IEEE-1366-2003 which is 1.47 hours/customer, and also exceeds the standard set by SPLN. And the energy that is not distributed (ENS) due to the blackout at the Lamhotma feeder in 2021 is 32681.33 kWh kWh and the average energy is not channeled 4.7 kWh / customer and the economic loss is estimated at Rp 40,105.09.00. The large value of the reliability index is due to high disturbances in the network and the number of blackouts due to maintenance work and network construction related to the Lamhotma feeder and other factors such as disturbance of wild animals and others and the second factor is the fallen pole factor, broken insulator due to age and other factors. increase the reliability index or reduce losses due to blackouts is to incentivize the maintenance of the feeder (feeder), set the network maintenance as short as possible.

Keywords: Reliability, Feeder, SAIFI, SAIDI and CAIDI

KATA PENGANTAR

Assalamu 'alaikum wr. Wb.

Alhamdulillah, puji dan syukur saya panjatkan ke hadirat Allah SWT, yang selalu melimpahkan rahmat dan karunia serta hidayah-Nya kepada umat-Nya Shalawat dan salam kepada Nabi Muhammad SAW, yang telah menuntun umatnya beserta keluarga, sahabat dan umat Islam di seluruh dunia ini. Amiin.

Tulisan ini dibuat sebagai tesis untuk memenuhi syarat dalam meraih gelar kemaisterian pada Program Pascasarjana Program Studi Magister Teknik Elektro Universitas Muhammadiyah Sumatera Utara. Adapun judul tesis ini adalah “Analisis indeks keandalan secara teknis dan ekonomis jaringan distribusi 20 kV dengan menggunakan metode section technique pada PT.PLN (Persero) Rayon Belawan ”

Penulis menyadari sepenuhnya bahwa penyusunan tesis ini tidak akan terwujud tanpa adanya bantuan, bimbingan dan motivasi dari berbagai pihak. Dari itu penulis haturkan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada:

1. Bapak Prof. Dr. H. Triono Eddy, SH, M.hum. Selaku Direktur Pascasarjana Universitas Muhammadiyah Sumatera Utara
2. Bapak Assoc Prof. Dr. Ir. Surya Hardi, MSc. Selaku Dosen Pembimbing I dalam penyusunan tesis.
3. Ibu Rohana, ST., MT. Selaku sekretaris Program Studi Magister Teknik Elektro sekaligus Dosen Pembimbing II dalam penyusunan tesis.
4. Bapak Assoc. Prof. Dr. Suwarno., MT. Selaku Ketua Program Studi Magister Teknik Elektro.
5. Bapak dan Ibu Dosen di Program Pascasarjana Program Studi Magister Teknik Elektro Universitas Muhammadiyah Sumatera Utara.
6. Pimpinan dan Staff PT.PLN (Persero) Rayon Belawan yang sudah membantu dalam memberikan data – data yang di perlukan.
7. Ayahanda dan ibu tercinta serta seluruh keluarga yang dengan penuh keiklasan dan kesungguhan hati memberikan bantuan moral dan spritual yang tak ternilai harganya.

8. Karyawan Biro Program Pascasarjana Universitas Muhammadiyah Sumatera Utara.
9. Teman-teman sejawat dan seperjuangan Program Pascasarjana, khususnya Program Studi Magister Teknik Elektro yang selalu memberi dukungan dan motivasi kepada penulis.

Akhir kata, penulis sadar dengan sepenuhnya bahwa tesis ini masih jauh dari sempurna. Oleh karena itu, saran dan kritik yang konstruktif dari pembaca tetap penulis harapkan demi perbaikan dan sebagai bekal pengetahuan dalam penyusunan-penyusunan berikutnya.

Akhirnya, semoga tesis ini bermanfaat bagi semua, khususnya bagi para mahasiswa pascasarjana dan bagi penulis pribadi, Amin

Medan, September 2022

Penulis,

GUNAWAN SIHOMBING
1920080020

DAFTAR ISI

KATA PENGANTAR.....	i
DAFTAR ISI	ii
DAFTAR GAMBAR	viii
DAFTAR TABEL	ix
DAFTAR LAMPIRAN.....	Xi
BAB I PENDAHULUAN	
1.1. Latar Belakang Masalah	1
1.2. Identifikasi Masalah	7
1.3. Pembatasan Masalah	8
1.4. Rumusan Masalah	9
1.5. Tujuan Penelitian	9
1.6. Manfaat Penelitian	10
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	
2.1 Landasan Teori	11
2.1.1 Pembangkit Listrik.....	11
2.1.1.1 Transmisi Tenaga Listrik.....	12
2.1.1.2 Sistem Distribusi	12
2.1.2 Gardu Induk.....	14
2.1.2.1 Peralatan Gardu Induk.....	15
2.1.3 Jaringan Sistem Distribusi Primer.....	18
2.1.3.1 Jaringan Distribusi Radial.....	18
2.1.4. Jenis Gangguan.....	19
2.1.4.1 Pengaruh Gangguan Terhadap Sistem Distribusi.....	23
2.1.5 Proteksi Jaringan Distribusi.....	23
2.1.6 Keandalan Sistem Distribusi.....	24
2.1.6.1 Faktor Yang Mempengaruhi Indeks Keandalan.....	26

2.1.6.2	Kegagalan Operasi Sistem Distribusi.....	27
2.1.6.3	Indeks Keandalan.....	28
2.1.6.4	Indeks Keandalan Sistem.....	31
2.1.7	Standart Indeks Keandalan Sesuai dengan Standart SPLN No 59 Tahun 1985 dan Standart IEEE Std 1366 -2003.....	33
2.1.8	Indeks keandalan secara Teknik.....	34
2.1.8.1	Metode Section Technique.....	35
2.1.9	Indeks keandalan Secara Ekonomis.....	36
2.1.9.1	Tarif Dasar Listrik.....	38
2.2	Kajian Penelitian yang Relevan.....	39
2.3	Kerangka Berfikir.....	44
BAB III METODE PENELITIAN		
3.1.	Pendekatan Penelitian.....	47
3.2	Tempat dan waktu Penelitian.....	49
3.3.	Defenisi Operasional Variabel.....	49
3.4.	Teknik Pengumpulan Data	50
3.5.	Teknik Analisis Data.....	51
3.5.1	Teknis Analisis Data Penyulang	52
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN		
4.1.	Hasil Penelitian.....	61
4.1.1	Deskriptip Data.....	62
4.1.2	Analisis Perhitungan Secara Teknis.....	63
4.1.2.1	Section I.....	65
4.1.2.1	Section II.....	75
4.1.2.1	Section III.....	87
4.1.2.1	Section IV.....	97
4.1.3	Analisis Perhitungan Secara Ekonomis.....	110
4.1.3.1	Analisis Energi Not Supplied (ENS).....	110
4.1.3.2	Perhitungan AENS.....	122

4.2.	Analisis Kerugian Ekonomi	113
BAB V PENUTUP		
5.1.	Kesimpulan.....	115
5.2.	Saran.....	116
DAFTAR PUSTAKA		
LAMPIRAN.....		122

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Sistem Distribusi Tenaga Listrik	11
Gambar 2.2	Penyaluran Tenaga Listrik dari JTM sampai Konsumen.....	13
Gambar 2.3	Kerangka Berpikir/konseptual Penelitian.....	45
Gambar 3.1	<i>Flowchart</i> Penelitian /Diagram Alir Penelitian.....	47
Gambar 4.1	Single Line Diagram Penyulang Lamhotma dengan Menggunakan Etap.....	63
Gambar 4.2	Grafik hasil perhitungan indeks keandalan SAIFI dan SAIDI <i>Section I</i>	75
Gambar 4.3	Grafik hasil perhitungan indeks keandalan SAIFI dan SAIDI <i>Section II</i>	86
Gambar 4.4	Grafik hasil perhitungan indeks keandalan SAIFI dan SAIDI <i>Section III</i>	97
Gambar 4.5	Grafik hasil perhitungan indeks keandalan SAIFI dan SAIDI <i>Section IV</i>	107
Gambar 4.6	Grafik hasil perhitungan indeks keandalan SAIFI dan SAIDI dan CAIDI penyulang Lamhotma 01(LH01).....	108

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1	Standart Laju Kegagalan.....	30
Tabel 2.2	Standart PLN No 59 Tahun 1985 Kegagalan Peralatan.....	34
Tabel 2.3	Standart Indeks Keandalan	34
Tabel 2.4	Penelitian yang relevan.....	42
Tabel 2.5	Penelitian saat ini.....	42
Tabel 2.6	Perbandingan penelitian relevan dengan penelitian saat ini.....	44
Tabel 3.1	Jumlah Pelanggan Tiap Titik Beban Penyulang Lamhotma yang dianalisis dari Section I.....	54
Tabel 3.2	Jumlah Pelanggan Tiap Titik Beban Penyulang Lamhotma yang dianalisis dari Section II.....	54
Tabel 3.3	Jumlah Pelanggan Tiap Titik Beban Penyulang Lamhotma yang dianalisis dari section III.....	55
Tabel 3.4	Jumlah Pelanggan Tiap Titik Beban Penyulang Lamhotma yang dianalisis dari Section IV.....	56
Tabel 3.5	Panjang Tiap Saluran Section 1 Penyulang lamhotma.....	57
Tabel 3.6	Panjang Tiap Saluran Section II Penyulang Lamhotma.....	57
Tabel 3.7	Panjang Tiap Saluran Section III Penyulang Lamhotma.....	58
Tabel 3.8	Panjang Tiap Saluran Section IV Penyulang Lamhotma.....	58
Tabel 3.9	Data Gangguan selama tahun 2021 PLN Persero Rayon Belawan...	59
Tabel 3.10	Data Gangguan Section I, II, III, IV Penyulang Lamhotma 2021.....	60
Tabel 3.11	Indeks Kegagalan Peralatan Jaringan Distribusi.....	60
Tabel 4.1	Daftar Mode Kegagalan Section I.....	65
Tabel 4.2	Perhitungan Indeks Laju Kegagalan Peralatan pada Titik Beban.....	66
Tabel 4.3	Perhitungan Laju Kegagalan Peralatan Titik Beban 6.....	67
Tabel 4.4	Perhitungan Indeks Durasi Gangguan pada Titik Beban 1.....	69
Tabel 4.5	Durasi Gangguan pada Titik beban 6.....	70
Tabel 4.6	Hasil perhitungan Indeks laju Kegagalan dan Durasi Gangguan pada Titik Beban Section 1.....	71
Tabel 4.7	Hasil perhitungan Indeks Keandalan SAIFI dan SAIDI Section I..	73

Tabel 4.8	Daftar Mode Kegagalan Section II.....	76
Tabel 4.9	Perhitungan kegagalan Peralatan pada Titik Beban 6.....	77
Tabel 4.10	Perhitungan Laju Kegagalan pada Titik Beban 1.....	78
Tabel 4.11	Perhitungan Durasi Kegagalan Peralatan pada titik beban 6.....	79
Tabel 4.12	Durasi Gangguan Kegagalan Peralatan pada Titik Beban.....	80
Tabel 4.13	Analisis Durasi (U) Kegagalan Peralatan pada Titik Beban 15.....	81
Tabel 4.14	Hasil Laju Kegagalan dan Durasi Gangguan pada Titik Beban II.....	82
Tabel 4.15	Hasil Analisis Indeks Keandalan SAIFI dan SAIDI Section II.....	84
Tabel 4.16	Daftar Mode Kegaglan Section III.....	87
Tabel 4.17	Laju Kegagalan pada Titik Beban 15.....	88
Tabel 4.18	Perhitungan Laju Kegagalan Peralatan pada Titik Beban 1.....	89
Tabel 4.19	Perhitungan Durasi Gangguan pada Titik Beban 15.....	90
Tabel 4.20	Perhitungan Durasi Gangguan pada Titik Beban 1.....	91
Tabel 4.21	perhitungan Durasi Gangguan pada Titik Beban 25	92
Tabel 4.22	Hasil Analisis Laju Kegagalan Peralatan dan Durasi Gangguan pada Titik Beban Section III.....	93
Tabel 4.23	Hasil Analisis Indeks Keandalan SAIFI dan SAIDI Section III.....	95
Tabel 4.24	Daftar Mode Kegagalan peralatan section IV.....	98
Tabel 4.25	perhitungan Laju Kegagalan Titik Beban 25.....	99
Tabel 4.26	perhitungan Laju Kegaglan Peralatan pada Titik Beban 1.....	100
Tabel 4.27	perhitungan Durasi Gangguan pada Titik Beban 25.....	101
Tabel 4.28	perhitungan Durasi Gangguan pada Titik Beban 1.....	102
Tabel 4.29	Hasil Perhitungan Laju Kegagalan dan Durasi Gangguan pada Titik Beban Section IV.....	103
Tabel 4.30	Hasil Indeks Keandalan SAIFI dan SAIDI Section IV.....	105
Tabel 4.31	Hasil Indeks Keandalan Feeder atau Penyulang yang dianalisis.....	108
Tabel 4.32	Hasil perhitungan Daya yang Mengalir pada saat terjadi Gangguan..	111
Tabel 4.33	Hasil perhitungan Energi Tak Tersalurkan pada Penyulan Lamhotma..	112
Tabel 4.34	Hasil perhitungan Kerugian Ekonomis akibat energi tak Tersalurkan	114

LAMPIRAN

Lampiran 1	Single Line Jaringan Distribusi PT.PLN (Persero) Rayon Belawan	122
Lampiran 2	Panjang Saluran Penyulang Lamhotma.....	123
Lampiran 3	Data Gangguan Jaringan Distribusi PT.PLN (Persero) Rayon Belawan.....	124
Lampiran 4	Data Gangguan dan Durasi Pemadaman.....	125

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang Masalah

Kemajuan dunia baik dalam bidang industri, perdagangan, maupun kebutuhan rumah tangga dimana semua kebutuhan tersebut membutuhkan energi listrik, hampir semua kebutuhan sehari-hari membutuhkan energi listrik. Dengan demikian pemanfaatan energi listrik akan terus meluas. Pemerintah melalui PT. PLN (Persero) harus mampu meningkatkan mutu dan kualitas energi listrik dalam penyalurannya untuk memenuhi kebutuhan pelayanan energi listrik yang dibutuhkan masyarakat atau pelanggan. Salah satu langkah untuk meningkatkan keandalan serta kontinuitas pelanggan yaitu dengan cara melakukan tinjauan lapangan secara langsung dan melakukan pemeliharaan keandalan sistem tenaga listrik tegangan menengah secara rutin untuk dapat menghindari permasalahan yang terjadi di lapangan.

Ada tiga unsur sistem tenaga listrik yaitu sistem pembangkit tenaga listrik, transmisi, dan sistem distribusi listrik, dari ketiga unsur tenaga listrik diatas sistem yang dekat dengan pelanggan dan berdampak secara langsung kepada beban atau pelanggan adalah sistem distribusi [1]. 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. Keandalan sistem jaringan distribusi ditandai dengan kehandalan penyaluran tenaga listrik dari sumber (pembangkit) ke konsumen tanpa terjadinya pemadaman [2] .

Salah satu faktor yang mempengaruhi sistem keandalan jaringan distribusi adalah faktor alam atau kegagalan suatu alat dalam menjalankan sistem sehingga tenggangan listrik menuju beban tidak teraliri yang ditandai dengan adanya pemadaman [3]. Dengan demikian distribusi energi listrik ke beban memerlukan sistem keandalan yang optimal demi keberlangsungan pelayanan energi listrik, untuk mencapai keandalan yang optimal dalam memenuhi pelayanan energi listrik diperlukan perawatan atau infeksi jaringan secara rutin demi meminimalisir terjadinya gangguan jaringan listrik [4].

Gangguan atau kerusakan yang mengakibatkan pemadaman listrik dapat mempengaruhi nilai keandalan sistem distribusi. Kerusakan peralatan listrik dan juga kerugian kepada konsumen atau pengguna energi listrik. Tingginya gangguan mengakibatkan terjadinya pemadaman dan terhentinya penyaluran energi dan berakibat pada banyaknya energi yang tak tersalurkan (ENS), sehingga PT.PLN (Persero) Rayon Belawan sebagai penyedia listrik akan dirugikan karena energi yang di bangkitkan tidak digunakan atau terbuang sia-sia. Oleh sebab itu perusahaan penyedia energi listrik harus senantiasa menjaga penyaluran energi listriknya karena selain menimbulkan kerugian pada perusahaan penyedia energi juga menimbulkan ketidakpuasan dari sisi konsumen [5].

Faktor penting untuk meningkatkan dan mengevakuasi sistem keandalan sistem peralatan jaringan distribusi adalah dengan cara penanganan permasalahan yang terjadi secara cepat sehingga gangguan yang terjadi dapat di antisipasi dengan baik. Penanganan gangguan secara cepat dapat mengurangi kerugian akibat energi yang tidak tersalurkan atau tidak tersuplai pada konsumen atau

pelanggan. Energi listrik yang tersuplai ke konsumen melalui peralatan distribusi memiliki dampak terhadap penjualan energi listrik. Energi listrik yang terselamatkan dari perusahaan PLN diukur berdasarkan indeks keandalan sebagai penyedia energi listrik. Besarnya kerugian berhubungan dengan aspek keandalan sehingga perlu dilakukan evaluasi untuk peralatan jaringan distribusi untuk memperkecil kerugian yang terjadi di PT.PLN (Persero) Rayon Belawan [6].

Indeks Keandalan adalah suatu metode pengevaluasian parameter keandalan suatu peralatan distribusi tenaga listrik terhadap keandalan mutu pelayanan kepada pelanggan. Keandalan adalah tingkat keberhasilan atau kinerja dari suatu alat untuk dapat memberikan hasil yang lebih baik pada periode waktu tertentu[7]. Keandalan dapat diartikan suatu indikator yang dinyatakan dalam index atau nilai, indeks yang dipakai untuk menghitung sistem keandalan adalah SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*) indeks yang digunakan untuk mengetahui seberapa sering frekwensi terjadi gangguan, SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) indeks yang digunakan mengukur seberapa lama waktu terjadi gangguan dalam periode waktu tertentu, CAIDI (*customer Average Interuption Duration Index*) digunakan untuk mengukur lamanya kegagalan pada pelanggan selama selang waktu tertentu [2]. Kontinuitas penyaluran tenaga listrik secara maksimal (optimal) merupakan hal yang diharapkan oleh konsumen sistem jaringan distribusi digunakan sebagai penyaluran tenaga listrik untuk memenuhi kebutuhan dan sifat beban.

Indeks keandalan yang digunakan untuk mengukur keandalan suatu sistem distribusi adalah SAIFI, SAIDI, CAIDI [8]. Standart yang digunakan

sebagai tolak ukur indeks keandalan sistem distribusi adalah Standart Indeks Keandalan IEEE Std 1366-2003. Metode yang dipakai untuk mencari indeks keandalan sistem distribusi adalah *Section Technique*. Dengan menggunakan metode *section technique* maka dapat di ketahui indeks yang sering mengalami kegagalan atau gangguan. Dengan mengetahui indeks keandalan sistem maka dapat dilakukan analisis nilai ekonomis dari sisi PLN dilakukan berdasarkan harga penjualan energi, dan biaya perawatan pada sistem distribusi. Dari hasil analisis yang didapat di korelasikan dengan aspek keandalan sehingga dapat di evaluasi tingkat keandalannya demi memperkecil kerugian yang terjadi [5].

Metode *section Technique* merupakan suatu metode terstruktur untuk mengevaluasi sistem keandalan sistem distribusi tenaga listrik berdasarkan pada bagaimana suatu kegagalan dari suatu peralatan dapat mempengaruhi operasi sistem [9]. Secara sistematis efek dan konsekuensi dari gangguan di indentifikasi dengan penganalisaan apa yang terjadi jika terjadi gangguan kemudian peralatan yang mengalami kegagalan dianalisa dari semua load point (titik beban) [10]. Untuk menghitung nilai keandalan dengan menggunakan metode *section technique* dilakukan dengan cara membagi sistem distribusi menjadi beberapa section, dan kemudian mencari efek kegagalan tiap peralatan terhadap semua pelanggan pada jaringan distribusi. Indeks keandalan yang banyak digunakan untuk mengetahui tingkat keandalan suatu sistem distribusi yaitu SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*), SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) dan CAIDI (*Customer Average Interruption Duration Index*) [11]

Dalam hal penyedia energi listrik PT.PLN (Persero) adalah perusahaan yang berwenang sebagai penyedia dan Pengelolanya. Perusahaan listrik terbesar di Indonesia bergerak di bidang pendistribusian dan penyediaan energi listrik dengan seoptimal mungkin yaitu dengan meningkatnya pelanggan atau konsumen baik konsumen yang masuk dalam skala kecil dan juga konsumen yang masuk dalam skala besar seperti industri dan lainnya. PT.PLN (Persero) wilayah 1 Sumatera Utara terdiri 10 UP3 yaitu UP3 Medan, UP3 Siantar, UP3 Sibolga, UP3 Binjai, UP3 Padang Sidempuan, UP3 Rantau Parapat, UP3 Lubuk Pakam, UP3 Bukit Barisan dan UP3 Medan Utara, UP3 Medan Utara memiliki empat Rayon atau wilayah kerja yaitu Rayon Helvetia, Rayon Medan Timur, Rayon Labuhan dan Rayon Belawan.

Kecamatan Medan Belawan adalah salah satu kecamatan di kota Medan yang ikut serta dalam pembangunan ekonomi Indonesia dan cukup maju dalam sisi aspek bisnis dan industri, menjadi salah satu wilayah sentra industri tentunya Belawan membutuhkan pasokan energi listrik. Energi listrik menjadi kebutuhan pokok bagi penduduk Belawan dan permintaan energi selalu bertambah setiap tahunnya. Dengan bertambahnya kebutuhan energi listrik maka di perlukan peningkatan pada sektor pembangkit listrik dan pengembangan infrastruktur sehingga proses transfer energi ke konsumen dapat berjalan dengan lancar. Pada kenyataannya penyaluran energi listrik masih sering mengalami gangguan yang di buktikan dengan seringnya pemadaman yang dampaknya dapat merugikan pelanggan dan penyedia energi listrik. Sistem distribusi yang di kelola PT. PLN (Persero) Rayon Belawan adalah unit pelaksana pelayanan pelanggan di wilayah

kerja kota Belawan yang memiliki peranan penting dan memiliki tanggung jawab dalam memberikan pelayanan dan kualitas energi yang terjamin sesuai dengan standar dalam penyaluran energi listrik kepada konsumen.

Pada tahun 2021 diperoleh informasi dari pusat statistik kota Medan. Jumlah gangguan jaringan distribusi di area Medan Utara berjumlah 819 kali gangguan. Gangguan di wilayah Medan Utara meliputi 4 Rayon yaitu Rayon Helvetia sebanyak 207 kali gangguan, Rayon Medan Timur sebanyak 205 kali gangguan, Rayon Labuhan sebanyak 202 kali gangguan dan Rayon Belawan sebanyak 205 kali gangguan. Selanjutnya dari hasil survey lapangan yang dilakukan pada bulan Januari tahun 2022 di PT.PLN (Persero) Rayon Belawan diperoleh informasi telah terjadi gangguan sebanyak 200 kali.

Banyaknya gangguan yang terjadi dapat mempengaruhi indeks keandalan, gangguan-gangguan yang terjadi di jaringan distribusi dapat mempengaruhi keandalan sistem distribusi dan mengakibatkan terjadinya pemadaman pada konsumen atau pelanggan. Gangguan ini telah menimbulkan kerugian baik bagi PT.PLN (Persero) Rayon Belawan maupun pelanggan. Kerugian bagi PT.PLN (Persero) Rayon Belawan berupa kegagalan peralatan jaringan distribusi pada titik beban tertentu. Sementara kerugian bagi pelanggan listrik yaitu seringnya terjadi pemadaman listrik secara tiba-tiba sehingga mengganggu aktivitas pelanggan. Penyebab gangguan jaringan listrik di PT.PLN (Persero) Rayon Belawan pada tahun 2021 karena banyaknya kerusakan pada peralatan jaringan distribusi seperti kerusakan pada transformator distribusi, circuit breaker, sectionalizer, kerusakan pada besi penyangga travers (*cross arm*), kerusakan pada kawat penghantar akibat

ulah manusia seperti pencurian kabel PHB-TR (titik pencabangan jaringan), layang-layang, sambaran petir, sentuhan pohon dan tiang keropos (tiang besi) akibat air asin.

Situasi ini perlu di lakukan analisis indeks keandalan pada peralatan-peralatan listrik dengan menggunakan Metode *Section Tehnique* di PT.PLN (Persero) Rayon Belawan. Setelah mendapat nilai indeks keandalan selanjutnya melakukan analisis secara ekonomis untuk mengetahui banyak kerugian yang dialami oleh PT.PLN (Persero) Rayon Belawan. Nilai ekonomis berupa *Energi Not Supplied* (ENS) dari energi yang tak tersalurkan pada saat terjadi pemadaman atau gangguan. Lamanya gangguan yang mengakibatkan banyaknya energi yang hilang atau terbuang sia-sia. Tujuan dari perhitungan secara ekonomis adalah mengetahui berapa rupiah kerugian yang diakibatkan kurangnya keandalan sistem peralatan distribusi.

Berdasarkan latar belakang diatas, peneliti tertarik untuk melakukan penelitian yang berjudul “Analisis Indeks keandalan Secara Teknis dan Ekonomis Jaringan Distribusi 20 kV dengan Menggunakan Metode Section Technique pada PT.PLN (Persero) Rayon Belawan”.

1.2 Identifikasi Masalah

Berdasarkan latar belakang penelitian di atas, identifikasi masalah dalam penulisan tesis ini adalah .

1. Gangguan pada sistem keandalan di PT.PLN (Persero) Rayon Belawan dikarenakan kerusakan pada peralatan jaringan distribusi sehingga menimbulkan pemadaman di wilayah tertentu dalam jangka waktu tertentu.
2. Pemadaman bergilir sering diberlakukan oleh PT.PLN (Persero) Rayon Belawan yang diduga disebabkan beban listrik industri dan beban listrik rumah tangga.
3. Gangguan listrik yang disebabkan kondisi tegangan listrik yang melebihi batas normal.

1.3 Pembatasan Masalah

Agar penyelesaian masalah dari penelitian ini tidak menyimpang dari ruang lingkup yang telah ditentukan, maka perlu dilakukan pembatasan masalah dalam penelitian sebagai berikut :

1. Penelitian ini membahas perhitungan Indeks keandalan dengan metode section technique.
2. Standart yang digunakan dalam penelitian ini yaitu IEEE Std 1366-2003 menjadi parameter perhitungan nilai indeks keandalan SAIDI, SAIFI dan CAIDI.
3. Metode analisis yang dipakai adalah metode section technique.
4. Losses, tegangan ujung, harmonisa dan faktor-faktor lain yang mempengaruhi sistem keandalan tidak diperhitungkan.

5. Perhitungan nilai ekonomi sistem dibatasi pada kerugian ekonomis daya listrik yang tidak tersalurkan dari sisi PLN saja dan perhitungan ekonomi tersebut tidak termasuk biaya investasi.

1.4 Rumusan Masalah

Adapun rumusan masalah yang dinyatakan dengan jelas dalam penyusunan tesis ini adalah:

1. Bagaimana analisis indeks keandalan SAIDI, SAIFI dan CAIDI dengan metode *section technique* dan mengevaluasi keandalan sesuai dengan standart indeks keandalan IEEE Std 1366-2003?
2. Bagaimana mengetahui rata-rata energi yang tidak tersalurkan secara teknis dan ekonomis akibat terjadinya pemadaman di PT.PLN (Persero) Rayon Belawan?

1.5 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan yang ingin dicapai dari penelitian sebagai berikut:

1. Menganalisis indeks keandalan SAIDI, SAIFI dan CAIDI menggunakan metode *Section Technique* dan mengevaluasi keandalan sesuai dengan Standart Indeks Keandalan IEEE Std 1366 –2003.
2. Menganalisis rata-rata energi yang tidak tersalurkan secara teknis dan ekonomis akibat terjadinya pemadaman di PT.PLN (Persero) Rayon Belawan.

1.6 Manfaat Penelitian

Adapun manfaat yang diperoleh dari penelitian ini yaitu sebagai berikut:

1. Bagi pihak Universitas, penelitian ini berguna sebagai referensi dan sarana pengembangan dalam melakukan penelitian lanjutan serta menambah wawasan selama masa perkuliahan.
2. Bagi pihak PT.PLN (Persero) Rayon Belawan, penelitian ini menjadi salah satu cara untuk mengetahui indeks keandalan jaringan distribusi 20 kV secara teknis dan ekonomis dengan menggunakan metode *section technique*.
3. Bagi penulis penelitian ini dapat memberikan pemahaman tentang bagaimana cara menganalisis SAIFI, SAIDI dan CAIDI dengan menggunakan metode *Section Technique*.

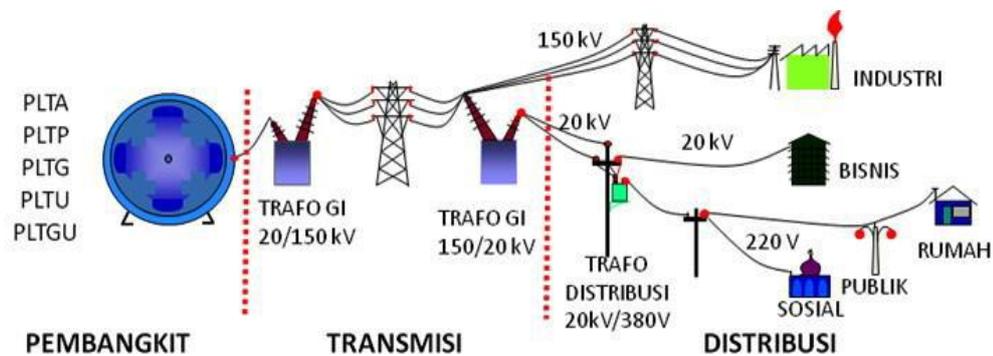
BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Landasan Teori

Secara umum sistem tenaga listrik terdiri dari tiga yaitu pembangkit, transmisi dan distribusi. Pertama pembangkitan Tegangan yang dihasilkan oleh pusat tenaga listrik. Kedua, suatu sistem transmisi, lengkap dengan gardu induk [12]. Jarak menjadi penyebab dibutuhkan pemanfaatan tegangan tinggi maupun ekstra tinggi. Ketiga adanya saluran distribusi, yang biasanya terdiri dari saluran distribusi primer dengan tegangan menengah (TM) dan saluran distribusi sekunder dan tegangan rendah (TR). Pada dasarnya dalam sistem tenaga listrik terdapat 3 (tiga) bagian utama, yaitu: generator, saluran transmisi dan distribusi. Pembangkit listrik dibuat di pusat energi listrik seperti: Pembangkit listrik tenaga air (PLTA), panas bumi (PLTP), gas (PLTG), pembangkit listrik tenaga uap (PLTU) dan pembangkit listrik tenaga uap (PLTGU). Saluran transmisi daya yang digunakan untuk mendistribusikan listrik dari gardu induk generator ke gardu induk lain dengan jarak yang jauh. Karena tegangan generator pada biasanya rendah, dari 6 kV menjadi 24 kV, maka tegangan ini ditingkatkan menggunakan transformator tegangan pada tingkat tegangan yang lebih tinggi dari 30 kV sampai 500 kV. Tingkat Tegangan yang lebih tinggi ini, selain untuk meningkatkan konduktivitas saluran, juga digunakan untuk mengurangi kehilangan daya dan penurunan tegangan pada saluran. Penurunan tegangan dari level Tegangan transmisi pertama dilakukan di gardu induk, dimana tegangannya 500 kV pada 150 kV atau dari 150 kV hingga 70 kV dan sebaliknya untuk gardu

distribusi dari 150 kV hingga 20 kV atau dari 70 kV sampai 20 kV. Saluran distribusi digunakan untuk mendistribusikan tegangan menengah 20 kV jatuh pada 220/380 V [13]. Tegangan rendah melalui trafo distribusi. Distribusi energi listrik dari pusat ke konsumen melalui saluran transmisi dan distribusi yang diilustrasikan pada Gambar 2.1.



Gambar 2.1 Sistem distribusi tenaga listrik [14].

2.1.1 Pembangkit Listrik

Pembangkit listrik merupakan awal energi listrik pertama kali dibangkitkan turbin yang digunakan sebagai penggerak mula dan generator bekerja membangkitkan energi listrik [14] [15]. Pada pusat pembangkit listrik mempunyai beberapa tegangan kerja seperti generator misalnya air dan diesel termis yang terdiri dari 0,4, 6,6, 10,5, 11, 13,8, 15,75, 21, 33 kV [12]. Peralatan pada gardu induk terdiri dari transformator yang berfungsi untuk menaikkan tegangan pada generator 11,5 kV menjadi 150 kV untuk tegangan transmisi yang tinggi. Transformator juga berfungsi sebagai pengatur dan pengaman pada peralatan yang berada di dalam gardu induk.

2.1.1.1 Transmisi Tenaga Listrik

Transmisi tenaga listrik adalah proses penyaluran tenaga listrik dari Power Plant atau pembangkit tenaga listrik sampai ke saluran jaringan distribusi sehingga dapat disalurkan sampai pada pelanggan atau pengguna listrik[16]. Tegangan kerja pada sistem transmisi terdiri dari 220 kV, 400 kV, 500 kV, 750 kV, 765 kV, 800 kV dan sebagainya [17], tegangan transmisi yang terdapat di Indonesia adalah tegangan transmisi 150 kV dan 500 kV [18]. Tegangan sub transmisi terdiri dari tegangan 33 kV, 66 kV, 110 kV dan sebagainya.

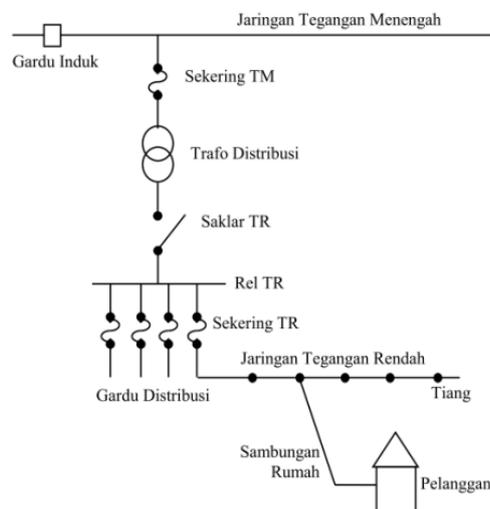
2.1.1.2 Sistem Distribusi

Saluran tegangan utama, umumnya dikenal sebagai sistem distribusi, terdiri dari 6 kV dan 20 kV dan dikendalikan oleh pusat kendali distribusi (DCC). Jaringan distribusi untuk saluran udara atau kabel tanah, gardu distribusi tegangan menengah dengan panel kontrol tegangan menengah sampai dengan panel distribusi tegangan rendah (380V, 220V) yang menghasilkan tegangan kerja atau tegangan jala-jala saluran untuk bisnis dan konsumen[16] [19].

Secara umum sistem distribusi tenaga listrik di Indonesia meliputi: beberapa bagian, sebagai berikut:

1. Gardu induk
2. Jaringan tegangan menengah
3. Gardu distribusi
4. Jaringan tegangan rendah

Gardu induk menyalurkan daya melalui saluran transmisi dan selanjutnya saluran transmisi mendistribusikan daya ke gardu distribusi melalui saluran distribusi primer. Jaringan distribusi terbagi menjadi dua bagian yaitu jaringan distribusi sekunder dan jaringan distribusi primer. Jaringan distribusi primer umumnya bertegangan tinggi (20 kV atau 6 kV). Transformator distribusi kemudian menurunkan tegangan pada gardu distribusi menjadi tegangan rendah dengan daya 220 Volt dan 380 Volt dan selanjutnya didistribusikan kepada konsumen melalui jaringan distribusi sekunder. Pada Gambar 2.2 ditunjukkan bagaimana skema penyaluran daya hingga ke konsumen melalui jaringan distribusi.



Gambar 2.2. Distribusi Listrik dari JTM ke Konsumen [13]

2.1.2. Gardu Induk (GI)

Gardu Induk atau disebut juga GI berfungsi sebagai tempat untuk mengatur dan mendistribusikan daya ke gardu induk dan gardu distribusi lainnya melalui

penyulang tegangan menengah. Gardu induk juga berfungsi sebagai pengamanan untuk sistem tenaga listrik dengan mengubah tegangan tinggi dari saluran transmisi ke tegangan menengah untuk saluran distribusi[20]. Berdasarkan jenis pemasangannya dan konstruksinya Gardu induk dikelompokkan menjadi beberapa bagian [21]:

A. Gardu Induk (GI) Pasangan Luar (*Outdoor*)

Gardu induk pasang luar meliputi peralatan pensaklaran atau penghubung (*Switchgear*), trafo utama, dan peralatan tegangan tinggi lainnya. Untuk berfungsi sebagai meja penghubung, papan sakelar dan sumber DC/baterai dipasang di gedung atau ruang tertutup lainnya. Gardu transmisi dengan trafo yang ditempatkan di dalam dan kapasitor sinkron di sisi tersier dari trafo utama di dalam struktur biasanya disebut sebagai gardu pasangan luar[22].

B. Gardu Induk (GI) Pasangan Dalam (*Indoor*)

Gardu induk pasang dalam ini memiliki kedua komponen tegangan tinggi yang terintegrasi dalam strukturnya, termasuk trafo utama dan komponen penghubung seperti peralatan kontrol, meja penghubung, dan lain-lain. Kadang-kadang dikenal sebagai gardu induk yang dipasang di dalam meskipun hanya sejumlah kecil peralatan yang dipasang di luar gardu induk.

C. Gardu Induk (GI) Setengah Pasangan Luar (*Semi outdoor substation*)

Beberapa peralatan tegangan tinggi untuk gardu induk jenis ini dipasang di dalam struktur. Gardu induk setengah pasang luar atau dalam adalah nama lain

dari gardu induk. Gardu induk ini masih beroperasi karena beberapa alasan, antara lain alasan ekonomis, pencegahan terhadap kontaminasi garam, masalah kebisingan, dan kebakaran, lain sebagainya.

D. Gardu Induk (GI) Pasangan Bawah Tanah

Pada Gardu induk ini sebagian peralatan di pasang di bawah tanah dan untuk pendingin gedung di tempatkan diatas tanah dan kontrol juga berada di dalam tanah seperti kontrol berada diatas tanah.

2.1.2.1 Peralatan Gardu Induk

Gardu induk dilengkapi dengan peralatan listrik yang diperlukan sesuai dengan tujuannya. Peralatan listrik gardu induk biasanya terdiri dari [23] [21]:

A. Transformator Daya

Berfungsi menyalurkan listrik dari sistem transmisi tegangan menengah-tinggi ke jaringan distribusi atau dari pembangkit saluran transmisi tegangan tinggi adalah salah satu fungsi utama transformator daya dalam sistem tenaga.

B. Peralatan Penghubung

Pada peralatan penghubung gardu induk digunakan sebagai penghubung antara Saluran transmisi dan saluran distribusi. Oleh karena itu, gardu induk ini berfungsi sebagai tempat pemusatan untuk pembangkitan tenaga listrik serta penghubung antara jaringan transmisi dan distribusi dengan

pelanggan/konsumen. Rail atau bus digunakan sebagai penghubung antara saluran transmisi dan saluran distribusi melalui transformator daya. Pada sisi keluaran masing-masing saluran mempunyai pemutus beban (*Circuit Breaker*) dan pemisah (*Disconnect Switch*). Ketika jaringan dibebani atau dikosongkan, pemutus beban ini digunakan untuk menghubungkan atau memutuskannya. Pemutus beban digunakan untuk memutuskan secara otomatis jika terjadi gangguan pada saluran transmisi atau peralatan lainnya [24]. Pemisah digunakan untuk memisahkan saluran dan peralatan listrik pada saat sedang dilakukan pekerjaan pemeliharaan pada saluran transmisi dan distribusi, trafo, pemutus beban, dan peralatan listrik lainnya. Pemutus beban dan pemisah disebut sebagai *switchgear* atau perangkat penghubung[24].

C. Panel Hubung dan Transformator Ukur

Panel sambungan, juga dikenal sebagai meja sambungan atau, (*switch board*) adalah komponen gardu induk yang digunakan operator untuk memantau kondisi peralatan, mengoperasikan peralatan, dan mengukur tegangan, arus, daya, dan besaran lainnya. Panel hubung akan secara otomatis membuka pemutus beban menggunakan relai pengaman ketika terjadi gangguan dan memisahkan komponen yang rusak[24]. Karena ketidak mampuan untuk mengukur tegangan dan arus secara langsung pada tegangan tinggi, maka diperlukan trafo (alat) pengukur. Alat ini membagi alat ukur sekaligus memisahkannya dari tegangan. Trafo tegangan, trafo arus, dan trafo tegangan dan arus adalah tiga jenis trafo pengukur yang berbeda.

D. Alat Pelindung

Perlengkapan keselamatan lainnya, seperti pemutus beban (CB) dan relai pengaman, antara lain sebagai berikut[24]:

1. Arrester menjaga gardu induk dari lonjakan yang disebabkan oleh petir dan tegangan lebih lainnya [24].
2. Titik netral transformator menggunakan peralatan netral yang berfungsi sebagai pengaman jika terjadi gangguan tanah. Resistensi bumi netral diperlukan untuk mengurangi tegangan abnormal yang lebih tinggi, dan koil petersen (pemadam busur) digunakan untuk menghentikan atau secara otomatis memadamkan busur ke tanah [24].
3. Potensi tanah gardu induk akan naik secara tidak normal jika terjadi gangguan hubung singkat yang disebabkan oleh gangguan petir. sehingga dapat membahayakan orang atau hewan di sekitar, atau dapat membahayakan mesin (peralatan). Untuk mencegah hal ini, konduktor pembumian dikubur di dalam tanah, dihubungkan ke mesin (peralatan), struktur eksternal, dan peralatan pembumian. Untuk melindungi peralatan gardu induk dari sambaran petir langsung, perangkat pelindung kabel arde (*over ground wire*) dipasang di gardu induk.

2.1.3 Jaringan Sistem Distribusi Primer

Listrik didistribusikan dari gardu induk ke pusat beban atau konsumen dengan menggunakan sistem distribusi primer. Tergantung pada tingkat keandalan yang diinginkan dan keadaan lingkungan, sistem ini dapat menggunakan saluran

udara atau kabel tanah. Saluran distribusi ini diperpanjang sepanjang daerah yang perlu dialiri listrik untuk mencapai pusat beban[24].

Rangkaian jaringan hadir dalam berbagai desain untuk distribusi utama, dari radial hingga spindel. Biaya dan ketergantungan adalah faktor kunci yang mempengaruhi jenis jaringan sistem distribusi. Dalam distribusi utama untuk PT.PLN (Persero) digunakan tegangan sebesar 20 kV, sedangkan pada distribusi sekunder digunakan tegangan sebesar 380/220 V.

2.1.3.1 Jaringan Distribusi Radial

Jaringan distribusi radial memiliki sumber dan titik beban, dan hanya memiliki satu sumber beban dan tidak ada sumber saluran lainnya. Jaringan distribusi radial adalah jaringan yang banyak digunakan, dan terdiri dari jaringan sederhana dan saluran ini dihubungkan secara radial dari satu titik dan kemudian bercabang ke titik lainnya dan titik beban yang dilayani[25]. Arus yang mengalir di sepanjang saluran berbeda ketika satu sumber daya bercabang. Karena beban yang mengalir di sepanjang saluran tidak sama, luas penampang konduktor dan panjang jaringan tidak harus sama. Akibatnya, saluran yang bebannya kecil terletak lebih jauh dari sumber utama daripada saluran yang bebannya besar maka ukuran penampang besar.

Bentuk radial ini biasanya memiliki peralatan pengaman, seperti sekering, sectionalizer, recloser, atau pemutus beban lainnya, untuk membantu melokalisasi gangguan [24]. Namun, tujuan utama peralatan ini adalah untuk mencegah

pemadaman total menyebar di luar area saluran setelah atau di belakang titik gangguan selama gangguan belum teratasi. Jaringan distribusi radial ini telah dimodifikasi dengan beberapa tipe, seperti[26]:

1. Radial tipe pohon.
2. Radial dengan tie dan swich pemisah.
3. Radial dengan pusat beban.
4. Radial dengan pembagian phase area.

2.1.4 Jenis Gangguan

Dua jenis gangguan yang sering terjadi pada saluran distribusi 20 kV adalah gangguan yang berasal dari kegagalan sistem yang disebabkan oleh malfungsi peralatan listrik dan gangguan yang berasal dari dalam sistem, seperti gangguan yang disebabkan oleh sentuhan pohon pada jalur distribusi, sambaran petir, manusia, hewan, cuaca, dan faktor lainnya[27] [28].

Ada empat macam gangguan potensial yang dapat mempengaruhi sistem distribusi, tergantung pada jenis gangguannya, antara lain [24]:

1. Tiga fasa ke tanah
2. Antar fasa
3. Dua fasa ke tanah
4. Satu fasa ke tanah

Pada saat hubung singkat akan menyebabkan gangguan yang bersifat temporer maupun yang bersifat permanen. Gangguan hubung singkat 3 fasa, 2

fasa ketanah, hubung singkat antar fasa maupun hubung singkat 1 fasa ketanah disebut sebagai gangguan permanen.

Gangguan temporer disebabkan karena terjadinya flash over antar penghantar dengan tanah, antara penghantar dengan tiang, antara penghantar dengan kawat tanah dan sebagainya. Tegangan Lebih dengan frekwensi daya adalah terjadinya penurunan beban atau kehilangan beban karena terjadi gangguan pada switching, gangguan pada AVR (*Automatic Voltage Regulator*), *over speed* disebabkan karena terjadinya kehilangan beban. Selain itu tegangan lebih juga terjadi akibat tegangan lebih transient surja petir dan surja hubung/ switching [29].

Hubung singkat merupakan gangguan potensial pada sistem jaringan distribusi. Gangguan hubung singkat disebabkan oleh gangguan antara bagian aktif dan juga dikenal sebagai situasi di mana penghantar dalam sistem distribusi dihubungkan langsung ke penghantar lainnya ataupun dengan tanah. Selain itu, kerusakan yang mengakibatkan gangguan tegangan atau gangguan pada rangkaian dapat menyebabkan gangguan hubung singkat. Berikut adalah penjelasan dari masing-masing jenis gangguan hubung singka [30]:

1. Hubung singkat tiga fasa ke tanah

Hubung singkat tiga fasa ke tanah merupakan tipe hubung singkat yang jarang terjadi, namun tetap memerlukan perhatian. Kabel tiga fasa mengalami kegagalan disebabkan oleh sambaran petir, sentuhan pohon dan lain sebagainya [24].

2. Gangguan hubung singkat antar fasa

Gangguan hubung singkat antar phase pada sistem distribusi biasanya terjadi karena adanya hewan yang melintas diantar ke dua fasa dengan menyentuh kedua konduktor pada jaringan distribusi dan gangguan hubung singkat antar fasa disebabkan oleh gangguan isolasi antar fasa [24].

3. Gangguan hubung singkat dua fasa ke tanah

Ketika ada tegangan lebih yang signifikan di salah satu fase dan flashover ke isolator juga terjadi di sebelah isolator fase itu, ini dapat mengakibatkan hubung singkat dua fase ke ground.

4. Gangguan hubung singkat satu fasa ke ground atau ketanah

Gangguan hubung singkat yang terjadi karena salah satu penghantar fasa yang terhubung ke ground. Jika dibandingkan dengan bentuk gangguan lain, gangguan ini biasanya disebabkan oleh pohon tumbang yang mengenai saluran jaringan distribusi, gangguan hubung singkat ini adalah salah satu yang sering terjadi di jaringan distribusi.

Berdasarkan waktu atau lamanya gangguan, dibagi menjadi dua bagian yaitu [31][30]:

1. Gangguan jangka pendek atau sementara

Merupakan gangguan yang timbul secara singkat dalam waktu yang singkat sebesar 0,15 jam atau 9 menit dan tidak memerlukan perbaikan, sehingga dapat hilang dengan sendirinya. Gangguan Peralatan listrik dapat menjadi rusak akibat gangguan sementara. Bentuk gangguan ini disebabkan oleh

sambaran petir, sambaran petir dengan pepohonan, dan sambaran petir antara konduktor dan bumi.

2. Gangguan terus menerus atau permanen

adalah gangguan yang berlangsung lama atau permanen dan dapat disebabkan oleh kerusakan peralatan listrik. Gangguan ini memiliki durasi pemadaman sebesar 3 jam/tahun atau bahkan lebih karena gangguan ini hanya dapat hilang apabila sesudah diperbaiki. Gangguan ini akan mengakibatkan padamnya jaringan listrik secara terus menerus. Contohnya menurunnya kemampuan minyak transformator yang berkurang. Ini akan merusak trafo secara permanen, sehingga diperlukan perbaikan sebelum trafo dapat kembali beroperasi. Untuk gangguan yang bersifat sementara setelah arus gangguannya terputus misalnya karena terbukanya circuit breaker oleh rele pengamannya, peralatan atau saluran yang terganggu tersebut siap dioperasikan kembali. Gangguan permanen disebabkan karena terjadinya kerusakan secara permanen dan dapat dioperasikan kembali setelah bagian yang rusak di ganti atau diperbaiki. Besarnya arus yang mengalir pada saat terjadi gangguan jauh lebih besar dari rating arus maksimum yang diijinkan, menyebabkan kenaikan temperatur dan dapat mengakibatkan terjadi kerusakan pada peralatan listrik [30].

2.1.4.1 Pengaruh Gangguan Terhadap Sistem Distribusi

Pengaruh gangguan pada jaringan sistem distribusi tenaga listrik [29]

antara lain:

- a) Gangguan mengakibatkan terputusnya rangkaian atau saluran distribusi, mengakibatkan konsumen tidak dapat menerima layanan listrik.
- b) Apabila terjadi gangguan mengakibatkan jatuh tegangan yang cukup berarti kualitas daya yang diterima pelanggan kurang baik, yang akan mempengaruhi pengoperasian peralatan listrik milik PT.PLN (Persero).
- c) Kurangnya stabilitas sistem dapat mengakibatkan jatuhnya pembangkit.
- d) Gangguan jaringan distribusi dapat merusak peralatan listrik disekitar gangguan.

2.1.5 Proteksi Jaringan Distribusi

Sebagaimana tercantum dalam Peraturan PLN Buku 1 4:11, 2010 [31]. Mekanisme perlindungan untuk jaringan distribusi berusaha untuk mengurangi interferensi. Mekanisme proteksi jaringan distribusi terdiri dari:

1. Relay hubung tanah serta relay hubung pendek fasa penghantar dengan bumi serta antar penghantar.
2. Automatic Circuit Breaker atau PBO, Automatic Recloser, dan Automatic Sectionaizer (Switch Bagian Otomatis atau SSO). Di jalur utama, pemutus arus balik otomatis dipasang, sementara sakelar bagian otomatis dipasang di jalur cabang. Gardu induk, di sisi lain, dilengkapi dengan relai penutup otomatis.

3. Lightning Arrester (LA) adalah alat pengaman yang menaikkan tegangan saat terjadi surja petir. Pada kutub awal/akhir, dipasang kabel Tee-Off (TO) pada jaringan, gardu transformator, dan isolator, penangkal petir.
4. Pembumian masing-masing komponen konduktif terbuka dan tambahan empat kutub dengan nilai pembumian tidak lebih dari 10 Ohm.
5. Sambaran petir langsung dapat menyebabkan interferensi, meskipun kabel ground mengurangi frekuensinya. Di tempat-tempat dengan petir terbuka yang sering terjadi, pemasangan kabel arde dapat dilakukan pada SUTM.
6. Pada gardu distribusi dan cabang jaringan, digunakan Fuse Cut Out (FCO).
7. *Arching Horn* (Sela Tanduk).

2.1.6 Keandalan Sistem Distribusi

Keandalan adalah probabilitas suatu peralatan listrik yang menjadi dasar atau mutu yang dapat mengoptimalkan fungsi atau kinerjanya tergantung pada kondisi dan situasi [32]. Dalam menentukan keandalan sistem distribusi diperlukan perhitungan indeks keandalan dalam periode waktu tertentu, untuk meningkatkan keandalan dari sebuah sistem distribusi perlu dilakukan perhitungan dan analisa terhadap tingkat kinerja atau sistem pada periode waktu tertentu [33].

Untuk menganalisis indeks keandalan, yang terdiri dari SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*), SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*), dan CAIDI (*Customer Average Interruption Frequency Index*).

Keandalan suatu sistem distribusi umumnya dipengaruhi oleh empat unsur, antara lain [34]:

a) Fungsi

adalah komponen yang harus diuji untuk menentukan apakah akan bekerja dengan baik pada waktu tertentu. Perawatan yang tidak direncanakan dapat menyebabkan komponen tidak berfungsi. Setiap komponen memiliki tujuan yang berbeda atau mempengaruhi kinerja sistem.

b) Probabilitas

Adalah angka yang menyatakan banyaknya gangguan yang terjadi dalam periode waktu tertentu dari sebuah saluran distribusi.

c) Kecukupan performance

menunjukkan persyaratan untuk sistem distribusi tenaga listrik yang tidak terputus semakin panjang saluran yang digunakan, semakin besar risiko kegagalan.

d) Kondisi operasi,

adalah kondisi lingkungan kerja jaringan, termasuk pengaruh suhu, kelembaban, dan getaran terhadap kondisi operasional.

2.1.6.1 Faktor Yang Mempengaruhi Indeks Keandalan

Berdasarkan standart yang di tetapkan IEEE Std 1366-2003 ada beberapa faktor yang mempengaruhi indeks keandalan dalam suatu sistem distribusi antara lain [35]:

a. Pemadaman (*Interruption of Supply*).

Gangguan satu atau lebih komponen, yang mengakibatkan penghentian layanan ke satu atau lebih pelanggan.

b. Keluar (*Outage*).

keadaan di mana komponen tidak dapat berfungsi dengan baik. Pemadaman mungkin suatu *outage* dapat atau tidak menyebabkan pemadaman lain, tergantung pada pengaturan sistem.

c. Lama keluar (*Outage Duration*).

Periode dari saat permulaan komponen mengalami *outage* sampai saat dapat dioperasikan kembali sesuai dengan fungsinya.

d. Lama pemadaman (*interruption Duration*).

Waktu dari saat permulaan terjadinya pemadaman sampai saat menyala kembali.

e. Jumlah total konsumen terlayani (*Total Number of Costumer Served*).

Banyaknya konsumen yang terlayani sesuai dengan periode laporan terakhir.

f. Periode laporan

Periode laporan diasumsikan selama satu tahun.

2.1.6.2 Kegagalan Operasi Sistem Distribusi

Kemampuan suatu sistem untuk memberikan hasil yang unggul dalam jumlah waktu tertentu dapat diperiksa dan dianalisis untuk mengevaluasi apakah itu berhasil atau tidak [36]. Kegagalan menyebabkan arus yang tidak seimbang pada sistem tenaga listrik. Menurut ANSI/IEEE Std100-1992, kegagalan adalah keadaan fisik yang disebabkan oleh perangkat, komponen, atau elemen yang gagal berfungsi sesuai dengan fungsinya. Hubungan pendek antara fasa atau hubungan pendek antara fasa dan tanah selalu mengakibatkan gangguan. Suatu gangguan

terjadi akibat hubung langsung atau melalui impedansi. Menurut standar ANSI/IEEE Std 100-1992 gangguan identik dengan hubung singkat.

Terdapat beberapa gangguan yang menjadi penyebab kegagalan operasional jaringan distribusi, antara lain[37]:

- a) Gangguan dari dalam (internal), kegagalan yang diakibatkan oleh sistem. Misalnya gangguan hubung singkat, kehancuran pada perlengkapan, switching kegagalan isolasi, kehancuran pada pembangkit serta lain- lain.
- b) Gangguan dari luar (External), kegagalan yang diakibatkan oleh alam ataupun diluar sistem. Misalnya terputus dan padamnya aliran listrik pada saluran/kabel yang disebabkan oleh angin, badai, petir, pepohonan, layang- layang serta sebagainya.
- c) Gangguan karena faktor manusia, gangguan yang diakibatkan oleh kecerobohan ataupun kelalaian operator, ketidak telitian, tidak mengindahkan peraturan pengamanan diri, serta lain- lain.

2.1.6.3 Indeks Keandalan

Indeks keandalan merupakan suatu indikator keandalan yang dinyatakan dalam suatu besaran probabilitas. Untuk mengevaluasi keandalan sistem distribusi terbagi menjadi dua bagian yaitu indeks titik beban dan indeks sistem. Indeks kegagalan titik beban dianalisis dengan menghitung tingkat kegagalan λ (Kegagalan/Tahun), dan rata-rata waktu keluar (outage), r (Jam/Kegagalan) dan rata-rata ketidak tersediaan tahunan U (Jam/Tahun [14]).

Parameter yang biasa digunakan dalam mengevaluasi keandalan sistem distribusi radial yaitu Laju kegagalan (λ), waktu pemadaman rata-rata (μ) dan waktu pemadaman tahunan (U).

a) Laju kegagalan

Laju kegagalan merupakan frekwensi suatu sistem dalam mengalami kegagalan yang di lambangkan dengan λ (lamda) laju keandalan dari sistem tergantung waktu selama sistem bekerja [33] yang dirumuskan dengan Persamaan 2.1.

$$\lambda = \frac{\text{jumlah gangguan setiap tahun}}{\text{selang waktu pengamatan dalam satu tahun}}$$

atau

$$\lambda = \frac{f}{T} \quad (2.1)$$

Dimana :

λ = Laju kegagalan (kali/tahun)

f = Jumlah kegagalan pada waktu pengamatan (kali/tahun)

T = Selang waktu pengamatan dalam satu tahun (tahun)

b) Laju Perbaikan rata-rata (μ)

Jumlah jam yang diperlukan untuk mengganti atau memperbaiki alat yang rusak agar dapat berfungsi kembali. Persamaan 2.2 dapat digunakan dalam perhitungan, dalam menentukan waktu kegagalan rata-rata yang dialami oleh sebuah Peralatan jaringan listrik.

$$\mu = \frac{\text{lama pemadaman}}{\text{jumlah pemadaman}}$$

$$\mu = \frac{T}{f} \quad (2.2)$$

Dimana:

μ = Laju perbaikan rata-rata (jam)

f = jumlah pemadaman selama selang waktu (kali)

T = Lama pemadaman (jam)

c) Durasi Pemadaman Rata-rata (U)

Persamaan 2.3 digunakan untuk menghitung durasi pemadaman dengan cara mengalikan tingkat kegagalan dan waktu perbaikan.

$$U = \lambda \text{ (laju kegagalan)} \times \mu \text{ (laju perbaikan)}$$

Atau

$$U = \lambda \frac{\text{kali}}{\text{bulan}} \times \mu \frac{\text{menit}}{\text{kali}} \quad (2.3)$$

Berikut adalah standart laju kegagalan peralatan dan standart kegagalan peralatan yang mengacu pada SPLN No 59 tahun 1985 seperti Tabel 2.1

Tabel 2.1 Standart PLN No 59 Tahun 1985 Kegagalan Peralatan[31]

Peralatan	Laju Kegagalan (kali unit/tahun)	Waktu Perbaikan (jam)	Waktu Pemindahan (jam)
Saluran udara	0,2	3	0,15
Kabel saluran	0,07	10	0,15
Circuit breaker	0,004	10	0,15
Sakelar beban	0,003	10	0,15
Sectionalizer	0,003	10	0,15
Recloser	0,005	10	0,15
Transformator	0.005	10	0,15

a) Kabel Saluran

Konduktor NYFGBY, sejenis kabel dengan isolasi PVC dan lebih dari satu inti yang dilindungi oleh pelat baja datar dengan selubung isolasi, digunakan untuk jaringan distribusi bawah tanah.

b) Pemutus Tenaga

berfungsi untuk memutus aliran listrik secara cepat pada saat digunakan pada kapasitas penuh atau pada saat terjadi gangguan.

c) Circuit Breaker

adalah komponen sistem tenaga listrik yang berfungsi sebagai pemutus antara sumber daya dan sisi beban dan dapat dioperasikan secara manual atau otomatis pada saat terjadi gangguan.

d) Saklar Beban

Berfungsi sebagai pemutus dan penghubung jaringan listrik.

e) Transformator

Transformator adalah jenis perangkat listrik yang menggunakan gandingan magnetik dan prinsip induksi elektromagnetik untuk mengubah dan

mengirimkan energi listrik dari satu atau lebih rangkaian listrik dengan frekuensi yang sama.

f) Recloser

Salah satu alat pengaman mampu mendeteksi gangguan arus lebih yang disebabkan oleh hubungan pendek antara fasa atau fasa dengan tanah, dalam hal ini recloser dapat segera memutus arus gangguan dan menutup kembali[38].

g) Sectionalizer

Sectionalizer adalah pemutus beban yang dapat secara otomatis memisahkan bagian yang terganggu dari sistem distribusi atau bekerja untuk melokalisasi gangguan di segmen yang terganggu, memastikan bahwa sistem yang tidak terpengaruh terus menerima listrik.

2.1.6.4 Indeks Keandalan Sistem

Untuk menghitung nilai rata indeks keandalan dapat di hitung menggunakan [7][11]:

1) SAIDI (*System Average Interruption Duration Indeks*)

SAIDI merupakan nilai rata-rata kegagalan untuk setiap pelanggan selama jangka waktu tertentu. Persamaan 2.4 dalam pembagian jumlah dan lamannya kegagalan secara terus-menerus untuk semua pelanggan selama periode waktu tertentu:

$$\text{SAIDI} = \frac{\sum_{i=1}^n (\text{Durasi Pemadaman} \times \text{Pelanggan Padam})}{\text{Jumlah Pelanggan dalam satu periode}}$$

atau

$$\text{SAIDI} = \frac{\sum_{i=1}^n U_i \times N_i}{N_t} \quad (\text{jam/pelanggan}) \quad (2.4)$$

Dimana:

U_i = Durasi Pemadaman tahun titik beban 1 (jam/tahun)

N_i = Jumlah pelanggan padam pada titik beban 1 (pelanggan)

N_t = Jumlah pelanggan total dalam satu tahun (Pelanggan)

2) SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*)

SAIFI adalah jumlah rata-rata kegagalan yang terjadi per pelanggan yang dilayani per satuan waktu (biasanya tahun). Ini dihitung dengan membagi jumlah total kegagalan dalam satuan waktu dengan jumlah total konsumen yang dilayani oleh sistem yang dirumuskan pada Persamaan 2.5.

$$\text{SAIFI} = \frac{\sum_{i=1}^n (\text{Laju kegagalan rata – rata} \times \text{Pelanggan Padam})}{\text{jumlah Pelanggan dalam satu tahun}}$$

atau

$$\text{SAIFI} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i \times N_i}{N_t} \quad (\text{Kali/Pelanggan}) \quad (2.5)$$

Dimana:

λ_i = Laju Kegagalan rata-rata untuk titik beban 1 (Kali/tahun)

N_i = Jumlah Pelanggan Padam pada titik beban 1 (Pelanggan)

N_t = Jumlah Pelanggan Total dalam satu tahun (Pelanggan)

3) CAIDI (*Customer Average Interruption Duration Indeks*)

CAIDI adalah ukuran lamanya waktu atau gangguan yang dialami oleh konsumen. CAIDI, adalah durasi gangguan rata-rata yang ditentukan

berdasarkan jumlah gangguan yang berkelanjutan. Dirumuskan dalam Persamaan 2.6:

$$CAIDI = \frac{\text{Indeks durasi pemadaman rata - rata}}{\text{Indeks frekuensi pemadaman rata - rata}}$$

atau

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} \text{ (jam/Pelanggan)} \quad (2.6)$$

Dimana:

SAIDI = Indeks durasi pemadaman rata-rata

SAIFI = Indeks frekuensi pemadaman rata-rata

2.1.7 Standart Indeks Keandalan Sesuai dengan Standart SPLN No 59 Tahun 1985 dan Standart IEEE Std 1366 -2003:

Standart SPLN yaitu standart yang di tetapkan oleh direksi yang sifatnya wajib, standart yang dikeluarkan seperti pedoman instruksi dan juga cara pengujian dan spesifikasi teknik. Standart ini adalah untuk menjelaskan dan menetapkan tingkat keandalan sistem distribusi tenaga listrik. Tujuan dari standart ini adalah memberikan pengangan yang terarah dalam menilai dan menentukan tingkat keandalan sistem distribusi dan juga menjadi tolak ukur terhadap kemajuan dalam menentukan proyeksi yang akan di capai PT.PLN (Persero) Rayon Belawan.

Tabel 2.3 Standart Indeks Keandalan

Indeks	Standart
SAIFI	3,0 kali pelanggan/tahun
SAIDI	1,5 jam pelanggan/tahun
CAIDI	1,5-3,0 jam/gangguan

Sumber .SPLN, No 59 tahun 1985

Tabel 2.4 Standart Indeks Keandalan IEEE Std 1366-2003[39]

Indeks	Standart
SAIFI	1,45 kali pelanggan/tahun
SAIDI	2,30 jam pelanggan/tahun
CAIDI	1,47 jam/gangguan

Sumber. IEEE std 1366-2003

2.1.8 Indeks Keandalan Secara Teknik

Pendekatan teknik dalam penelitian ini adalah pendekatan dengan metode *section technique* yang bertujuan untuk menganalisis keandalan jaringan distribusi 20 kV secara ekonomis.

2.1.8.1 Metode *Section Technique*

Metode *section technique* merupakan suatu metode terstruktur untuk mengevaluasi sistem keandalan sistem distribusi tenaga listrik berdasarkan pada bagaimana suatu kegagalan dari suatu peralatan mempengaruhi operasi sistem. Efek atau konsekuensi dari gangguan secara sistematis diidentifikasi dengan penganalisaan apa yang terjadi jika gangguan terjadi, kemudian masing-masing kegagalan peralatan dianalisa dari semua titik beban (*load point*). Pendekatan yang dilakukan dari bawah keatas dimana yang dipertimbangkan satu mode kegagalan pada satu waktu. Indeks keandalan yang dihitung adalah indeks-indeks

titik beban dan indeks-indeks sistem baik secara *section* maupun keseluruhan, indeks titik beban antara lain [40].

- a. Frekuensi gangguan (*failurate rate*) untuk setiap titik beban, merupakan penjumlahan laju kegagalan semua peralatan yang berpengaruh terhadap titik beban seperti transformator, *Circuit Breaker* (CB) maupun sectionalizer dan dapat dirumuskan dengan Persamaan 2.7.

$$\lambda_{TB} = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (2.7)$$

Dimana:

λ_i = Laju kegagalan untuk peralatan sejumlah i

i = Semua peralatan yang berpengaruh terhadap titik beban

- b. Lama/durasi gangguan tahunan rata-rata untuk titik beban yaitu hasil perkalian antara frekwensi gangguan (*failurate rate*) (λ) dengan waktu perbaikan atau pemadaman (r) dengan Persamaan 2.8.

$$U_{TB} = \sum_{i=1}^n U_i = k \sum_{i=1}^n \lambda_i x r_i = k \quad (2.8)$$

Dimana:

r_i = Waktu Perbaikan (*repair time atau switching time*)

2.1.9 Indeks Keandalan Secara Ekonomis

Indeks keandalan secara ekonomis adalah sebuah teknik yang digunakan untuk menuju keberhasilan dalam penekanan biaya atau pengefektifan biaya. Produk yang dihasilkan terus ditinjau bagaimana proses dan pelayanannya dengan tetap meninjau persyaratan selain itu juga faktor biaya juga tetap diperhatikan [41]. Dalam konteks analisis keandalan sistem distribusi dengan perhitungan

secara ekonomis dari suatu indeks keandalan bergantung pada besar daya listrik yang disalurkan waktu pemadaman dari tiap-tiap titik beban dan tarif dasar listrik yang berlaku. Dalam melaksanakan analisis nilai dibutuhkan beberapa data, antara lain topologi jaringan, data beban dan data pelanggan/konsumen. Dari data-data tersebut dapat dievaluasi mengenai mode kegagalannya. Mode kegagalan ini yang dijadikan dasar dalam melakukan analisa dan evaluasi terhadap waktu pemadaman suatu sistem. Pemadaman suatu sistem mengacu terhadap waktu pemadaman (*repair time*) dan waktu pemindahan (*switching time*). Efek mode kegagalan tersebut disimulasikan terhadap setiap titik beban.

Dengan data setiap titik beban tersebut dapat ditentukan besar energi yang tidak tersalurkan. Sehingga berdasarkan setiap titik beban dapat dilakukan sebuah evaluasi nilai kerugian bagi penyedia energi listrik. Persamaan yang digunakan dalam menghitung secara ekonomis adalah dengan melalui persamaan pada sistem, yaitu :

a) Daya aktif

Daya aktif digunakan untuk menghitung besarnya daya yang mengalir pada saat terjadi gangguan dan dapat dirumuskan dengan Persamaan 2.9 [42].

$$\text{Daya aktif} = \sqrt{3} \times V_L \times I_L \times \cos\varphi \quad (2.9)$$

Dimana

V_L = Tegangan line to line (kV)

I_L = Kuat Arus yang mengalir (A)

$\text{COS } \varphi = 0,8$ (rata-rata $\cos \varphi$ pada masing masing penyulang)

b) *Energy Not Supplied* (ENS)

ENS yaitu indeks keandalan yang menyatakan jumlah energi yang tidak disalurkan oleh sistem selama terjadinya gangguan atau pemadaman. Di dalamnya juga termasuk banyaknya kWh yang hilang akibat adanya pemadaman listrik, dapat dilihat pada Persamaan 2.10 [43].

$$ENS = \Sigma \text{Gangguan(kW)} \times \text{Durasi (jam)} \quad (2.10)$$

Dimana :

ENS = Energi tidak tersalurkan (kW)

Σ gangguan = Jumlah daya Aktif yang mengalami gangguan (kW)

Durasi = Lamanya gangguan terjadi (jam)

c) *Average Energi Not Supplied* (AENS)

AENS yaitu indeks rata-rata energi yang tidak tersalurkan akibat terjadinya pemadaman. AENS dinyatakan dengan perbandingan antara jumlah energi yang hilang saat terjadi pemadaman dengan jumlah pelanggan yang masih dialiri energi listrik dapat dirumuskan dengan Persamaan 2.11.

$$AENS = \frac{\text{jumlah energi yang tidak tersalurkan oleh sistem}}{\text{jumlah pelanggan yang di layani}}$$

$$AENS = \frac{ENS}{\Sigma n} \quad (2.11)$$

Dimana:

AENS = *Average Energy Not Supplied* (Rata-rata energi yang tidak tersalurkan)

Σn = Jumlah Pelanggan yang dilayani

2.1.9.1. Tarif Dasar listrik

Tarif dasar listrik adalah tarif yang dikenakan oleh pemerintah untuk konsumen listrik. Pada penelitian ini TDL digunakan untuk mendapatkan nilai ekonomis berupa kerugian rupiah yang dialami pihak PLN disebabkan oleh gangguan dalam sistem distribusi karena dengan adanya energi tak tersalurkan maka ada kWh yang tidak dapat dijual ke konsumen, sehingga nilai rupiah yang seharusnya dijadikan pendapatan menjadi nilai rupiah yang merugikan. Cara yang digunakan dalam menentukan nilai nominal kerugian rupiah pada penelitian ini hampir sama dengan menghitung tarif pemakaian listrik pada umumnya, namun dalam penelitian ini kWh yang dihitung adalah kWh yang tidak dapat dijual yaitu nilai energi tak tersalurkan (ENS) dapat dirumuskan dengan Persamaan 2.12 [26].

$$\text{Kerugian Ekonomis} = \text{ENS} \times \text{TDL} \quad (2.12)$$

Dimana :

ENS = *Energy Not Supplied* (energi tidak tersalurkan)

TDL = Tarif dasar listrik peraturan menteri ESDM No 10 tahun 2022

2.2 Kajian Penelitian Relevan

Adapun kajian penelitian yang relevan dalam penelitian ini adalah

1. Rosade E. Hutasoit (2018)

Penelitian Rosade E. Hutasoit dengan judul analisa keandalan sistem jaringan distribusi 20 kV PT.PLN (persero) Delitua berbasis matlab. Penelitian ini merupakan penelitian yang menggunakan metode deskriptif kualitatif,

penelitian ini bertujuan menganalisis indeks keandalan jaringan distribusi 20 kV dengan menggunakan aplikasi matlab dan membandingkan dengan target PT.PLN (Persero) Rayon Delitua. Berdasarkan hasil penelitian dapat disimpulkan bahwa hasil penelitian diperoleh nilai SAIDI 162,33 mnt/plg dan CAIDI 113,59 mnt/kali yang artinya berada dibawah target, namun nilai SAIFI sebesar 1,429 kali/plg sudah berada di atas target yang tentukan[44].

2. Danu Saputra (2018)

Penelitian Danu Saputra dengan judul Analisa indeks keandalan dan nilai ekonomi system distribusi 20 kV penyulang J6 PT. PLN (Persero) UP3 Balikpapan penelitian ini bertujuan Analisa indeks keandalan dan nilai ekonomi system distribusi 20 kV penyulang J6 PT. PLN (Persero) UP3 Balikpapan dan hasil penelitian Indeks keandalan pada penyulang j 6 periode tahun 2018 yaitu SAIFI, SAIDI dan CAIFI berturut –turut adalah 96,24 52,05 dan 1,85 dan kerugian ekonomisnya adalah 333.911.55[45].

3. Jufrizel, MT dan Rahmat Hidayatullah (2017)

Jufrizel, MT dan Rahmat Hidayatullah dengan judul analisa keandalan sistem distribusi 20 kV Menggunakan metode *section Technique* dan RIA –*Section technique* pada penyulang Adi Sucipto Pekanbaru. Penelitian bertujuan untuk menganalisa keandalan sistem distribusi 20 kV menggunakan metode *section Technique* dan RIA –*Section technique* atau metode gabungan. Berdasarkan hasil penelitian dapat disimpulkan bahwa Berdasarkan hasil perhitungannya, didapatkan adanya peningkatan nilai hasil indeks keandalan, baik SAIFI maupun SAIDI. Pada metode *section technique* nilai SAIFI yaitu 6.917

jam/tahun, meningkat 0.449 jam/tahun yaitu sebesar 7.366 jam/tahun pada metode gabungan. Sedang nilai SAIDI pada metode *section technique* meningkat 2.505 kali/tahun dari 19.585 jam/tahun ke 22.090 jam/tahun [46].

4. R. Harahap (2022)

R. Harahap dengan judul analisis indeks keandalan pada jaringan distribusi 20 kV PT.PLN lubuk pakam .Dalam penelitian ini, menghitung indeks keandalan SAIDI, SAIFI, CAIDI, CAIFI, dan MAIFI berdasarkan tingkat kegagalan, waktu perbaikan, dan waktu kegagalan menggunakan prosedur RIA dan FMEA untuk jaringan distribusi 20kV. Hasil perhitungan akan dibandingkan dengan standar SPLN 68-2:1986 dan standar IEEE. 1366-2003. Dan menganalisis ENS, juga menghitung nilai ekonomis.

Penyulang SAIFI dan SAIDI KA.1 dan TW.1 dikatakan andal berdasarkan temuan analisis metode RIA dan FMEA karena tidak melebihi standar SPLN 68-2:1986 dengan nilai SAIFI 3,2 kali/tahun dan SAIDI sebesar 21,9 jam/tahun. maka nilai indeks SAIDI penyulang KU.1 dianggap andal . Indeks SAIFI belum bisa dikatakan andal karena melebihi standar SPLN No 68-2:1986 dengan nilai 3,2 kali per tahun, sedangkan standar SPLN No 68-2:1986 memiliki nilai 21,9 jam/tahun . Karena nilai indeks keandalan SAIFI dan SAIDI di atas melebihi IEEE, maka metode RIA untuk penyulang KA.1, KU.1, dan TW.1. melebihi standart 1366- 2003. Untuk metode FMEA dikatakan andal karena tidak melebihi standar IEEE std. 1366-2003 dengan nilai SAIFI 1,45 kali/tahun dan SAIDI 2,3 jam/tahun[42].

Tabel 2.4 Penelitian Relevan

Nama Tahun	judul	Metode	Hasil
Rosade E. Hutasoit 2018.	Analisa keandalan sistem jaringan distribusi 20 kV PT.PLN (persero) Delitua berbasis matlab	Descriptif, kualitatif	Hasil penelitian diperoleh nilai SAIDI 162,33 mnt/plg dan CAIDI 113,59 mnt/kali yang artinya berada dibawah target, namun nilai SAIFI sebesar 1,429 kali/plg sudah berada di atas target yang tentukan
Jufrizel, MT, Rahmat Hidayatullah 2017.	Analisa Keandalan Sistem Distribusi 20KV Menggunakan Metode <i>Section Technique</i> dan Ria – <i>Section Technique</i> pada Penyulang Adi Sucipto Pekanbaru	Descriptif, kualitatif	Metode <i>Section Technique</i> untuk nilai keandalan pada Feeder Adi Sucipto kurang handal, yaitu 6.917 kali/tahun. Sedangkan untuk nilai SAIDI, metode ini menunjukkan kehandalan yakni 19.585 jam/tahun. Untuk metode Gabungan (<i>RIA-Section Technique</i>) perhitungan nilai keandalan menunjukkan nilai kurang handal, baik nilai SAIFI ataupun SAIDI. Nilai SAIFI yakni 7.366 kali/tahun, dan nilai SAIDI 22.090 jam/tahun.
Danu Saputra 2018.	Menganalisis indeks keandalan dan nilai ekonomi system distribusi 20 kV penyulang J6 PT. PLN (Persero) UP3 Balikpapan	Descriptif, kualitatif	Hasil indeks keandalan pada penyulang j 6 periode tahun 2018 yaitu SAIFI, SAIDI dan CAIFI berturut –turut adalah 96,24 52,05 dan 1,85 dan kerugian ekonomisnya adalah 333.911.55
R. Harahap 2022.	Analisis indeks keandalan pada jaringan distribusi 20 kv PT.PLN Lubuk Pakam	Descriptif, kualitatif	Indeks keandalan jaringan distribusi 20 kV menggunakan metode RIA , penyulang KA.1 nilai indeks yang diperoleh SAIFI sebesar 1,604 kali/tahun, SAIDI sebesar 5,885 jam/tahun, CAIDI sebesar 10,907 jam/tahun, CAIFI sebesar 0,2722 kali/tahun dan MAIFI sebesar 0,0214 kali/tahun. Penyulang KU.1 nilai indeks yang diperoleh SAIFI sebesar 4,181 kali/tahun, SAIDI sebesar 14,228 jam/tahun, CAIDI sebesar 17,1856 jam/tahun, CAIFI sebesar 0,292 kali/tahun dan MAIFI sebesar 0,0582

Sedangkan untuk penelitian yang saat ini dilakukan peneliti adalah sebagai

berikut:

1. Penelitian saat ini

Penelitian saat ini berjudul analisis indeks keandalan secara teknis dan ekonomis jaringan distribusi 20 kV dengan menggunakan metode *section technique* pada PT.PLN (Persero) Rayon Belawan. Penelitian ini bertujuan untuk Menganalisis indeks keandalan SAIDI, SAIFI dan CAIDI menggunakan metode *Section Technique* dan mengevaluasi keandalan sesuai dengan Standart Indeks Keandalan IEEE Std 1366 – 2003 dan menganalisis rata-rata energi yang tidak tersalurkan secara teknis dan ekonomis akibat terjadinya pemadaman di PT.PLN (Persero) Rayon Belawan. Penelitian ini dilakukan dengan metode penelitian kualitatif. Dimana data yang dikumpulkan berupa single line diagram penyulang PT. PLN (Persero) Rayon Belawan, jumlah data pelanggan, data panjang line persegmen dan data gangguan jaringan distribusi. Berikut adalah Tabel penelitian yang sekarang.

Tabel 2.5 Penelitian saat ini

Nama	Judul	Metode	Hasil yang diinginkan
Penelitian saat ini	Analisis indeks keandalan secara teknis dan ekonomis jaringan distribusi 20 kv dengan menggunakan metode <i>section technique</i> pada PT.PLN (Persero) Rayon Belawan	Descriptif, kualitatif	Mengetahui indeks keandalan SAIDI, SAIFI dan CAIDI menggunakan metode <i>Section Technique</i> dan mengevaluasi keandalan sesuai dengan Standart Indeks Keandalan IEEE Std 1366 - 2003 Mengetahui rata-rata energi yang tidak tersalurkan secara teknis dan ekonomis akibat terjadinya pemadaman di PT. PLN (Persero) Rayon Belawan.

Perbandingan antara penelitian relevan dengan penelitian yang saat ini dapat dilihat pada Tabel 2.3.

Tabel 2.6 Perbandingan penelitian Relevan dengan Penelitian Saat ini

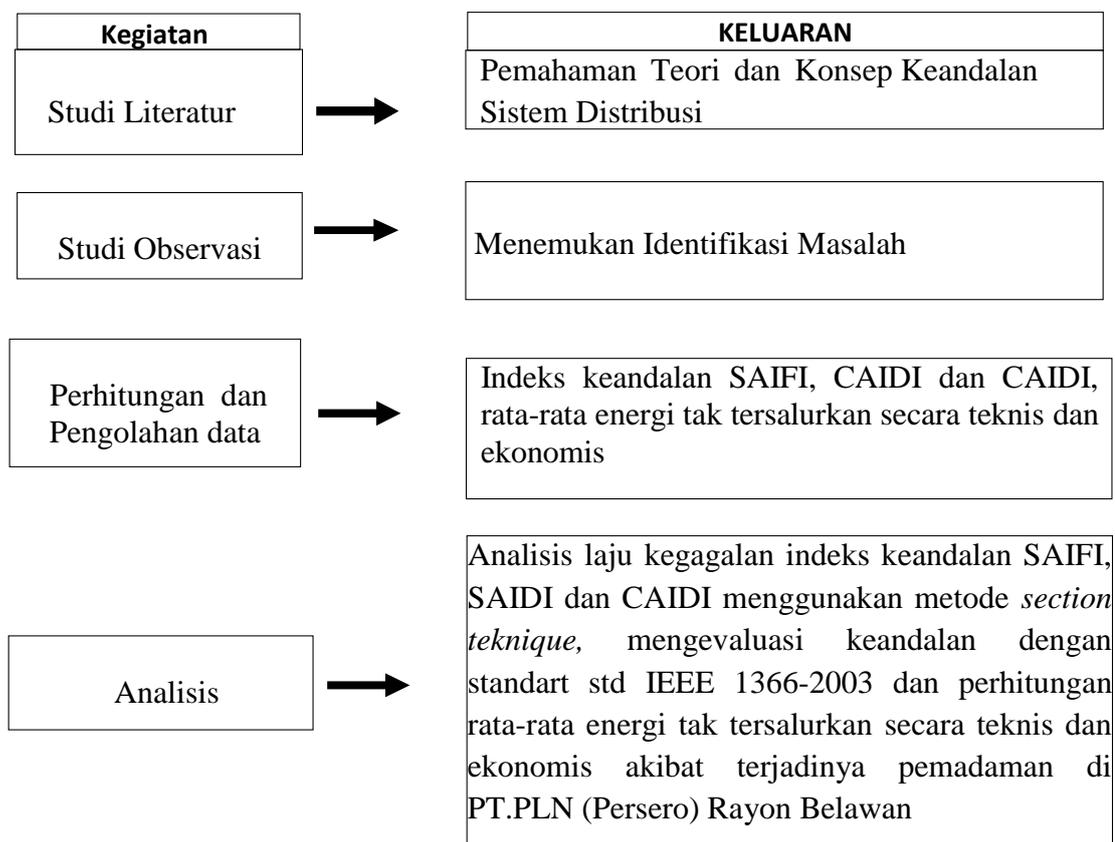
penelitian	Relevan	Peneliti	Saat ini
Rosade E. Hutasoit 2018.	Yang diteliti adalah jaringan distribusi 20 kV PT.PLN (persero) Delitua berbasis matlab	Saat ini	Yang diteliti adalah indeks keandalan secara teknis dan ekonomis jaringan distribusi 20 kV pada PT.PLN (Persero) Rayon Belawan
Jufrizel, MT, Rahmat Hidayatul lah 2017.	Yang di teliti adalah Keandalan Sistem Distribusi 20 kV Menggunakan Metode <i>Section Technique</i> dan Ria – <i>Section Technique</i> pada Penyulang Adi Sucipto Pekanbaru		Yang diteliti adalah jaringan distribusi 20 kV dengan menggunakan metode <i>section technique</i> pada PT.PLN (Persero) Rayon Belawan
Danu Saputra 2018.	Yang diteliti adalah indeks keandalan dan nilai ekonomi system distribusi 20 kV penyulang J6 PT. PLN (Persero) UP3Balikpapan		Yang diteliti adalah indeks keandalan secara ekonomis jaringan distribusi 20 kV dengan menggunakan metode <i>section tehnikue</i> pada PT.PLN (Persero) Rayon Belawan
R. Harahap 2022.	Yang diteliti adalah indeks keandalan pada jaringan distribusi 20 kV PT.PLN lubuk pakam dengan menggunakan metode RIA dan metode FEMEA .		Yang diteliti Analisis indeks keandalan secara teknis dan ekonomis jaringan distribusi 20 kV dengan menggunakan metode <i>section technique</i> pada PT.PLN (Persero) Rayon Belawan

2.3 Kerangka Berpikir

Kerangka berpikir/konseptual dibutuhkan guna mendapatkan data yang mendukung untuk penelitian ini sehingga didapatkan gambaran yang akurat terkait sistem keandalan. Studi observasi dilakukan untuk mendapat gambaran dilapangan terkait permasalahan gangguan jaringan distribusi atau gangguan pada sistem keandalan. Pengolahan data bertujuan untuk mendapatkan data dan Informasi gangguan pada sistem Keandalan. Analisis data digunakan untuk Perhitungan laju kegagalan Indeks Keandalan SAIFI, SAIDI dan CAIDI menggunakan metode *section technique* dan mengevaluasi keandalan dengan

standart Std IEEE 1366-2003. Analisis bertujuan menganalisis Analisis rata-rata energi tak tersalurkan secara teknis dan ekonomis akibat terjadinya pemadaman di PT.PLN (Persero) Rayon Belawan.

Pada penyusunan tesis ini di perlukan kerangka berpikir yang jelas setiap tahapannya. Kerangka konseptual yang yang dilakukan dengan langkah-langkah yang berurutan dengan penyelesaian masalah yang akan dibahas. Adapun kerangka konseptual ini diuraikan pada Gambar 2.3.



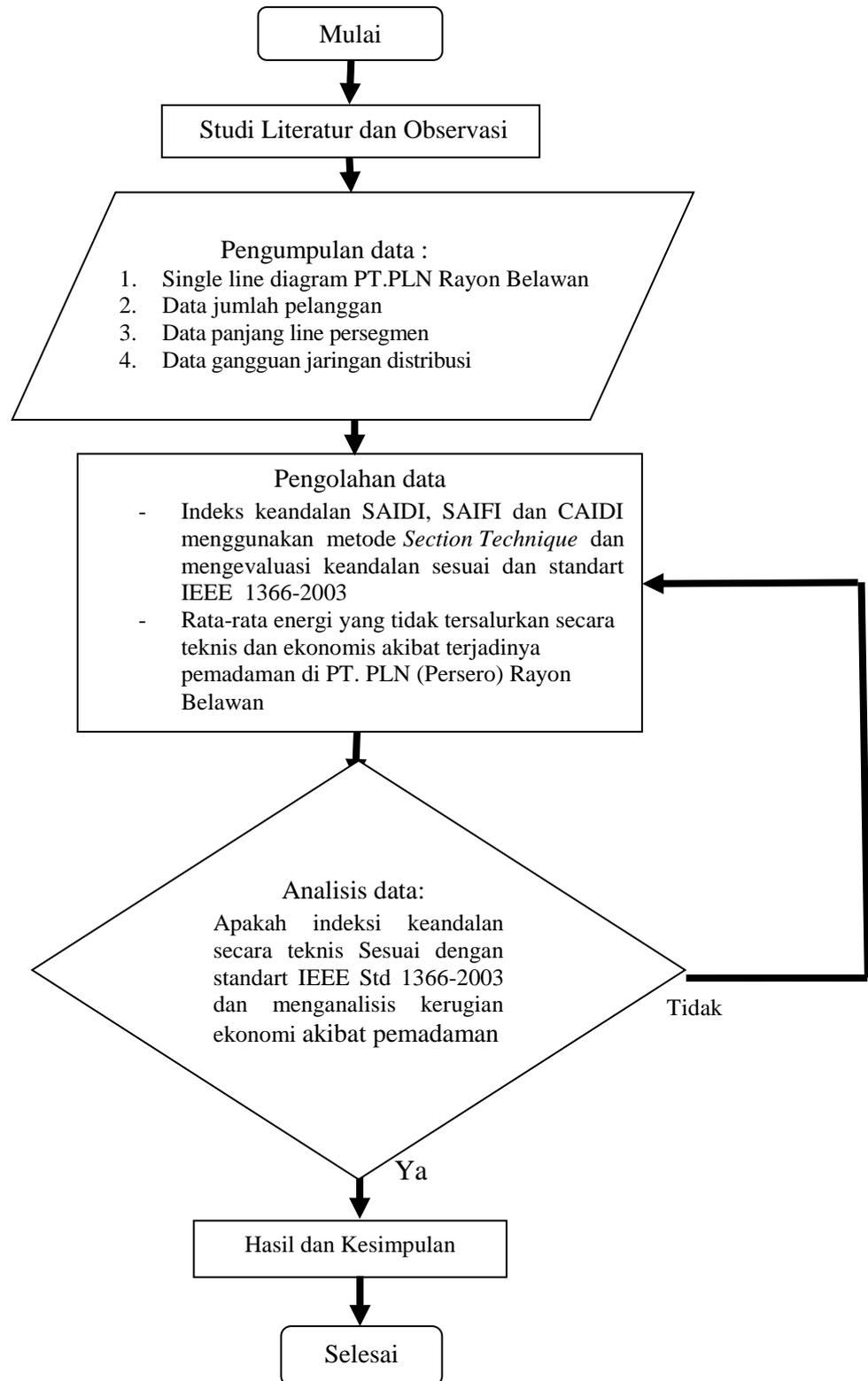
Gambar 2.3 Kerangka Berpikir/Konseptual Penelitian

BAB III

METODE PENELITIAN

3.1 Pendekatan Penelitian

Jalannya penelitian ini memiliki prosedur dalam memulai dan memasukkan data yang dianalisis. Dimulai dari dengan mendapatkan jumlah gangguan pada sistem keandalan, gangguan sementara atau gangguan permanen dan kemudian menganalisis nilai indeks keandalan SAIFI, SAIDI dan CAIDI dengan menggunakan metode *section tehniqe*, kemudian menganalisis secara ekonomis dan mengevaluasi keandalan dengan standart IEEE Std 1366-2003. Adapun Gambar 3.1 merupakan Metode penelitian yang sedang dilakukan.



Gambar 3.1 *Flowchart* Penelitian /Diagram Alir Penelitian

3.2 Tempat dan Waktu penelitian

Lokasi yang dipilih sebagai tempat pelaksanaan penelitian adalah PT.PLN (Persero) Rayon Belawan Jl. Medan Belawan, Belawan Bahari, Medan Kota Belawan, Kota Medan, Sumatera Utara

3.3 Definisi Operasional Variabel

Sesuai dengan judul penelitian yang dipilih penulis yaitu analisis indeks keandalan secara teknis dan ekonomis jaringan distribusi 20 kV maka definisi operasional variabel dalam penelitian ini adalah:

1. Indeks Keandalan secara teknis

Indeks Keandalan yaitu suatu metode pengevaluasian parameter keandalan suatu peralatan distribusi tenaga listrik terhadap keandalan mutu pelayanan kepada pelanggan. Untuk mengetahui indeks keandalan suatu jaringan distribusi dilakukan dengan menggunakan metode *section tehniqe* dan dapat dilakukan melalui Persamaan (2.4), (2.5) dan (2.6).

2. Secara Ekonomis

Secara ekonomis adalah sebuah tehnik yang digunakan untuk menuju keberhasilan dalam penekanan biaya atau pengefektifan biaya. Untuk menghitung nilai ekonomis dilakukan melalui Persamaan (2.9), (2.10), (2.11) dan (2.12).

3.4 Teknik Pengumpulan Data

Jenis data yang dikumpulkan dalam penelitian ini adalah data primer dan data sekunder.

a) Data Primer.

Adalah data yang dihasilkan dari pengamatan secara langsung terhadap objek penelitian. Salah satu metode yang digunakan yaitu dengan melakukan wawancara secara langsung pada saat berada di lapangan untuk mengetahui kondisi atau gambaran sistem distribusi tenaga listrik di wilayah kerja PT. PLN (Persero) Rayon Belawan, mengetahui penyulang yang tingkat keandalannya masih rendah, dan target nilai indeks keandalan yang ingin dicapai oleh PLN (Persero) Rayon Belawan.

b) Data Sekunder.

Proses pengumpulan data ini dilakukan dengan pengambilan data-data melalui studi pustaka dan dari data yang ada di aset PT. PLN (Persero) Rayon Belawan, data-data yang diperlukan adalah :

1. Data single line diagram penyulang (feeder) 20 kV. Data single line diagram digunakan untuk mengetahui komponen komponen apa saja yang ada pada jaringan distribusi dan jumlah titik beban (*load point*).
2. Data panjang saluran penyulang (feeder) 20 kV (SKTM dan SUTM). Data panjang saluran penyulang dibutuhkan untuk mengetahui panjang saluran distribusi pada suatu penyulang (feeder) dan untuk mengetahui nilai indeks keandalan pada suatu penyulang. Adapun data panjang saluran yang

dibutuhkan yaitu panjang saluran distribusi jaringan tegangan menengah 20 kV berdasarkan single line diagram penyulang.

3. Data jumlah pelanggan setiap load point pada penyulang. Data jumlah pelanggan setiap *load point* digunakan untuk mengetahui jumlah total pelanggan yang ada pada setiap load point, dan juga untuk mengetahui tingkat keandalan pada *load point* tersebut.
4. Data gangguan yang terjadi pada penyulang. Data gangguan ini dibutuhkan untuk mengetahui tingkat keandalan real yang terjadi di lapangan pada sistem dalam setiap tahunnya. Data gangguan tersebut meliputi:
 1. Jumlah kali pemadaman dan lama padam yang terjadi pada penyulang selama dua tahun terakhir.
 2. Jumlah energi listrik yang tidak tersalurkan akibat gangguan.
 3. Parameter setiap komponen sesuai SPLN No. 59 Tahun 1985. Parameter ini dipakai untuk menghitung besarnya indeks kegagalan pada setiap peralatan sistem distribusi, seperti tingkat kegagalan, waktu perbaikan dan waktu pemindahan.

3.5 Teknik Analisis Data

Setelah data-data yang diperlukan telah terpenuhi kemudian melakukan perhitungan dan analisa indeks-indeks keandalan menggunakan metode *Section Technique*, berdasarkan data-data dan juga rumus-rumus dari referensi yang terkait. Tahapan yang digunakan dalam perhitungan metode ini adalah:

- a. Membagi penyulang menjadi beberapa *section*.
- b. Identifikasi mode kegagalan.

Dalam mengidentifikasi mode kegagalan data yang diperlukan yaitu waktu beroperasinya sistem dalam satu tahun dan banyaknya gangguan yang terjadi dalam satu tahun penuh.

1. Menentukan waktu pemulihan sistem (*repair time*)
2. Untuk menentukan waktu pemulihan sistem, data yang dibutuhkan berupa waktu perbaikan atau penormalan kembali jaringan distribusi sesuai dengan standart kegagalan komponen pada SPLN No. 59.1985.
3. Menentukan efek tiap mode kegagalan.
4. Adapun dalam menentukan efek tiap mode kegagalan data yang dibutuhkan yaitu data waktu operasinya sistem dalam satu tahun.
5. Menghitung indeks keandalan pada setiap sistem
6. Menghitung nilai ekonomis pada setiap sistem

Dalam menentukan indeks keandalan sistem pada penelitian ini indeks yang akan dihitung yaitu SAIFI, SAIDI dan CAIDI. Sedangkan data yang diperlukan dalam menghitung tingkat keandalan yaitu data panjang saluran distribusi, data kegagalan pada setiap komponen sesuai standart SPLN No. 59.1985, data jumlah pelanggan tiap titik beban dan data gangguan yang terjadi pada feeder (penyulang) selama satu tahun penuh .

3.5.1 Teknik Analisis Data Penyulang

PT.PLN (Persero) Rayon Belawan adalah unit pelaksana pelayanan pelanggan di wilayah kerja kota Belawan yang memiliki peranan penting dan

memiliki tanggung jawab dalam memberikan pelayanan dan kualitas energi yang terjamin sesuai dengan standar dalam penyaluran energi listrik kepada konsumen. PT.PLN (Persero) Rayon Belawan terdiri dari 32 penyulang atau feeder salah satu dari 32 penyulang di PT.PLN (Persero) Rayon Belawan adalah penyulang Lamhotma 01 (LH01). Penyulang Lamhotma 01 (LH01) di suplai dari gardu induk Paya pasir dengan daya 60 MVA penyulang ini memiliki beban yang berbeda pada setiap titik beban yaitu beban industri dan beban rumah tangga. Penyulang Lamhotma 01 (LH01) memiliki 30 titik beban berupa trafo distribusi dengan total pelanggan 6854 pelanggan dan penyulang ini terbagi menjadi 30 line dengan total panjang line mencapai 11,129 kms dengan daya beban 135 A. Pada Penyulang Lamhotma 01 (LH01) terdiri dari 5 buah sectionalizer dan penyulang ini terbagi menjadi 4 *section* (bagian). Data jumlah pelanggan penyulang Lamhotma 01 (LH01) PT.PLN (Persero) Rayon Belawan berdasarkan *section*.

Adapun data penyulang Lamhotma 01 (LH01) berdasarkan *section* dapat diuraikan sebagai berikut:

1. Data jumlah pelanggan tiap titik Beban Penyulang Lamhotma 01 (LH01) yang dianalisis dari *section* I

Adapun jumlah pelanggan tiap titik beban penyulang Lamhotma 01 (LH01) yang dianalisis dari *section* 1 dapat dilihat pada Tabel 3.1.

Tabel 3.1 Jumlah Pelanggan Tiap Titik Beban Penyulang Lamhotma 01 (LH01) yang dianalisis dari *section 1*

No	Titik Beban	Transformator	Kapasitas Daya (MVA)	Jumlah Pelanggan
1	1	BL 530	0,10	215
2	2	BL 554	0,57	317
3	3	BL 976	0,6	252
4	4	BL 1114	0,35	220
5	5	BL 1070	0,15	138
			Total	1142

2. Data jumlah pelanggan tiap titik Beban Penyulang Lamhotma 01 (LH01) yang dianalisis dari *section II*.

Adapun jumlah pelanggan tiap titik Beban Penyulang Lamhotma 01 (LH01) yang dianalisis dari *section II* dapat dilihat pada Tabel 3.2.

Tabel 3.2 Jumlah Pelanggan Tiap Titik Beban Penyulang Lamhotma yang dianalisis dari *section II*

No	Titik Beban	Transformator	Kapasitas daya (MVA)	Jumlah Pelanggan
1	6	BL 331	0,5	255
2	7	BL 905	0,7	245
3	8	BL 952	0,65	319
4	9	BL 824	0,85	319
5	10	BL 78	0,65	247
6	11	Bl 622	0,75	260
7	12	BL 161	0,65	266
8	13	BL 831	0,8	126
9	14	BL 578	0,25	128
			Total	2165

3. Data jumlah pelanggan tiap Titik Beban Penyulang Lamhotma 01 (LH01) yang dianalisis dari *section III*.

Data jumlah pelanggan tiap titik beban penyulang Lamhotma terdiri dari 3814 pelanggan. Adapun jumlah Pelanggan Tiap Titik Beban Penyulang Lamhotma yang dianalisis dari *section III* dapat dilihat pada Tabel 3.3.

Tabel 3.3 Jumlah pelanggan tiap Titik Beban Penyulang Lamhotma 01 (LH01) yang dianalisis dari *Section III*

No	Titik Beban	Transformator	Kapasitas daya (MVA)	Jumlah Pelanggan
1	15	BL 473	0,45	287
2	16	BL 594	0,8	191
3	17	BL 690	0,7	265
4	18	BL 669	0,8	315
5	19	BL089	0,7	96
6	20	BL 108	0,45	239
7	21	BL 507	0,6	382
8	22	BL 1143	0,65	250
9	23	BL 978	0,9	174
10	24	BL 1155	0,7	315
Total				2314

4. Data jumlah pelanggan tiap Titik Beban Penyulang Lamhotma 01 (LH01) yang dianalisis dari *section IV*.

Adapun jumlah pelanggan tiap titik beban penyulang Lamhotma yang dianalisis dari *section IV* dapat dilihat pada Tabel 3.4.

Tabel 3.4 Jumlah Pelanggan Tiap Titik Beban Penyulang Lamhotma 01 (LH01) yang dianalisis dari *section IV*

No	Titik Beban	Transformator	Kapasitas daya (MVA)	Jumlah Pelanggan
1	25	BL 945	0,65	200
2	26	BL 694	0,35	192
3	27	BL 873	0,65	125
4	28	BL 873	0,8	275
5	29	BL 874	0,7	583
6	30	BL 168	0,35	125
Total				1233

Jumlah pelanggan setiap *section* penyulang Lamhotma 01 (LH01) bervariasi dapat dilihat dari Tabel 3.1 sampai dengan Tabel 3.4 jumlah pelanggan *section I* sebanyak 1142 pelanggan, *section II* sebanyak 2165 pelanggan, *section III* sebanyak 2314 pelanggan, *section IV* sebanyak 1233 pelanggan. Pelanggan di penyulang Lamhotma 01 (LH01) terdiri pelanggan rumah tangga, pelanggan komersial, dan pelanggan publik.

Penyulang Lamhotma 01 (LH01) terbagi menjadi 30 saluran udara dengan total panjang saluran 11,129 kms sesuai dengan Tabel 3.5 sampai dengan Tabel 3.8, penyulang Lamhotma (LH01) merupakan penyulang yang jumlah *line* tidak terlalu banyak dan *line* tidak terlalu panjang. Data panjang saluran pada penyulang Lamhotma (LH01) dapat di lihat pada Tabel 3.5 sampai dengan Tabel 3.8.

5. Data panjang tiap saluran *section* I Penyulang Lamhotma 01 (LH01)

Adapun data panjang tiap saluran *section* I penyulang Lamhotma dapat di lihat pada Tabel 3.5.

Tabel 3.5 Panjang Tiap Saluran *Section* I Penyulang Lamhotma 01 (LH01)

No	Peralatan	Panjang Saluran (km)
1	Line 1	0,59
2	Line 2	0,59
3	Line 3	0,182
4	Line 4	0,198
5	Line 5	0,1

6. Data panjang tiap saluran *section* II Penyulang Lamhotma 01 (LH01)

Adapun data panjang tiap saluran *section* II Penyulang Lamhotma dapat di lihat pada Tabel 3.6.

Tabel 3.6 Panjang Tiap Saluran *Section* II Penyulang Lamhotma 01(LH01)

No	Peralatan	Panjang saluran (km)
6	Line 6	0,257
7	Line 7	0,717
8	Line 8	0,278
9	Line 9	0,296
10	Line10	0,259
11	Line11	0,676
12	Line12	0,228
13	Line13	0,439
14	Line14	0,138

7. Data panjang tiap saluran *section* III Penyulang Lamhotma 01 (LH01)

Tabel 3.7 memberikan informasi tentang panjang setiap saluran di *section* III Penyulang Lamhotma.

Tabel 3.7 Panjang Setiap Saluran *Section* III Penyulang Lamhotma 01(LH01)

No	Peralatan	Panjang Saluran (km)
1	Line 15	0,193
2	Line 16	0,286
3	Line 17	0,243
4	Line 18	0,105
5	Line 19	0,218
6	Line 20	0,234
7	Line 21	0,162
8	Line 22	0,206
9	Line 23	0,165
10	Line 24	0,275

8. Data panjang tiap saluran *section* IV Penyulang Lamhotma 01 (LH01)

Tabel 3.8 Memberikan informasi tentang panjang setiap saluran di *section* IV Penyulang Lamhotma.

Tabel 3.8 Panjang Setiap Saluran *Section* IV Penyulang Lamhotma 01 (LH01)

No	Peralatan	Panjang Saluran (km)
1	Line 25	0,262
2	Line 26	0,211
3	Line 27	0,221
4	Line 28	0,289
5	Line 29	0,125
6	Line 30	0,245

9. Data gangguan selama satu tahun PT.PLN (Persero) Rayon Belawan

Adapun jumlah gangguan yang terjadi PT.PLN (Persero) Rayon Belawan selama satu tahun dapat di lihat pada Tabel 3.9.

Tabel 3:9 Data Gangguan Selama Satu Tahun 2021

Bulan	Jumlah pelanggan padam	Total pelanggan yang dilayani	Durasi pelanggan padam (jam)
Febrari 2021	150	6854	672
Maret 2021	250	6854	720
April 2021	310	6854	744
Mei 2021	280	6854	720
Juni 2021	390	6854	744
Juli 2021	496	6854	744
Agustus 2021	680	6854	744
September 2021	510	6854	720
Oktober 2021	400	6854	744
November 2021	424	6854	720
Desember 2021	353	6854	744
January 2021	200	6854	744

10. Data gangguan *section* I, II, III dan IV PT.PLN (Persero) Rayon Belawan

Adapun jumlah gangguan yang terjadi PT.PLN (Persero) Rayon Belawan selama satu tahun dapat di lihat pada Tabel 3.10.

Tabel 3:10 Data Gangguan *Section* I, II, III dan IV Penyulang Lamhotma

<i>Section</i>	Jumlah Pelanggan Padam	Total Pelanggan yang di layani	Durasi pelanggan padam (jam)
I	1142	1142	6,7388
II	2165	2165	15,6858
III	2314	2314	14,2483
IV	1233	1233	10,0374

11. Data Indeks Kegagalan Peralatan Jaringan Distribusi Sesuai dengan Standart SPLN No 59 tahun 1985

Tabel 3.11 Indeks Kegagalan Peralatan Jaringan Distribusi sesuai dengan Standart SPLN No.59 Tahun1985

Peralatan	Laju kegagalan (Kali/tahun)	Waktu perbaikan (jam)	Waktu pemindahan (jam)
Saluran Udara	0,2	3	0,15
Kabel Saluran	0,07	10	0,15
Circuit Breaker	0,004	10	0,15
Sakelar Beban	0,003	10	0,15
Sectionalizer	0,003	10	0,15
Recloser	0,005	10	0,15
Trafo Distribusi	0,005	10	0,15

Sumber: SPLN No 59 tahun 1985

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Hasil Penelitian

Penelitian ini merupakan penelitian yang di fokuskan di jaringan distribusi 20 kV PT.PLN (Persero) Rayon Belawan terdiri dari 32 penyulang atau feeder salah satu dari 32 penyulang di PT.PLN (Persero) Rayon Belawan adalah penyulang Lamhotma. Penyulang Lamhotma di suplai dari gardu induk paya pasir dengan daya 60 MVA penyulang ini memiliki beban yang berbeda pada setiap titik beban yaitu beban industri dan beban rumah tangga. Penyulang Lamhotma memiliki 30 titik beban berupa transformator distribusi dengan total pelanggan 6854 pelanggan dan penyulang ini terbagi menjadi 30 line dengan total panjang line mencapai 11,129 kms dengan daya beban 135 A. Pada Penyulang Lamhotma 01 (LH01) terdiri dari 5 buah sectionalizer dan penyulang ini terbagi menjadi 4 *section* (bagian).

Penelitian ini merupakan penelitian yang di fokuskan pada penyulang Lamhotma PT.PLN (Persero) Rayon Belawan. Penyulang Lamhotma 01 (LH01) memiliki peralatan-peralatan jaringan distribusi yang berfungsi menyalurkan dan mendistribusikan energi listrik dari pusat pembangkit ke konsumen atau pelanggan energi listrik. Penyulang Lamhotma sering mengalami pemadaman akibat terjadinya gangguan atau kerusakan pada peralatan-peralatan yang mengakibatkan kurang lancar penyaluran energi listrik kekonsumen, dengan banyaknya pemadaman dapat mengakitkan kerugian bagi penyedia energi listrik dan juga pemakai energi listrik. Maka

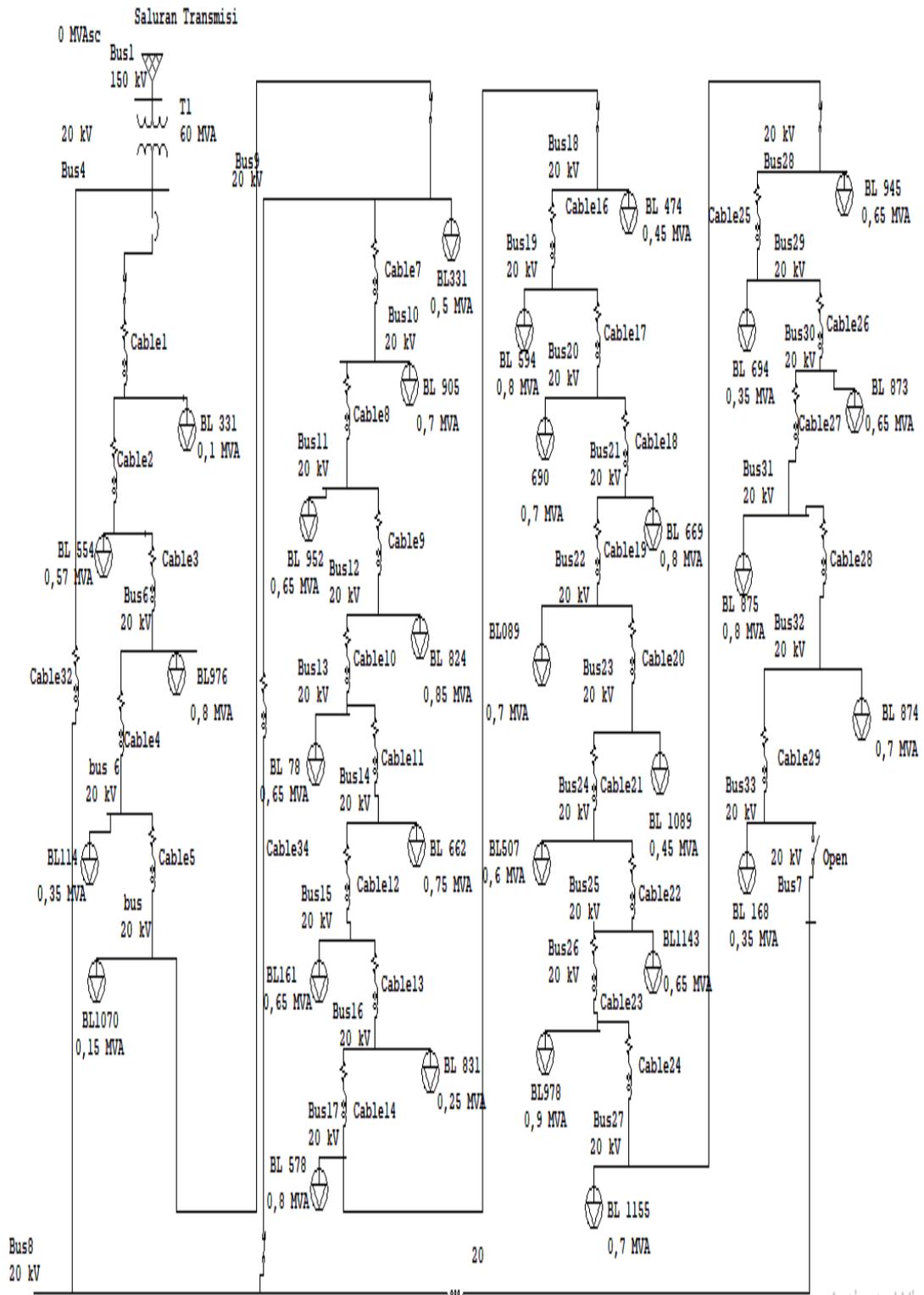
perlu dilakukan analisis Indeks keandalan dipenyulang Lamhotma, analisis digunakan untuk mengevaluasi peralatan-peralatan jaringan distribusi tenaga listrik, indeks keandalan yang dianalisis adalah indeks kendalan SAIFI, SAIDI dan CAIDI [2] dengan menggunakan metode *section* teknik. Indeks keadaan dianalisis secara teknis dan ekonomis yang bertujuan untuk mengetahui banyaknya kerugian yang diakibatkan kurang andalnya peralatan jaringan distribusi listrik yang di miliki PT.PLN (Persero) Rayon Belawan. Banyaknya gangguan atau pemadaman di penyulang Lamhotma mengakibatkan banyaknya energi yang tidak tersalurkan atau tidak dapat dijual ke konsumen. Dengan demikian gangguan yang diakibatkan kurang andalnya suatu peralatan jaringan distribusi listrik mengakibatkan kerugian ekonomis [42] bagi PT.PLN (Persero) Rayon Belawan.

4.1.1 Deskripsi Data

Pada penelitian ini data di peroleh dengan melakukan observasi secara langsung di lapangan mengetahui kondisi atau gambaran sistem distribusi tenaga listrik di wilayah kerja PT.PLN (Persero) Rayon Belawan. Dalam laporan tahunan terdapat data gangguan pemadaman penyulang lamhotma Data yang diperoleh berupa data single line diagram dan mengelompokkan tiap bus pada setiap titik pada parameter yang diketahui maka akan di dapatkan data berupa data gangguan pada bulan February 2021 sampai dengan January 2022.

4.1.2 Analisis Perhitungan Secara Teknis

Keandalan dengan menggunakan metode *section tehniqe* adalah analisis dilakukan dengan mengevaluasi keandalan jaringan distribusi berdasarkan data yang telah dibahas pada bab II dengan menggunakan panjang line dan waktu pemulihan peralatan pada jaringan distribusi 20 KV dan untuk perhitungan keandalan pada setiap *section* di jelaskan sebagai berikut:



Gambar 4.1 Single Line Penyulang Lamhotma dengan Menggunakan Etap 12,6

4.1.2.1 Section I

Untuk mengetahui bagaimana pengaruh suatu kegagalan dari peralatan dari suatu sistem dapat dilihat dari daftar mode kegagalan pada Tabel 4.1.

Tabel 4.1 Daftar Mode Kegagalan dari Section I

Peralatan	Titik beban yang di pengaruhi pada saat perbaikan (jam)	Titik beban yang di pengaruhi pada saat pemulihan sistem (jam)
Circuit Breaker	TB 1-TB 5	—
Transformator 1	TB 1	—
Transformator 2	TB 2	—
Transformator 3	TB 3	—
Transformator 4	TB 4	—
Transformator 5	TB 5	—
Line 1	TB 1-TB 5	TB 6-TB 30
Line 2	TB 1-TB 5	TB 6-TB 30
Line 3	TB 1-TB 5	TB 6-TB 30
Line 4	TB 1-TB 5	TB 6-TB 30
Line 5	TB 1-TB 5	TB 6-TB 30
Sectionalizer	TB 1-TB 5	TB 6-TB 30

Berdasarkan Tabel 4.1 untuk menghitung frekwensi dan durasi kegagalan pada setiap peralatan diambil satu contoh yaitu laju kegagalan Titik Beban 1 (λ_{TB}). Laju kegagalan (λ_{TB}) didapat dari penjumlahan Laju kegagalan yang berpengaruh pada titik beban 1 dan perkalian laju kegagalan peralatan dengan panjang saluran udara. Perkalian antara frekwensi gangguan (*Failure rate*) dan waktu perbaikan (*swiching time*) tergantung kondisi peralatan, apakah peralatan yang terganggu harus padam atau hanya mengalami waktu perbaikan (*swiching time*) pada saat terjadi gangguan.

Langkah selanjutnya adalah menentukan laju kegagalan peralatan untuk menghitung laju kegagalan pada *section* I dapat dilihat pada Tabel 4.2 dan dianalisis dengan menggunakan Persamaan 2.7.

$$\lambda_{TB} = \sum_{i=1}^k \lambda_i \quad (4.1)$$

Sebagai contoh Peralatan-peralatan yang terdapat pada Titik Beban satu (1) pada line 1 maka yang dihitung yaitu laju kegagalan *line* 1 kaitannya dengan panjang jaringan atau panjang saluran yaitu :

$$\lambda_{line\ 1} = \text{Frekwensi Peralatan } line\ 1 \times \text{Panjang saluran udara}$$

$$\begin{aligned} \lambda_{line\ 1} &= 0,2 \times 0,359 \\ &= 0,0718 \text{ gangguan / tahun} \end{aligned}$$

Tabel 4.2 Perhitungan Laju Kegagalan Peralatan pada Titik Beban 1 atau $\lambda_{TB\ 1}$

Peralatan	Frekwensi peralatan (gangguan/tahun)	Panjang Saluran Udara (km)	Laju kegagalan (kali pelanggan/Tahun)
Circuit breaker	0,004	-	-
Transformator	0,005	-	-
Sectionalizer 1	0,003	-	-
Line 1	0,2	0,359	0,071
Line 2	0,2	0,59	0,118
Line 3	0,2	0,182	0,036
Line 4	0,2	0,398	0,079
Line 5	0,2	0,1	0,020
Total			0,328

Dari tabel 4.2 Menunjukkan bahwa perhitungan nilai Titik Beban 1 adalah perkalian antara frekwensi gangguan dengan panjang saluran, maka laju kegagalan titik beban 1 sebesar 0,328 kali pelanggan/tahun. Nilai frekwensi untuk titik beban 2 sampai dengan titik beban 5 adalah sama dengan frekwensi titik beban 1 karena frekwensi pada setiap transformator diasumsikan sama.

Langkah selanjutnya adalah menghitung tingkat kegagalan Titik Beban 6 pada *section 1* dengan menggunakan Persamaan 2.7.

Tabel 4.3 Perhitungan Laju Kegagalan Peralatan Titik Beban 6 atau (λ_{TB6})

Peralatan	Frekwensi Peralatan (gangguan/tahun)	Panjang Saluran Udara (km)	Laju Kegagalan (kali pelanggan/tahun)
Circuit Breaker	0,004	-	-
Transformator	0,005	-	-
Sectionalizer 1	0,003	-	-
Line 1	0,2	0,359	0,071
Line 2	0,2	0,59	0,118
Line 3	0,2	0,182	0,036
Line 4	0,2	0,398	0,079
Line 5	0,2	0,1	0,020
Total			0,326

Tabel 4.3 Menunjukkan bahwa nilai frekwensi Titik Beban 7 sampai dengan Titik Beban 30 adalah sama dengan Titik Beban 6 hal tersebut terjadi karena saat peralatan yang mengalami gangguan berada di *section 1* maka pemisah akan membuka untuk sementara sehingga sistem atau peralatan akan putus untuk sementara. Setelah 0,15 jam maka penyulang Lamhotma 01 (LH01) akan menyuplai daya kembali dari gardu induk (GI) Paya Pasir ke *section II, III dan IV*.

Untuk menentukan durasi gangguan pada setiap *section* I digunakan dengan menggunakan Persamaan 2.8.

$$U_{TB} = \sum_{i=1}^k U_i = k \sum_{i=1}^k \lambda_i x r_i = k \quad (4.2)$$

Jika diambil satu contoh yaitu Titik Beban 1 ($U_{TB\ 1}$) pada line 1 maka dapat di hitung durasi gangguan pada line 1 kaitannya pada panjang jaringan adalah dengan menggunakan Persamaan 2.3.

$$U_{line\ 1} = \text{Laju kegagalan peralatan } (\lambda) \times \text{Waktu perbaikan peralatan } (U)$$

$$U_{line\ 1} = 0,0718 \times 3$$

$$= 0,2154 \text{ Jam /tahun}$$

Untuk mencari durasi Titik Beban 1 ($U_{TB\ 1}$) dan selanjutnya dapat dicari dengan cara menjumlahkan semua peralatan yang berpengaruh pada Titik Beban 1 atau titik beban lainnya dan untuk mencari laju kegagalan Titik Beban 1 ($\lambda_{TB\ 1}$) dapat di lihat pada Tabel 4.4.

Tabel 4.4 Perhitungan Durasi Gangguan Pada Titik Beban 1 (U_{TB1})

Peralatan	Frekwensi Peralatan (gangguan/tahun)	Waktu perbaikan (jam)	Waktu pemulihan (jam)	Durasi pemadaman (jam/tahun)
Circuit breaker	0,004	10	0,15	0,04
Transformator	0,005	10	0,15	0,05
Sectionalizer 1	0,003	10	0,15	0,03
Line 1	0,0718	3	0,15	0,215
Line 2	0,118	3	0,15	0,354
Line 3	0,0364	3	0,15	0,109
Line 4	0,0796	3	0,15	0,238
Line 5	0,02	3	0,15	0,06
			Total	1,097

Tabel 4.4 Menunjukkan bahwa Untuk mencari durasi Titik Beban 2 (U_{TB2}) sampai Titik Beban 5 (U_{TB5}) pada *section 1* dilakukan dengan cara yang sama. dan hasil dari Titik Beban 2 sampai dengan Titik Beban 5 sama karena nilai perbaikan dari masing-masing transformator diasumsikan sama.

Tabel 4.5 Menunjukkan bahwa semua peralatan pada Titik Beban 1 hanya memerlukan waktu perbaikan dan tidak memerlukan waktu pemulihan karena kegagalan peralatan akan menyebabkan kegagalan semua sistem kecuali transformator.

Tabel 4.5 Perhitungan Durasi Gangguan Pada Titik Beban 6 (U_{TB6})

Peralatan	Frekwensi peralatan (gangguan/tahun)	Waktu perbaikan (jam)	Waktu pemulihan (jam)	Durasi pemadaman (jam)
Circuit breaker	0,005	10	0,15	0,00075
Sectionalizer 1	0,003	10	0,15	0,00045
Line 1	0,071	3	0,15	0,0107
Line 2	0,118	3	0,15	0,0177
Line 3	0,036	3	0,15	0,0054
Line 4	0,079	3	0,15	0,0119
Line 5	0,02	3	0,15	0,0030
Total				0,0501

Tabel 4.5 Nilai durasi gangguan Titik Beban 7 (U_{TB7}) sampai dengan Titik Beban 30 (U_{TB30}) adalah sama dengan nilai Titik Beban 6 hal tersebut dapat terjadi karena saat *section* 1 mengalami gangguan sehingga *section* II, III dan IV akan mengalami pemutusan sementara dan selanjutnya sectionalizer 2 akan membuka dan beban di *section* II, III dan IV akan dilayani gardu induk (GI) paya pasir melalui penyulang Lamhotma 01 (LH01).

Berikut Hasil Perhitungan laju kegagalan (λ) dan durasi (U) gangguan Titik Beban *section* I dapat dilihat pada Tabel 4.6

Tabel 4.6 Hasil Perhitungan Laju Kegagalan (λ) dan Durasi (U) Gangguan Titik Beban pada *section* I

Titik beban	Laju kegagalan (kali pelanggan/tahun)	Durasi pemadaman (jam/tahun)
Titik Beban 1	0,328	1,097
Titik Beban 2	0,328	1,097
Titik Beban 3	0,328	1,097
Titik Beban 4	0,328	1,097
Titik Beban 5	0,328	1,097
Titik Beban 6	0,326	0,050
Titik Beban 7	0,326	0,050
Titik Beban 8	0,326	0,050
Titik Beban 9	0,326	0,050
Titik Beban 10	0,326	0,050
Titik Beban 11	0,326	0,050
Titik Beban 12	0,326	0,050
Titik Beban 13	0,326	0,050
Titik Beban 14	0,326	0,050
Titik Beban 15	0,326	0,050
Titik Beban 16	0,326	0,050
Titik Beban 17	0,326	0,050
Titik Beban 18	0,326	0,050
Titik Beban 19	0,326	0,050
Titik Beban 20	0,326	0,050
Titik Beban 21	0,326	0,050
Titik Beban 22	0,326	0,050
Titik Beban 23	0,326	0,050
Titik Beban 24	0,326	0,050
Titik Beban 25	0,326	0,050
Titik Beban 26	0,326	0,050
Titik Beban 27	0,326	0,050
Titik Beban 28	0,326	0,050
Titik Beban 29	0,326	0,050
Titik Beban 30	0,326	0,050

Dari Tabel 4.6 untuk mencari nilai indeks kendalan SAIDI, SAIFI dari *section 1* Sebagai contoh nilai SAIFI pada Titik Beban 1 dapat dicari dengan mengalikan Titik Beban 1 dengan jumlah konsumen pada Titik Beban 1 dan kemudian membagi dengan jumlah total keseluruhan konsumen yang dilayani, dapat dicari dengan menggunakan Persamaan 2.5.

$$SAIFI_{TB\ 1} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i \times N_i}{N_t} \text{ (pelanggan/tahun)}$$

$$SAIFI_{TB\ 1} = \frac{0,328 \times 415}{6854} = 0,0102 \text{ (pelanggan/tahun)}$$

$$SAIDI_{TB\ 1} = \frac{\sum_{i=1}^n U_i \times N_i}{N_t} \text{ (jam/pelanggan)}$$

$$SAIDI_{TB\ 1} = \frac{1,097 \times 415}{6854} = 0,034 \text{ (jam/pelanggan)}$$

Hasil Perhitungan nilai SAIFI, SAIDI dan Titik Beban 1 adalah SAIFI sebesar 0,010 kali pelanggan /tahun, SAIDI sebesar 0,034 jam/tahun, dan untuk perhitungan Titik Beban 2 sampai dengan Titik Beban 30 dapat dicari dengan menggunakan cara yang sama. Setelah didapatkan nilai SAIFI, dan SAIDI kemudian di jumlahkan total nilai SAIFI, dan SAIDI pada *section 1* dapat dilihat pada Tabel 4.7.

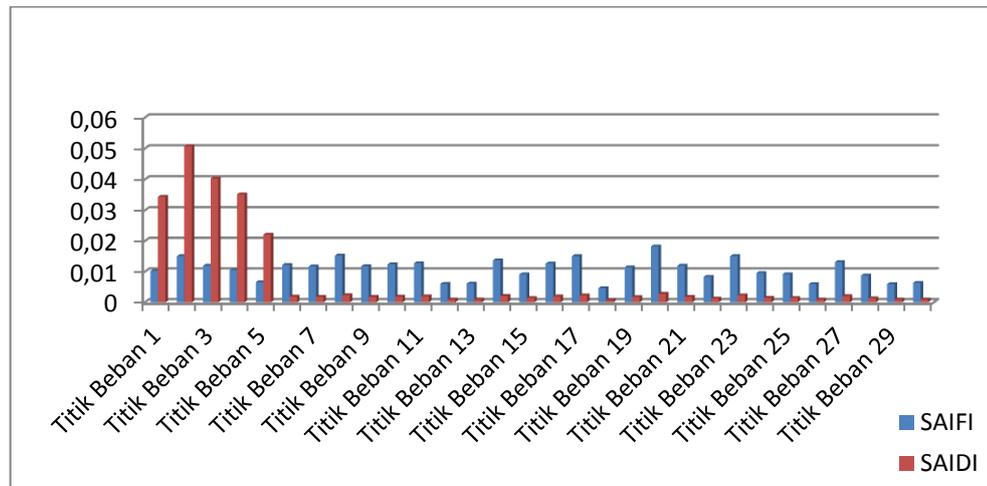
Tabel 4.7 Hasil Perhitungan Indeks Keandalan SAIFI,
dan SAIDI *Section I*

Titik Beban	SAIFI	SAIDI
Titik Beban 1	0,010226145	0,0344113
Titik Beban 2	0,015077619	0,0507367
Titik Beban 3	0,011985994	0,0403332
Titik Beban 4	0,010463963	0,0352116
Titik Beban 5	0,006563758	0,0220872
Titik Beban 6	0,012203093	0,0018602
Titik Beban 7	0,01172454	0,0017873
Titik Beban 8	0,01526583	0,0023271
Titik Beban 9	0,011820251	0,0018019
Titik Beban 10	0,012442369	0,0018967
Titik Beban 11	0,012729501	0,0019405
Titik Beban 12	0,006029764	0,0009192
Titik Beban 13	0,006125474	0,0009338
Titik Beban 14	0,013734462	0,0020937
Titik Beban 15	0,009140356	0,0013933
Titik Beban 16	0,012681646	0,0019332
Titik Beban 17	0,015074409	0,0022979
Titik Beban 18	0,004594106	0,0007003
Titik Beban 19	0,011437409	0,0017435
Titik Beban 20	0,018280712	0,0027867
Titik Beban 21	0,011963817	0,0018238
Titik Beban 22	0,008326816	0,0012693
Titik Beban 23	0,015074409	0,0022979
Titik Beban 24	0,009571053	0,0014590
Titik Beban 25	0,009188211	0,0014006
Titik Beban 26	0,005981908	0,0009119
Titik Beban 27	0,013160198	0,0020061
Titik Beban 28	0,008757514	0,0013350
Titik Beban 29	0,005981908	0,0009119
Titik Beban 30	0,006364751	0,0009702
total	0,321971987	0,2235810

Dari Tabel 4.7 Menunjukkan analisis indeks keandalan SAIFI dan indeks keandalan SAIDI pada setiap Titik Beban memiliki nilai yang berbeda-beda. Nilai indeks keandalan SAIDI yang paling kecil berada di Titik Beban 18

sebesar 0,0007 jam/tahun dan nilai indeks keandalan SAIDI yang paling besar di Titik Beban 2 sebesar 0,015 jam /tahun. Nilai indeks keandalan SAIFI yang paling kecil di Titik Beban 18 sebesar 0,004 kali gangguan/tahun dan indeks keandalan SAIFI yang paling besar di Titik Beban 20 Sebesar 0,02 kali gangguan/tahun. Jadi hasil analisis indeks keandalan SAIFI, dan SAIDI pada *section I* adalah SAIDI sebanyak 0,13 jam/tahun. SAIFI sebanyak 0,18 kali gangguan/tahun. Untuk mencari nilai CAIDI pada *section I* dapat dicari dengan menggunakan Persamaan 2.6 yaitu dengan cara membagi indeks durasi pemadaman rata-rata dengan indeks frekwensi pemadaman, nilai CAIDI yang didapat adalah sebanyak 0,67 jam/pelanggan. Besarnya nilai ideks keandalan SAIFI, SAIDI dan CAIDI *section 1* disebabkan oleh beberapa faktor seperti banyaknya gangguan, durasi pemadaman, faktor alam dan faktor lainnya.

Hasil Perhitungan Indeks Keandalan SAIFI, dan SAIDI *Section I* kemudian di buat dalam bentuk grafik Gambar 4.1 Menunjukkan grafik hasil perhitungan indeks keandalan SAIFI dan SAIDI *Section I*.



Gambar 4.2 grafik hasil perhitungan indeks keandalan SAIFI dan SAIDI *Section I*

Pada Gambar 4.2 terlihat jelas bahwa nilai indeks keandalan pada setiap titik beban memiliki nilai yang berbeda-beda. Nilai indeks keandalan SAIDI paling besar berada di Titik Beban 2 dan kemudian Titik Beban 3 dan indeks keandalan SAIDI paling kecil berada di Titik Beban 18. Nilai indeks keandalan SAIFI Paling besar berada di titik beban 20 dan nilai indeks Keandalan SAIFI paling kecil berada di Titik Beban 18. Besarnya indeks keandalan SAIFI, SAIDI dan CAIDI *section 1* disebabkan oleh beberapa faktor seperti banyaknya gangguan, durasi pemadaman, faktor alam dan faktor lainnya.

4.1.2.2 Section II

Daftar mode kegagalan pada Tabel 4.8 dapat digunakan untuk menentukan bagaimana dampak atau pengaruh dari kegagalan peralatan sistem. Berikut ini adalah daftar mode kegagalan untuk bagian ini

Tabel 4.8 Daftar Mode Kegagalan *Section II*

Peralatan	Titik Beban yang di Pengaruhi pada saat perbaikan	Titik Beban yang di pengaruhi pada saat pemulihan sistem
Transformator 6	Titik Beban 6	—
Transformator 7	Titik Beban 7	—
Transformator 8	Titik Beban 8	—
Transformator 9	Titik Beban 9	—
Transformator 10	Titik Beban 10	—
Transformator 11	Titik Beban 11	—
Transformator 12	Titik Beban 12	—
Transformator 13	Titik Beban 13	—
Transformator 14	Titik Beban 14	—
Sectionalizer 1	TB1-TB14	TB14-TB24
Sectionalizer 2	TB1-TB14	TB14-TB24
Sectionalizer 3	TB1-TB14	TB14-TB24
Line 6	TB1-TB14	TB14-TB24
Line 7	TB1-TB14	TB14-TB24
Line 8	TB1-TB14	TB14-TB24
Line 9	TB1-TB14	TB14-TB24
Line 10	TB1-TB14	TB14-TB24
Line 11	TB1-TB14	TB14-TB24
Line 12	TB1-TB14	TB14-B24
Line 13	TB1-TB14	TB14-TB24
Line 14	TB1-TB14	TB14-TB24

Tabel 4.8 Menunjukkan bahwa untuk menghitung frekwensi dan durasi kegagalan pada setiap peralatan dapat diambil satu contoh yaitu frekwensi dari Titik Beban 6 (λ_{TB6}). Frekwensi yang mempengaruhi Titik Beban 6 dan perkalian dari frekwensi peralatan dengan panjang saluran udara. Perkalian antara waktu pebaikan dengan waktu pemulihan tergantung pada dari kondisi peralatan apakah peralatan yang mengalami gangguan harus padam atau hanya mengalami pemulihan pada saat terjadi kerusakan.

Tabel 4.9 Untuk analisa laju kegagalan pada Titik Beban 6 dapat dicari dengan cara mengalikan antara frekwensi gangguan dan panjang saluran melalui Persamaan 2.7.

Tabel 4.9 Perhitungan Laju Kegagalan Peralatan pada Titik Beban 6 (λ_{TB6})

Peralatan	Frekwensi Peralatan (gangguan/tahun)	Panjang Saluran Udara (km)	Laju kegagalan (kali pelanggan/ Tahun)
Sectionalizer 1	0,003	-	-
Sectionalizer 2	0,003	-	-
Sectionalizer 3	0,003	-	-
Transformator 6	0,005	-	-
Line 6	0,2	0,36	0,072
Line 7	0,2	0,6	0,120
Line 8	0,2	0,268	0,053
Line 9	0,2	0,3	0,060
Line 10	0,2	0,2	0,040
Line 11	0,2	0,59	0,118
Line 12	0,2	0,23	0,046
Line 13	0,2	0,45	0,090
Line 14	0,2	0,15	0,030
Total			0,644

Tabel 4.9 Menunjukkan bahwa untuk mencari nilai gangguan dari Titik Beban 6 (λ_{TB6}) adalah dengan cara mengalikan antara frekwensi gangguan dan panjang saluran dan laju kegagalan yang didapat sebesar 0,644 kali/tahun, laju kegagalan dari Titik Beban 6 (λ_{TB6}) adalah sama dengan laju kegagalan dari titik beban 7. Laju kegagalan Titik Beban 7 (λ_{TB7}) sampai dengan Titik Beban 14 (λ_{TB14}) ($\lambda_{TB7} - \lambda_{TB14}$) adalah sama karena nilai frekwensi diperkirakan sama. Tabel 4.10 adalah laju kegagalan pada Titik Beban 1 (λ_{TB1}).

Tabel 4.10 Perhitungan Laju Kegagalan Pada Titik Beban 1 (λ_{TB1})

Peralatan	Frekwensi Peralatan (gangguan/tahun)	Panjang Saluran Udara (km)	Laju kegagalan (kali pelanggan/tahun)
Sectionalizer 1	0,003	-	-
Sectionalizer 2	0,003	-	-
Sectionalizer 3	0,003	-	-
Line 6	0,2	0,36	0,072
Line 7	0,2	0,60	0,120
Line 8	0,2	0,268	0,053
Line 9	0,2	0,30	0,060
Line 10	0,2	0,20	0,040
Line 11	0,2	0,59	0,118
Line 12	0,2	0,23	0,046
Line 13	0,2	0,45	0,090
Line 14	0,2	0,15	0,030
Total			0,629

Dari Tabel 4.10 untuk mengetahui laju kegagalan pada Titik Beban 1 perhitungan antara frekwensi peralatan dengan panjang saluran adalah memiliki laju kegagalan sebesar 0,629 gangguan/tahun. Hasil atau nilai dari laju kegagalan Titik Beban 1 (λ_{TB1}) adalah sama dengan nilai laju kegagalan Titik Beban 2 (λ_{TB2}) sampai Titik Beban 5 (λ_{TB5}) ($\lambda_{TB1}-\lambda_{TB5}$). Titik Beban 15 (λ_{TB15}) Sampai dengan Titik Beban 24 (λ_{TB24}) ($\lambda_{TB15}-\lambda_{TB24}$) akan mengalami pemutus daya pada saat terjadi gangguan pada kabel atau alat pemisah di section 2, dengan demikian gangguan yang terjadi di transformator *section 2* tidak akan berpengaruh atau tidak akan menimbulkan gangguan pada *section I* dan juga *section III*.

Untuk mendapatkan durasi kegagalan peralatan pada Titik Beban 6 dapat dicari dengan mengalikan antara frekwensi gangguan dengan waktu perbaikan atau Persamaan 2.8 atau dapat dilihat pada Tabel 4.11.

Tabel 4.11 Perhitungan Durasi Kegagalan Peralatan pada Titik Beban 6 (U_{TB6})

Peralatan	Frekwensi peralatan (gangguan/Tahun)	Waktu Perbaikan (jam)	Waktu pemulihan (jam)	Durasi pemadaman (jam)
Setionalizer 1	0,003	10	0,15	0,03
Setionalizer 2	0,003	10	0,15	0,03
Setionalizer 3	0,003	10	0,15	0,03
Transformator 6	0,005	10	0,15	0,05
Line 6	0,072	3	0,15	0,216
Line 7	0,12	3	0,15	0,36
Line 8	0,053	3	0,15	0,160
Line 9	0,06	3	0,15	0,18
Line 10	0,04	3	0,15	0,12
Line 11	0,118	3	0,15	0,354
Line 12	0,046	3	0,15	0,138
Line 13	0,09	3	0,15	0,27
Line 14	0,03	3	0,15	0,09
Total				2,02

Dari Tabel 4.11 nilai durasi gangguan didapatkan dari hasil perhitungan antara frekwensi peralatan dan waktu perbaikan dan hasil durasi gangguan yang didapat sebesar 2,02. Nilai frekwensi peralatan di Titik Beban 6 (U_{TB6}) mempunyai nilai yang sama dengan frekwensi Titik Beban 7 sampai dengan Titik Beban 14 ($U_{TB7} - U_{TB14}$) karena nilai perbaikan pada setiap trafo di perkirakan sama. Untuk mendapatkan durasi kegagalan peralatan pada Titik Beban 1 dapat dicari dengan mengalikan antara frekwensi gangguan dengan waktu perbaikan atau melalui Persamaan 2.8 atau dapat dilihat pada Tabel 4.12.

Tabel 4:12 Perhitungan Durasi Gangguan (U) Kegagalan Peralatan pada Titik
Beban 1 (U_{TB1})

Peralatan	Frekwensi Peralatan (gangguan/tahun)	Waktu Perbaikan (jam)	Waktu Pemulihan (jam)	Durasi Pemadaman (Jam)
Sectionalizer 1	0,003	10	0,15	0,03
Sectionalizer 2	0,003	10	0,15	0,03
Sectionalizer 3	0,003	10	0,15	0,03
Line 6	0,072	3	0,15	0,216
Line 7	0,12	3	0,15	0,36
Line 8	0,0536	3	0,15	0,1608
Line 9	0,06	3	0,15	0,18
Line 10	0,04	3	0,15	0,12
Line 11	0,118	3	0,15	0,354
Line 12	0,046	3	0,15	0,138
Line 13	0,09	3	0,15	0,27
Line 14	0,03	3	0,15	0,09
Total				1,978

Dari Tabel 4.12 Menunjukkan durasi gangguan didapatkan dari perkalian antara frekwensi peralatan dan waktu perbaikan untuk Titik Beban1 (U_{TB1}) nilai yang didapatkan hampir sama dengan waktu perbaikan pada *section 2* namun nilai perbaikan transformator distribusi dari *section 2* sampai saat ini diasumsikan 0 karena gangguan yang terjadi di *section 2* tidak akan mempengaruhi peralatan atau komponen di *section 1*.

Untuk mendapatkan durasi kegagalan peralatan pada Titik Beban 15 dapat dicari dengan mengalikan antara frekwensi gangguan dengan waktu pemulihan atau melalui Persamaan 2.8 dan dapat dilihat pada Tabel 4.13.

Tabel 4.13 Perhitungan Durasi (U) Kegagalan Peralatan pada Titik Beban 15
($U_{TB\ 15}$)

Peralatan	Frekwensi Peralatan (gangguan/tahun)	Waktu perbaikan (jam)	Waktu pemulihan (jam)	Durasi pemadaman (jam)
Sectionalizer 1	0,003	10	0,15	0,00045
Sectionalizer 2	0,003	10	0,15	0,00045
Sectionalizer 3	0,003	10	0,15	0,00045
Line 6	0,072	3	0,15	0,0108
Line 7	0,12	3	0,15	0,0180
Line 8	0,053	3	0,15	0,00804
Line 9	0,06	3	0,15	0,0090
Line 10	0,04	3	0,15	0,0060
Line 11	0,118	3	0,15	0,0177
Line 12	0,046	3	0,15	0,0069
Line 13	0,09	3	0,15	0,0135
Line 14	0,03	3	0,15	0,0045
Total				0,0950

Tabel 4.13 Menunjukkan bahwa nilai durasi gangguan di dapat dari hasil perkalian atau penghitungan antara frekwensi peralatan dengan waktu pemulihan sistem karena jika *section 2* mengalami waktu pemulihan maka semua komponen atau peralatan akan padam sementara. Hasil durasi gangguan pada Titik Beban 15 ($U_{TB\ 15}$) adalah Sebesar 0,095 jam/tahun. Untuk mencari waktu pemulihan dari Titik Beban 26 sampai dengan 30 pada *section 2* dicari dengan menggunakan cara yang sama dengan Tabel 4.13 dan hasilnya akan sama dengan hasil dari Titik Beban 15, karena waktu pemulihan dari transformator diperhitungkan atau dianggap sama 0 karena terjadi kegagalan transformator pada *section 2* dan tidak mempengaruhi *section* selanjutnya atau *section 3* dengan demikian penulis menghitung nilai Titik Beban 15 sampai dengan 24 menggunakan software microsoft excel.

Tabel 4.14 Menunjukkan laju kegagalan (λ) dan durasi (U) gangguan Titik Beban pada *section* II sebagai berikut.

Tabel 4.14 Hasil Perhitungan Laju Kegagalan dan Durasi Gangguan Titik Beban pada *Section* II

Titik Beban	Laju Kegagalan (gangguan/tahun)	Durasi pemadaman (jam/tahun)
Titik Beban 1	0,629	1,978
Titik Beban 2	0,629	1,978
Titik Beban 3	0,629	1,978
Titik Beban 4	0,629	1,978
Titik Beban 5	0,629	1,978
Titik Beban 6	0,644	2,028
Titik Beban 7	0,644	2,028
Titik Beban 8	0,644	2,028
Titik Beban 9	0,644	2,028
Titik Beban 10	0,644	2,028
Titik Beban 11	0,644	2,028
Titik Beban 12	0,644	2,028
Titik Beban 13	0,644	2,028
Titik Beban 14	0,644	2,028
Titik Beban 15	0,644	0,095
Titik Beban 16	0,644	0,095
Titik Beban 17	0,644	0,095
Titik Beban 18	0,644	0,095
Titik Beban 19	0,644	0,095
Titik Beban 20	0,644	0,095
Titik Beban 21	0,644	0,095
Titik Beban 22	0,644	0,095
Titik Beban 23	0,644	0,095
Titik Beban 24	0,644	0,095
Titik Beban 25	0,644	0,095
Titik Beban 26	0,644	0,095
Titik Beban 27	0,644	0,095
Titik Beban 28	0,644	0,095
Titik Beban 29	0,644	0,095
Titik Beban 30	0,644	0,095

Tabel 4.14 Menunjukkan bahwa untuk mencari nilai indeks keandalan SAIDI, dan SAIFI pada *section 2*. Contoh Nilai SAIFI pada Titik Beban 1 nilai SAIFI dapat di tentukan dengan mengalikan antara laju kegagalan dengan pelanggan padam kemudian membagi dengan total pelanggan yang dilayani atau menggunakan Persamaan 2.5.

$$SAIFI_{TB\ 1} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i \times N_i}{N_t} \text{ kali pelanggan/tahun}$$

$$SAIFI_{TB\ 1} = \frac{0,629 \times 415}{6854} = 0,019 \text{ kali pelanggan/tahun}$$

$$SAIDI_{TB\ 1} = \frac{\sum_{i=1}^n U_i \times N_i}{N_t} \text{ jam/pelanggan}$$

$$SAIDI_{TB\ 1} = \frac{1,978 \times 415}{6854} = 0,062 \text{ jam/pelanggan}$$

Dari Hasil perhitungan Titik Beban 1 maka nilai SAIFI dan nilai SAIDI pada *section 2* yaitu nilai SAIFI sebesar 0,019 kali/pelanggan, dan nilai SAIDI sebesar 0,062 jam/pelanggan. Perhitungan nilai SAIDI dan SAIFI pada Titik Beban 2 hingga Titik Beban 30 dicari dengan menggunakan cara yang sama, dan untuk menghitung total nilai SAIFI dan SAIDI pada *section 2* dilakukan dengan cara menjumlahkan total nilai SAIFI dan nilai SAIDI pada setiap Titik Beban *section 2* atau dapat dilihat pada Tabel 4.15 hasil indeks keandalan SAIFI dan SAIDI pada *section II*.

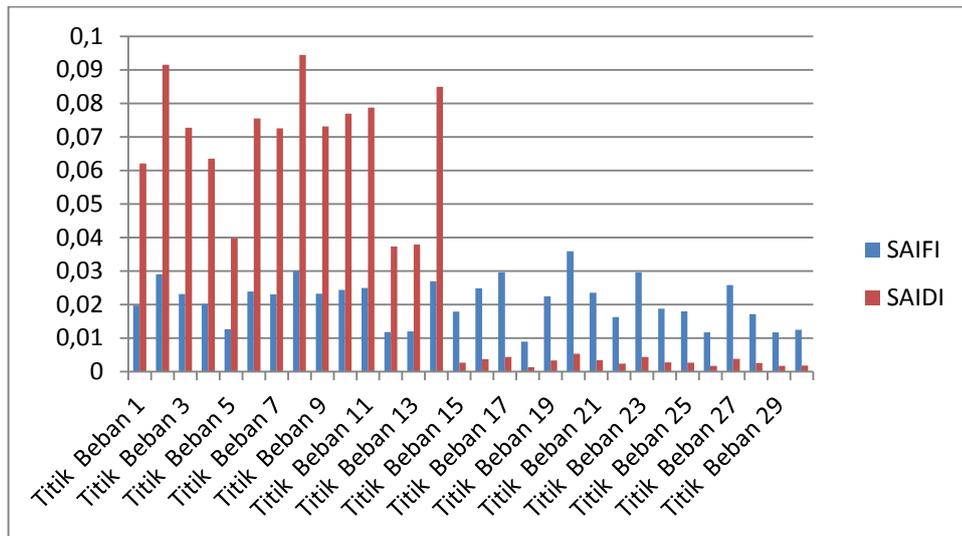
Tabel 4.15 Hasil Perhitungan Indeks Keandalan SAIDI dan SAIFI pada *Section II*

Titik beban	SAIFI (kali pelanggan/tahun)	SAIDI (jam/pelanggan)
Titik Beban 1	0,01973081	0,06207207
Titik Beban 2	0,02909147	0,09152022
Titik Beban 3	0,02312635	0,07275424
Titik Beban 4	0,02018967	0,06351561
Titik Beban 5	0,01266443	0,03984161
Titik Beban 6	0,02395973	0,07548059
Titik Beban 7	0,02302013	0,07252057
Titik Beban 8	0,02997315	0,09442474
Titik Beban 9	0,02320805	0,07311257
Titik Beban 10	0,02442953	0,07696060
Titik Beban 11	0,02499328	0,07873662
Titik Beban 12	0,01183892	0,03729629
Titik Beban 13	0,01202684	0,03788829
Titik Beban 14	0,02696644	0,08495267
Titik Beban 15	0,01794630	0,00266937
Titik Beban 16	0,02489932	0,00370358
Titik Beban 17	0,02959731	0,00440237
Titik Beban 18	0,00902013	0,00134167
Titik Beban 19	0,02245637	0,00334021
Titik Beban 20	0,03589261	0,00533874
Titik Beban 21	0,02348993	0,00349394
Titik Beban 22	0,01634899	0,00243178
Titik Beban 23	0,02959731	0,00440237
Titik Beban 24	0,01879194	0,00279515
Titik Beban 25	0,01804026	0,0026833
Titik Beban 26	0,01174496	0,0017469
Titik Beban 27	0,02583892	0,0038433
Titik Beban 28	0,01719463	0,00255756
Titik Beban 29	0,01174496	0,00174697
Titik Beban 30	0,01249664	0,00185877
total	0,63031952	1,00943294

Dari Tabel 4.15 dapat dianalisis bahwa indeks keandalan SAIFI dan indeks keandalan SAIDI pada setiap Titik Beban memiliki nilai yang berbeda-beda. Nilai indeks keandalan SAIFI yang paling kecil berada di Titik Beban 29 sebesar

0,01 jam/tahun dan nilai SAIFI yang paling besar di Titik Beban 27 sebesar 0,2 jam/tahun. Nilai SAIDI yang paling kecil berada di Titik Beban 18 sebesar 0,001 kali/gangguan/tahun dan SAIDI yang paling besar di Titik Beban 7 dan Titik Beban 2 Sebesar 0,009 kali/gangguan /tahun. Jadi nilai SAIFI dan SAIDI *section* 2 adalah SAIFI sebesar 0,63 kali pelanggan/tahun dan SAIDI sebesar 1,0 Jam /pelanggan. Untuk mencari nilai CAIDI pada *section* II adalah dengan membagi indeks durasi pemadaman rata-rata dengan indeks frekwensi rata-rata atau dapat dicari dengan menggunakan Persamaan 2.6. Nilai CAIDI yang didapat adalah sebesar 1,5 jam/pelanggan. Besarnya nilai indeks keandalan SAIFI, SAIDI dan CAIDI *section* II disebabkan oleh banyaknya gangguan dan durasi pemadaman yang terjadi.

Hasil Perhitungan Indeks Keandalan SAIFI, dan SAIDI *Section II* kemudian di buat dalam bentuk grafik Gambar 4.2 Menunjukkan grafik hasil perhitungan indeks keandalan SAIFI dan SAIDI *Section II*.



Gambar 4.3 grafik hasil perhitungan indeks keandalan SAIFI dan SAIDI *Section II*.

Pada Gambar 4.2 terlihat jelas bahwa nilai indeks keandalan pada setiap titik beban memiliki nilai yang berbeda-beda. Nilai indeks keandalan SAIDI paling besar berada di Titik Beban 8 dan kemudian Titik Beban 2 dan indeks keandalan SAIDI paling kecil berada di Titik Beban 30. Nilai indeks keandalan SAIFI paling besar berada di titik beban 20 dan nilai indeks Keandalan SAIFI paling kecil berada di Titik Beban 18. Besarnya indeks keandalan SAIFI, SAIDI dan CAIDI *section 1* disebabkan oleh beberapa faktor seperti banyaknya gangguan, durasi pemadaman, faktor alam dan faktor lainnya.

4.1.1.3 Section III

Daftar mode kegagalan pada Tabel 4.16 dapat digunakan untuk menentukan bagaimana pengaruh kegagalan peralatan sistem.

Tabel4.16 Daftar Mode Kegagalan *Section III*

Peralatan	Titik Beban yang di pengaruhi waktu perbaikan	Titik Beban yang di pengaruhi waktu pemulihan
Transformator 15	TB15	-
Transformator 16	TB16	-
Transformator 17	TB17	-
Transformator 18	TB18	-
Transformator 19	TB19	-
Transformator 20	TB20	-
Transformator 21	TB21	-
Transformator 22	TB22	-
Transformator 23	TB23	-
Transformator 24	TB24	-
Sectionalize 2	TB1-TB24	TB14-TB 24
Sectionalize 3	TB1-TB14	TB14-TB 24
Sectionalize 4	TB1-TB14	TB14-TB 24
Line 15	TB1-TB24	TB14-TB 24
Line 16	TB1-TB24	TB14-TB 24
Line 17	TB1-TB24	TB14-TB 24
Line 18	TB1-TB24	TB14-TB 24
Line 19	TB1-TB24	TB14-TB 24
Line 20	TB1-TB24	TB14-TB 24
Line 21	TB1-TB24	TB14-TB 24
Line 22	TB1-TB24	TB14-TB 24
Line 23	TB1-TB24	TB14-TB 24
Line 24	TB1-TB24	TB14-TB 24

Tabel 4.16 Menunjukkan bahwa untuk menghitung frekwensi dan durasi kegagalan pada setiap peralatan dapat diambil satu contoh yaitu frekwensi dari

Titik Beban 15 ($\lambda_{TB\ 15}$). Frekwensi yang mempengaruhi Titik Beban 15 dan perkalian dari frekwensi peralatan dengan panjang saluran udara. Perkalian antara waktu perbaikan dengan waktu pemulihan tergantung pada dari kondisi peralatan apakah peralatan yang mengalami gangguan harus padam atau hanya mengalami pemulihan pada saat terjadi kerusakan.

Untuk mencari laju kegagalan pada Titik Beban 6 dapat dicari dengan mengalikan antara frekwensi gangguan dan panjang saluran atau melalui Persamaan 2.7 atau dapat dilihat pada Tabel 4.17.

Tabel 4.17 Perhitungan Laju Kegagalan Titik Beban 15 (λ_{TB15})

Peralatan	Frekwensi peralatan (gangguan/tahun)	Panjang Saluran Udara (km)	Laju kegagalan (kali/tahun)
Sectionalizer 2	0,003	-	-
Sectionalizer 3	0,003	-	-
Sectionalizer 4	0,003	-	-
Transformator 25	0,005	-	-
Line 15	0,2	0,193	0,038
Line 16	0,2	0,186	0,057
Line 17	0,2	0,243	0,486
Line 18	0,2	0,105	0,021
Line 19	0,2	0,218	0,043
Line 20	0,2	0,234	0,047
Line 21	0,2	0,162	0,032
Line 22	0,2	0,206	0,041
Line 23	0,2	0,165	0,033
Line 24	0,2	0,275	0,055
Total			0,4174

Nilai gangguan Titik Beban 15 (TB 15) adalah sama dengan nilai gangguan Titik Beban 16–Titik Beban 24 (TB 15-TB 24) karena nilai frekwensi dari peralatan

diperkirakan sama. Tabel 4.18 adalah analisis laju kegagalan pada Titik Beban 1 (λ_{TB1}) dengan cara mengalikan antara frekwensi peralatan dengan panjang saluran.

Tabel 4.18 Analisis Laju Kegagalan Peralatan pada Titik Beban 1 (λ_{TB1})

Peralatan	Frekwensi Peralatan (gangguan/tahun)	Panjang Saluran Udara (km)	Laju kegagalan (kali/tahun)
Sectionalizer 2	0,003	-	-
Sectionalizer 3	0,003	-	-
Sectionalizer 4	0,003	-	-
Line 15	0,2	0,193	0,038
Line 16	0,2	0,186	0,057
Line 17	0,2	0,243	0,486
Line 18	0,2	0,105	0,021
Line 19	0,2	0,218	0,043
Line 20	0,2	0,234	0,047
Line 21	0,2	0,162	0,032
Line 22	0,2	0,206	0,041
Line 23	0,2	0,165	0,033
Line 24	0,2	0,275	0,055
		Total	0,4174

Hasil frekwensi Titik Beban 1 (λ_{TB1}) dan Titik Beban 2 (λ_{TB2}) sampai dengan frekwensi Titik Beban 14 (λ_{TB14}) di Perkirakan sama, karena Titik Beban 2 (λ_{TB2}) sampai dengan Titik Beban 14 (λ_{TB14}) mengalami waktu pemulihan pada saat terjadi gangguan pada pemisah atau kabel saluran udara di *section III*. Sehingga jika terjadi gangguan pada transformator di *section III* tidak mengganggu atau tidak mengakibatkan kegagalan pada *section* yang lain.

Tabel 4.19 Menunjukkan Perhitungan durasi pemadaman pada Titik Beban 15 digunakan dengan cara mengalikan antara frekwensi gangguan dengan waktu pemulihan atau dapat dicari dengan Persamaan 2.8.

Tabel 4.19 Perhitungan Durasi Gangguan Titik Beban 15 ($U_{TB\ 15}$)

Peralatan	Frekwensi Peralatan (gangguan/tahun)	Waktu Perbaikan (jam)	Waktu Pemulihan (jam)	Durasi Pemadaman (Jam/tahun)
Sectionalizer 2	0,003	10	0,15	0,00045
Sectionalizer 3	0,003	10	0,15	0,00045
Sectionalizer 4	0,003	10	0,15	0,00045
Transformator 25	0,005	10	0,15	0,00075
line 15	0,038	3	0,15	0,00570
line 16	0,057	3	0,15	0,00855
line 17	0,048	3	0,15	0,00720
line 18	0,021	3	0,15	0,00315
line 19	0,043	3	0,15	0,00645
line 20	0,046	3	0,15	0,00690
line 21	0,032	3	0,15	0,00480
line 22	0,041	3	0,15	0,00615
line 23	0,033	3	0,15	0,00495
line 24	0,055	3	0,15	0,00825
Total				0,0642

Tabel 4.19 Perhitungan durasi gangguan pada titik beban 15 ($U_{TB\ 15}$) dilakukan dengan cara mengalikan antara frekwensi peralatan dengan waktu pemulihan. Semua peralatan yang ada di Titik Beban 15 mengalami waktu pemulihan jadi untuk mencari durasi gangguan pada Titik Beban 15 (U_{TB15}) yang di pergunakan yaitu kondisi pada waktu perbaikan.

Tabel 4.20 Perhitungan durasi gangguan pada Titik Beban 1 (U_{TB1}) dengan cara mengalikan antara frekwensi peralatan dengan waktu perbaikan.

Tabel 4.20 Perhitungan Durasi Gangguan pada Titik Beban 1 (U_{TB1})

Peralatan	Frekwensi Peralatan (gangguan/tahun)	Waktu Perbaikan (jam)	Waktu Pemulihan (jam)	Durasi pemadaman (jam/tahun)
Sectionalizer 2	0,003	10	0,15	0,03
Sectionalizer 3	0,003	10	0,15	0,03
Sectionalizer 4	0,003	10	0,15	0,03
line 15	0,038	3	0,15	0,114
line 16	0,057	3	0,15	0,171
line 17	0,048	3	0,15	0,144
line 18	0,021	3	0,15	0,063
line 19	0,043	3	0,15	0,129
line 20	0,046	3	0,15	0,138
line 21	0,032	3	0,15	0,096
line 22	0,041	3	0,15	0,123
line 23	0,033	3	0,15	0,099
line 24	0,055	3	0,15	0,165
			Total	1,332

Dari Tabel 4.20 Perhitungan durasi gangguan pada Titik Beban 1 (U_{TB1}) dengan cara mengalikan antara frekwensi peralatan dengan waktu perbaikan. Waktu perbaikan Titik Beban 2 hingga Titik Beban 14 adalah sama, dengan waktu perbaikan Titik Beban 1. Waktu perbaikan *section III* hampir sama dengan waktu perbaikan di *section II* dan waktu perbaikan transformator di *section II* diasumsikan 0 karena gangguan di transformator *section III* tidak mempengaruhi sistem atau peralatan di *section 1* dan *section 2*.

Tabel 4.21 Perhitungan durasi gangguan pada Titik Beban 25 ($U_{TB\ 25}$) dapat dicari dengan mengalikan antara frekwensi peralatan dengan waktu pemulihan.

Tabel 4.21 Perhitungan Durasi Gangguan pada Titik Beban 25 ($U_{TB\ 25}$)

Peralatan	Frekwensi Peralatan (gangguan tahun)	Waktu perbaikan (jam)	Waktu pemulihan (jam)	Durasi Pemadaman (jam/tahun)
Sectionalizer 2	0,003	10	0,15	0,00045
Sectionalizer 3	0,003	10	0,15	0,00045
Sectionalizer 4	0,003	10	0,15	0,00045
line 15	0,038	3	0,15	0,00570
line 16	0,057	3	0,15	0,00855
line 17	0,048	3	0,15	0,00720
line 18	0,021	3	0,15	0,00315
line 19	0,043	3	0,15	0,00645
line 20	0,046	3	0,15	0,00690
line 21	0,032	3	0,15	0,00480
line 22	0,041	3	0,15	0,00615
line 23	0,033	3	0,15	0,00495
line 24	0,055	3	0,15	0,00825
Total				0,06345

Tabel 4.21 untuk menganalisis durasi gangguan pada Titik Beban 25 ($U_{TB\ 25}$) dapat dicari dengan mengalikan antara frekwensi peralatan dengan waktu pemulihan. Total durasi gangguan Titik Beban 25 adalah sebesar 0,063 jam/tahun. Semua peralatan yang ada dititik beban 25 hanya mengalami waktu pemulihan dan tidak ada peralatan yang mengalami perbaikan. Jadi untuk menganalisis durasi gangguan pada Titik Beban 25 adalah digunakan kondisi pada saat waktu pemulihan.

Tabel 4.22 Perhitungan laju kegagalan (λ) dan durasi (U) gangguan titik beban *section III*.

Tabel 4.22 Hasil Perhitungan Laju Kegagalan (λ) Peralatan dan Durasi Gangguan (U) pada Titik Beban *Section III*

Titik Beban	Laju Kegagalan (kali/tahun)	Durasi Pemadaman (jam/tahun)
TitikBeban 1	0,4174	1,332
TitikBeban 2	0,4174	1,332
TitikBeban 3	0,4174	1,332
TitikBeban 4	0,4174	1,332
TitikBeban 5	0,4174	1,332
TitikBeban 6	0,4174	1,332
TitikBeban 7	0,4174	1,332
TitikBeban 8	0,4174	1,332
TitikBeban 9	0,4174	1,332
TitikBeban 10	0,4174	1,332
TitikBeban 11	0,4174	1,332
TitikBeban 12	0,4174	1,332
TitikBeban 13	0,4174	1,332
TitikBeban 14	0,4174	1,332
TitikBeban 15	0,4174	0,0642
TitikBeban 16	0,4174	0,0642
TitikBeban 17	0,4174	0,0642
TitikBeban 18	0,4174	0,0642
TitikBeban 19	0,4174	0,0642
TitikBeban 20	0,4174	0,0642
TitikBeban 21	0,4174	0,0642
TitikBeban 22	0,4174	0,0642
TitikBeban 23	0,4174	0,0642
TitikBeban 24	0,4174	0,0642
TitikBeban 25	0,4174	0,0635
TitikBeban 26	0,4174	0,0635
TitikBeban 27	0,4174	0,0635
TitikBeban 28	0,4174	0,0635
TitikBeban 29	0,4174	0,0635
TitikBeban 30	0,4174	0,0635

Dari Tabel 4.22 Menunjukkan analisis nilai indeks keandalan SAIFI dan indeks

keandalan SAIDI pada *section* III sebagai contoh SAIFI pada Titik Beban 1 dapat dianalisis dengan cara mengalikan antara laju kegagalan Titik Beban 1 dengan jumlah pelanggan padam kemudian membagi dengan jumlah total pelanggan yang dilayani atau dapat dicari dengan menggunakan Persamaan 2.4.

$$SAIFI_{TB\ 1} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i X N_i}{N_t}$$

$$SAIFI_{TB\ 1} = \frac{0,4174 \times 415}{6854} = 0,014 \text{ kali pelanggan/tahun}$$

$$SAIDI_{TB\ 1} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i X N_i}{N_t}$$

$$SAIDI_{TB\ 1} = \frac{1,332 \times 415}{6854} = 0,075 \text{ jam/pelanggan}$$

Berdasarkan hasil perhitungan diatas nilai keandalan SAIFI sebesar 0,014 kali pelanggan/tahun dan nilai SAIDI sebesar 0,075 jam/pelangan. Untuk mencari nilai SAIFI dan SAIDI Titik Beban 2 (TB 2) hingga Titik Beban 30 (TB 30) dicari dengan menggunakan cara yang sama. Untuk mengetahui jumlah total nilai SAIFI dan SAIDI pada *section* III dilakukan dengan penjumlahan nilai SAIFI dan SAIDI dari titik beban *section* III, atau dapat dilihat pada Tabel 4.23.

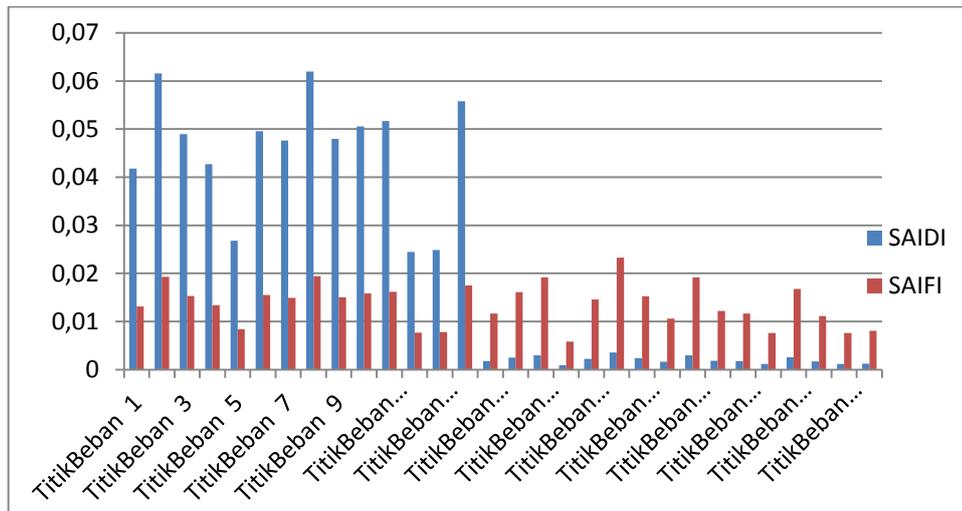
Tabel 4.23 Hasil Perhitungan Indeks Keandalan SAIFI dan SAIDI *Section III*

Titik Beban	SAIDI (Jam/tahun)	SAIFI (kali pelanggan/tahun)
TitikBeban 1	0,0417829	0,01309323
TitikBeban 2	0,06160548	0,01930490
TitikBeban 3	0,04897344	0,01534648
TitikBeban 4	0,04275459	0,01339772
TitikBeban 5	0,02681879	0,00840402
TitikBeban 6	0,04955646	0,01552918
TitikBeban 7	0,04761307	0,01492019
TitikBeban 8	0,06199416	0,01942670
TitikBeban 9	0,04800175	0,01504199
TitikBeban 10	0,05052815	0,01583367
TitikBeban 11	0,05169419	0,01619906
TitikBeban 12	0,02448672	0,00767324
TitikBeban 13	0,02487540	0,00779503
TitikBeban 14	0,05577531	0,01747794
TitikBeban 15	0,00178905	0,01163166
TitikBeban 16	0,00248220	0,01613816
TitikBeban 17	0,00295054	0,01918310
TitikBeban 18	0,00089921	0,0058462
TitikBeban 19	0,00223866	0,0145548
TitikBeban 20	0,00357811	0,02326332
TitikBeban 21	0,00234169	0,01522468
TitikBeban 22	0,00162982	0,01059638
TitikBeban 23	0,00295054	0,01918310
TitikBeban 24	0,00187335	0,01217974
TitikBeban 25	0,00177881	0,01169255
TitikBeban 26	0,00115808	0,00761234
TitikBeban 27	0,00254778	0,01674715
TitikBeban 28	0,00169543	0,01114447
TitikBeban 29	0,00115808	0,00761234
TitikBeban 30	0,0012322	0,00809953
	0,64432786	0,406280023

Dari Tabel 4.23 dapat dianalisis bahwa indeks keandalan SAIFI dan indeks keandalan SAIDI pada setiap Titik Beban memiliki nilai yang berbeda-beda.

Nilai SAIDI yang paling kecil di Titik Beban 18 sebesar 0,0008 jam/tahun dan nilai SAIDI yang paling besar di Titik Beban 2 sebesar 0,06 jam/tahun. Nilai SAIFI yang paling kecil di Titik Beban 18 sebesar 0,005 kali/gangguan /tahun dan SAIFI yang paling besar di Titik Beban 2 sebesar 0,019. Jadi nilai indeks keandalan SAIFI *section III* adalah sebesar 0,406 kali pelanggan/tahun dan SAIDI sebesar 0,644 jam/pelanggan. Untuk mencari nilai CAIDI pada *section III* adalah dengan cara membagi indeks durasi pemadaman rata-rata dengan indeks frekwensi pemadaman rata-rata atau dengan Persamaan 2.6. Jadi nilai CAIDI yang didapat adalah sebesar 1,58 jam/pelanggan. Besarnya nilai indeks keandalan SAIFI, SAIDI dan CAIDI *section III* di sebabkan karena jumlah pelanggan dan durasi pemadaman yang terjadi di *section* ini lebih besar di bandingkan *section I*, dan *section II*.

Hasil Perhitungan Indeks Keandalan SAIFI, dan SAIDI *Section III* kemudian di buat dalam bentuk grafik Gambar 4.3. Menunjukkan grafik hasil perhitungan indeks keandalan SAIFI dan SAIDI *Section III*.



Gambar 4.4 Grafik hasil perhitungan indeks keandalan SAIFI dan SAIDI *Section III*

Pada Gambar 4.3 terlihat jelas bahwa nilai indeks keandalan pada setiap titik beban memiliki nilai yang berbeda-beda. Nilai indeks keandalan SAIDI paling besar berada di Titik Beban 8 dan kemudian Titik Beban 2 dan indeks keandalan SAIDI paling kecil berada di Titik Beban 18. Nilai indeks keandalan SAIFI Paling besar berada di titik beban 20 dan nilai indeks Keandalan SAIFI paling kecil berada di Titik Beban 18. Besarnya indeks keandalan SAIFI, SAIDI dan CAIDI *section 1* disebabkan oleh beberapa faktor seperti banyaknya gangguan, durasi pemadaman, faktor alam dan faktor lainnya.

4.1.1.4 Section IV

Daftar mode kegagalan pada Tabel 4.24 dapat digunakan untuk menentukan bagaimana pengaruh kegagalan peralatan sistem.

Tabel 4.24 Daftar Mode Kegagalan Section IV

Peralatan	Titik Beban yang di pengaruhi waktu perbaikan	Titik beban yang di pengaruhi waktu pemulihan
Transformator 25	TB25	-
Transformator 26	TB26	-
Transformator 27	TB27	-
Transformator 28	TB28	-
Transformator 29	TB29	-
Transformator 30	TB30	-
Sectionalizer 2	TB 25-TB30	TB1-TB 24
Sectionalizer 3	TB 25-TB30	TB1-TB 24
Sectionalizer 4	TB 25-TB30	TB1-TB 24
Line 25	TB 25-TB30	TB1-TB 24
Line 26	TB 25-TB30	TB1-TB 24
Line 27	TB 25-TB30	TB1-TB 24
Line 28	TB 25-TB30	TB1-TB 24
Line 29	TB 25-TB30	TB1-TB 24
Line 30	TB 25-TB30	TB1-TB 24

Tabel 4.24 Menunjukkan perhitungan nilai frekwensi gangguan dan durasi kegagalan pada setiap peralatan dapat di ambil satu contoh yaitu frekwensi dari Titik Beban 25 ($\lambda_{TB\ 25}$) frekwensi gangguan dari Titik Beban 25 (λ_{TB25}) didapat dari hasil penjumlahan antara frekwensi peralatan dan peralatan mempengaruhi Titik Beban 25 dan juga perkalian antara frekwensi peralatan dengan panjang saluran udara. perkalian antara waktu perbaikan dan waktu pemulihan tergantung pada keadaan dari setiap peralatan apakah peralatan yang mengalami gangguan harus padam atau hanya mengalami pemulihan, dapat dilihat pada Tabel 4.25.

Tabel 4.25 Perhitungan Laju Kegagalan Titik Beban 25 ($\lambda_{TB\ 25}$)

Peralatan	Frekwensi peralatan (gangguan/tahun)	Panjang saluran (km)	Laju kegagalan (kali/tahun)
Sectionalizer 3	0,003	-	-
Sectionalizer 4	0,003	-	-
Sectionalizer 5	0,003	-	-
Line 25	0,2	0,262	0,052
Line 26	0,2	0,211	0,042
Line 27	0,2	0,221	0,044
Line 28	0,2	0,289	0,057
Line 29	0,2	0,125	0,025
Line 30	0,2	0,245	0,049
		Total	0,2706

Tabel 4.25 Menunjukkan bahwa untuk mengetahui nilai gangguan dari Titik Beban 25 adalah dengan cara mengalikan antara frekwensi peralatan dengan panjang saluran. Jadi total laju kegagalan Titik Beban 25 ($\lambda_{TB\ 25}$) adalah 0,2706 kali/tahun. Untuk mencari nilai frekwensi Titik Beban 26 (λ_{TB26}) sampai Titik Beban 30 (λ_{TB30}) dilakukan dengan cara yang sama yaitu mengalikan antara frekwensi peralatan dengan panjang saluran. Jadi nilai frekwensi dari setiap transformator diperkirakan sama.

Tabel 4.26 Perhitungan laju kegagalan pada Titik Beban 1 dilakukan dengan cara mengalikan antara frekwensi peralatan dengan panjang saluran.

Tabel 4.26 Analisis Laju Kegagalan Peralatan pada Titik Beban 1 (λ_{TB1})

Peralatan	Frekwensi Peralatan (gangguan/tahun)	Panjang Saluran Udara (km)	Laju kegagalan (kali/tahun)
Sectionalizer 2	0,003	-	-
Sectionalizer 3	0,003	-	-
Sectionalizer 4	0,003	-	-
Line 25	0,2	0,262	0,052
Line 26	0,2	0,211	0,042
Line 27	0,2	0,221	0,044
Line 28	0,2	0,289	0,057
Line 29	0,2	0,125	0,025
Line 30	0,2	0,245	0,049
Total			0,2706

Tabel 4.26 Menunjukkan Perhitungan nilai frekwensi peralatan dari Titik Beban 1 (λ_{TB1}) memiliki nilai yang sama dari Titik beban 2 sampai dengan titik beban 24, karena frekwensi dari Titik Beban 2 (λ_{TB2}) Titik Beban 24 (λ_{TB24}) mengalami waktu pemulihan pada saat terjadi gangguan pada kabel saluran atau pemisah di *section* III. Jika terjadi kegagalan atau gangguan transformator di *section* ini tidak akan mengakibatkan kegagalan di *section* yang lainnya.

Tabel 4.27 perhitungan durasi gangguan pada Titik Beban 25 ($U_{TB\ 25}$) dapat dicari dengan mengalikan antara frekwensi peralatan dengan waktu perbaikan, atau dengan menggunakan Persamaan 2.3.

Tabel 4.27 Perhitungan Durasi Gangguan pada Titik Beban 25 (U_{TB25})

Peralatan	Frekwensi Peralatan (gangguan/Tahun)	Waktu Perbaikan (jam)	Waktu Pemulihan (jam)	Durasi Pemadaman (jam/tahun)
Sectionalizer 3	0,003	10	0,15	0,03
Sectionalizer 4	0,003	10	0,15	0,03
Sectionalizer 5	0,003	10	0,15	0,03
Transformator 25	0,005	10	0,15	0,05
Line 25	0,052	3	0,15	0,156
Line 26	0,042	3	0,15	0,126
Line 27	0,044	3	0,15	0,232
Line 28	0,057	3	0,15	0,171
Line 29	0,025	3	0,15	0,075
Line 30	0,049	3	0,15	0,147
Total				0,947

Berdasarkan Tabel 4:27 Menunjukkan nilai durasi gangguan pada titik beban 25 ($U_{TB\ 25}$) dapat dicari dengan mengalikan antara frekwensi peralatan dengan waktu perbaikan. Total durasi gangguan Titik Beban 25 ($U_{TB\ 25}$) adalah sebesar 0,947 jam/tahun. Nilai durasi gangguan pada Titik Beban 25 hingga Titik Beban 30 adalah sama, karena berada dalam satu *section*. Kegagalan transformator yang terjadi di *section* IV tidak mempengaruhi titik beban 1 hingga Titik Beban 24 dan perhitungan di *section* ini menggunakan waktu pemulihan. Untuk titik beban 1 sampai Titik Beban 24 pada *section* I, II dan III hanya membutuhkan waktu pemulihan, karena pada saat terjadi gangguan atau kegagalan maka sectionalizer 4 akan membuka atau open (O).

Tabel 4.28 Perhitungan nilai durasi gangguan Titik Beban 1 dapat dilakukan dengan cara mengalikan antara frekwensi gangguan dengan waktu pemulihan atau melalui Persamaan 2.8.

Tabel 4.28 Perhitungan Durasi Gangguan Titik Beban 1 (U_{TB1})

Peralatan	Frekwensi Peralatan (gangguan /tahun)	Waktu perbaikan (Jam)	Waktu pemulihan (jam)	Durasi pemadaman (Jam/Tahun)
Sectionalizer 3	0,003	10	0,15	0,00045
Sectionalizer 4	0,003	10	0,15	0,00045
Line 25	0,052	3	0,15	0,00780
Line 26	0,042	3	0,15	0,00630
Line 27	0,044	3	0,15	0,00660
Line 28	0,057	3	0,15	0,00855
Line 29	0,025	3	0,15	0,00375
Line 30	0,049	3	0,15	0,00735
Total				0,04170

Berdasarkan Tabel 4.28 Menunjukkan nilai durasi gangguan pada Titik Beban 1 didapat dari perkalian antara frekwensi peralatan dengan waktu pemulihan. Jumlah durasi gangguan pada Titik Beban 1 (U_{TB1}) adalah sebesar 0,041 jam/tahun. Nilai frekwensi untuk titik beban 2 hingga titik beban 24 adalah sama dengan nilai frekwensi titik beban 1. Karena pada saat peralatan di *section IV* mengalami gangguan maka sectionalizer 4 akan membuka atau open dan beban di *section I, II dan III* akan dilayani penyulang Labuhan.

Tabel 4.29 Perhitungan laju kegagalan dan durasi gangguan Titik Beban pada *section IV*.

Tabel 4.29 Hasil Analisis Laju Kegagalan dan Durasi Gangguan

Titik Beban *section IV*

Titik Beban	Laju Kegagalan (kali pelanggan/tahun)	Durasi pemadaman (jam/tahun)
Titik Beban 1	0,2706	0,0417
Titik Beban 2	0,2706	0,0417
Titik Beban 3	0,2706	0,0417
Titik Beban 4	0,2706	0,0417
Titik Beban 5	0,2706	0,0417
Titik Beban 6	0,2706	0,0417
Titik Beban 7	0,2706	0,0417
Titik Beban 8	0,2706	0,0417
Titik Beban 9	0,2706	0,0417
Titik Beban 10	0,2706	0,0417
Titik Beban 11	0,2706	0,0417
Titik Beban 12	0,2706	0,0417
Titik Beban 13	0,2706	0,0417
Titik Beban 14	0,2706	0,0417
Titik Beban 15	0,2706	0,0417
Titik Beban 16	0,2706	0,0417
Titik Beban 17	0,2706	0,0417
Titik Beban 18	0,2706	0,0417
Titik Beban 19	0,2706	0,0417
Titik Beban 20	0,2706	0,0417
Titik Beban 21	0,2706	0,0417
Titik Beban 22	0,2706	0,0417
Titik Beban 23	0,2706	0,0417
Titik Beban 24	0,2706	0,0417
Titik Beban 25	0,2706	0,9470
Titik Beban 26	0,2706	0,9470
Titik Beban 27	0,2706	0,9470
Titik Beban 28	0,2706	0,9470
Titik Beban 29	0,2706	0,9470
Titik Beban 30	0,2706	0,9470

Dari Tabel 4.29 diatas dapat ditentukan nilai indeks keandalan SAIFI dan indeks keandalan SAIDI *section IV* sebagai contoh indeks keandalan SAIFI Titik Beban 1 untuk mendapatkan indeks SAIFI pada Titik Beban 1 dengan cara mengalikan antara laju kegagalan dengan jumlah pelanggan padam kemudian membagi dengan total pelanggan yang diayani atau dapat dicari dengan Persamaan 2.5.

$$SAIFI_{TB\ 1} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i X N_i}{N_t} \text{ kali pelanggan/tahun}$$

$$SAIFI_{TB\ 1} = \frac{0,2706 \times 415}{6854} = 0,009 \text{ kali pelanggan/tahun}$$

$$SAIDI_{TB\ 1} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i X N_i}{N_t} \text{ jam/pelanggan}$$

$$SAIDI_{TB\ 1} = \frac{0,0417 \times 415}{6854} = 0,001 \text{ jam/pelanggan}$$

Dari hasil analisis indeks keandalan SAIFI dan SAIDI titik beban satu maka nilai SAIFI adalah sebesar 0,009 kali/pelanggan dan nilai SAIDI sebesar 0,001 jam/pelanggan, untuk mencari nilai SAIFI dan SAIDI Titik Beban 2 sampai dengan Titik Beban 30 dilakukan dengan cara yang sama. Untuk mendapatkan total nilai SAIFI dan SAIDI pada *section IV* penjumlah nilai SAIFI dan SAIDI pada setiap Titik Beban. Tabel 4.30 adalah hasil perhitungan indeks keandalan SAIFI dan indeks keandalan SAIDI *section IV*.

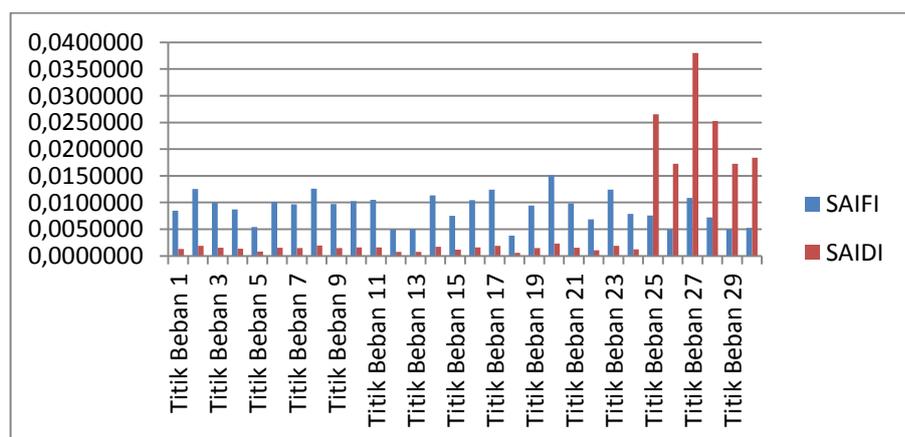
Tabel 4.30 Hasil Perhitungan Indeks Keandalan SAIDI dan SAIFI *section IV*

Titik Beban	SAIFI (kali pelanggan/tahun)	SAIDI (jam/tahun)
Titik Beban 1	0,0084883	0,001308068
Titik Beban 2	0,0125153	0,00192864
Titik Beban 3	0,0099491	0,001533178
Titik Beban 4	0,0086857	0,001338488
Titik Beban 5	0,0054483	0,000839597
Titik Beban 6	0,0100676	0,00155143
Titik Beban 7	0,0096727	0,001490589
Titik Beban 8	0,0125943	0,001940808
Titik Beban 9	0,0097517	0,001502758
Titik Beban 10	0,0102650	0,00158185
Titik Beban 11	0,0105018	0,001618354
Titik Beban 12	0,0049746	0,000766589
Titik Beban 13	0,0050535	0,000778757
Titik Beban 14	0,0113309	0,001746119
Titik Beban 15	0,0075408	0,001162051
Titik Beban 16	0,0104624	0,00161227
Titik Beban 17	0,0124364	0,001916472
Titik Beban 18	0,0037901	0,000584068
Titik Beban 19	0,0094359	0,001454085
Titik Beban 20	0,0150816	0,002324103
Titik Beban 21	0,0098701	0,00152101
Titik Beban 22	0,0068696	0,001058623
Titik Beban 23	0,0124364	0,001916472
Titik Beban 24	0,0078961	0,001216808
Titik Beban 25	0,0075803	0,026528159
Titik Beban 26	0,0049351	0,017270937
Titik Beban 27	0,0108572	0,037996061
Titik Beban 28	0,0072249	0,025284651
Titik Beban 29	0,0049351	0,017270937
Titik Beban 30	0,0052509	0,018376277
total	0,265901809	0,177418208

Dari Tabel 4.30 dapat dianalisis bahwa indeks keandalan SAIFI dan indeks keandalan SAIDI pada setiap Titik Beban memiliki nilai yang berbeda-beda. Nilai SAIDI yang paling kecil di Titik Beban 18 sebesar 0,0005 jam/tahun dan

nilai SAIDI yang paling besar di Titik Beban 27 sebesar 0,379 jam/tahun. Nilai SAIFI yang paling kecil di Titik Beban 29 sebesar 0,004 kali/gangguan/tahun dan SAIFI yang paling besar di Titik Beban 20 Sebesar 0,015 kali/gangguan /tahun hasil analisi indeks kendalan SAIFI dan indeks kendalan SAIDI *section IV* adalah SAIFI sebesar 0,265 kali pelanggan/tahun dan SAIDI sebesar 0,177 jam/tahun. Untuk mencari nilai CAIDI pada *section IV* adalah dengan membagi indeks durasi pemadaman rata-rata dengan indeks frekwensi pemadaman rata-rata atau dengan Persamaan 2.6. Jadi nilai CAIDI yang didapat adalah sebesar 0,667 jam/pelanggan. Besarnya indeks keandalan SAIFI, SAIDI dan CAIDI *section IV* di sebabkan karena jumlah pelanggan dan durasi pemadaman yang terjadi di *section* ini lebih kecil di bandingkan *section* lainnya.

Hasil Perhitungan Indeks Keandalan SAIFI, dan SAIDI *Section IV* kemudian di buat dalam bentuk grafik Gambar 4.4 Menunjukkan grafik hasil perhitungan indeks keandalan SAIFI dan SAIDI *Section IV*.



Gambar 4.5 Grafik hasil perhitungan indeks keandalan SAIFI dan SAIDI *Section IV*.

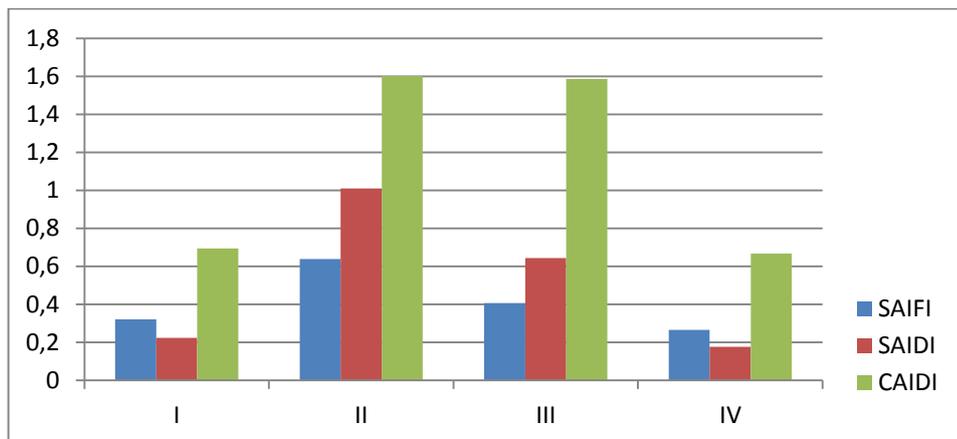
Pada Gambar 4.5 terlihat jelas bahwa nilai indeks keandalan pada setiap titik beban memiliki nilai yang berbeda-beda. Nilai indeks keandalan SAIDI paling besar berada di Titik Beban 27 dan kemudian Titik Beban 25 dan indeks keandalan SAIDI paling kecil berada di Titik Beban 18. Nilai indeks keandalan SAIFI Paling besar berada di titik beban 20 dan nilai indeks Keandalan SAIFI paling kecil berada di Titik Beban 18. Besarnya indeks keandalan SAIFI, SAIDI dan CAIDI *section* IV disebabkan oleh beberapa faktor seperti banyaknya gangguan, durasi pemadaman, faktor alam dan faktor lainnya.

Tabel 4.31 Menunjukkan hasil analisis indeks keandalan Penyulang Lamhotma 01 (LH01) selanjutnya adalah menjumlahkan indeks keandalan pada setiap *section*.

Tabel 4.31 Hasil Perhitungan Indeks Keandalan Feeder atau Penyulang yang di Analisis

Section	SAIFI (Kali pelanggan/tahun)	SAIDI (jam/tahun)	CAIDI (jam/pelanggan)
I	0,3219	0,2235	0,6944
II	0,6303	1,0094	1,6014
III	0,4062	0,6443	1,5854
IV	0,2659	0,1774	0,6672
Total	1,3144	1,8311	4,5484

Hasil Perhitungan Indeks Keandalan feeder atau penyulang yang analisis kemudian di buat dalam bentuk grafik. Gambar 4.5 Menunjukkan grafik hasil perhitungan indeks keandalan SAIFI dan SAIDI dan CAIDI penyulang Lamhotma 01(LH01).



Gambar 4.6 Grafik hasil perhitungan indeks keandalan SAIFI dan SAIDI dan CAIDI penyulang Lamhotma 01(LH01).

Gambar 4.5 Menunjukkan bahwa nilai SAIFI yang paling kecil berada di *section* IV sebesar 0,2 kali pelanggan/tahun dan nilai indeks keandalan SAIFI paling besar Berada di *section* II sebesar 0,6 kali pelanggan/tahun. Nilai indeks keandalan SAIDI yang paling kecil berada di *section* IV sebesar 0,1 kali pelanggan/tahun dan nilai indeks keandalan SAIDI paling besar *section* II sebesar 1,0 Jam/tahun dan nilai CAIDI yang paling kecil *section* IV sebesar 0,6 dan CAIDI yang paling besar *section* II sebesar 1,6 jam/pelanggan. Besarnya nilai indeks keandalan pada penyulang Lamhotma 01 (LH01) disebabkan banyaknya gangguan atau pemadaman di penyulang. Dari hasil perhitungan indeks keandalan dengan menggunakan metode *section tehniqe* Penyulang Lamhotma 01 (LH01) merupakan penyulang yang sering mengalami gangguan. nilai indeks keandalan SAIFI penyulang Lamhotma 01 (LH01) adalah 1,3 kali pelanggan/tahun memenuhi standart yang ditetapkan oleh IEEE Std 1366-2003 yaitu 1,45 kali pelanggan/tahun, dan memenuhi standart yang di tetapkan SPLN sebesar 3,0 kali pelanggan/tahun. Nilai SAIDI penyulang Lamhotma 01 (LH01) adalah Sebesar

1,8 jam/tahun memenuhi standart yang telah di tetapkan IEEE std 1366-2003 yaitu 2.30 jam/tahun, dan juga memenuhi standart SPLN, dan nilai CAIDI penyulang Lamhotma 01 (LH01) adalah 4,5 jam/pelanggan melebihi standart yang di tetapkan IEEE-1366-2003 yaitu 1,47 Jam/pelanggan, dan juga melebihi standart yang di tetapkan SPLN. Besarnya nilai indeks keandalan disebabkan tingginya gangguan pada jaringan dan banyaknya pemadaman akibat pekerjaan pemeliharaan dan pembagunan jaringan yang berkaitan dengan Penyulang Lamhotma 01 (LH01) dan faktor lain seperti gangguan hewan liar dan lainnya dan factor yang kedua yaitu faktor tiang roboh, isolator pecah karena usia dan lain sebagainya. Upaya untuk meningkatkan indeks keandalan adalah dengan menginsentifkan pemeliharaan *feeder* (penyulang), mengatur sesingkat mungkin pemeliharaan jaringan.

4.1.3 Analisis Perhitungan Secara Ekonomis

Analisis secara ekonomis bertujuan untuk mengetahui banyaknya kerugian yang dialami PT.PLN (Persero) Rayon Belawan akibat terjadinya pemadaman.

4.1.3.1 Analisis *Energi Not Suplied* (ENS)

Analisis *Energi Not Suplied* (ENS) dapat dicari dengan menggunakan Persamaan 2.10. Untuk melakukan analisis *Energi Not Suplied* (ENS) maka harus diketahui daya aktif pada saat gangguan terlebih dahulu secara matematis dapat dilihat Persamaan 2.9

Untuk menganalisis besarnya daya aktif pada saat terjadi gangguan pada setiap *section* I menggunakan Persamaan 2.9.

$$\text{Daya aktif} = \sqrt{3} \times V_L \times I_L \times \cos\varphi$$

$$\cos\varphi = 0,8$$

$$\text{Daya aktif } section\ 1 = \sqrt{3} \times V_L \times I_L \times \cos\varphi$$

$$\begin{aligned} \text{Daya aktif } section\ 1 &= \sqrt{3} \times 20\ 000\ \text{V} \times 26,352415\ \text{A} \times 0,8 \\ &= 730,3\ \text{kW} \end{aligned}$$

Tabel 4.32 Perhitungan banyaknya daya aktif pada saat terjadi gangguan pada pada *section* II, III dan IV dilakukan dengan cara yang sama.

Tabel 4.32 Hasil perhitungan Daya Aktif Pada Saat Terjadi Gangguan *Section* I, II, III dan IV

Section	Kostanta 3 fasa $\sqrt{3}$	Factor Beban ($\cos\varphi$)	Arus yang mengalir (A)	Tengangan (Volt)	Daya aktif (kW)
I	1,732	0,8	26,35	20000	730,3
II	1,732	0,8	22,73	20000	630,0
III	1,732	0,8	25,67	20000	771,5
IV	1,732	0,8	27,82	20000	771,1

Perhitungan *Energi Not Supliyed* (ENS)

Perhitungan ENS pada *section* 1 dapat di lakukan dengan menggunakan Persamaan 2.10.

$$\text{ENS} = \Sigma \text{Gangguan(kW)} \times \text{Durasi (jam)}$$

$$\text{ENS} = 7302,781\ (\text{kW}) \times 6,73875\ (\text{jam})$$

$$\text{ENS} = 49211,66\ \text{kWh}$$

Tabel 4.33 Menunjukkan bahwa untuk mengetahui perhitungan ENS pada *Section* II, III dan IV dilakukan dengan cara yang sama yaitu mengalikan antara banyaknya daya yang mengalir dengan durasi pemadaman.

Tabel 4.33 Hasil Perhitungan Energi Tak Tersalurkan (*Energi Not Suplayed*) pada Penyulang Lamhotma 01.

Section	Daya aktif (kW)	Durasi pemadaman (jam)	Ens (kWh)
I	730,27	6,73875	4921,16
II	630,04	15,68584	9882,73
III	711,50	14,24826	10137,67
IV	771,09	10,03736	7739,76
		total	32681,33

Tabel 4.33 Menunjukkan bahwa nilai ENS atau energi yang tidak tersalurkan akibat Pemadaman (gangguan) pada penyulang Lamhotma 01 (LH01) adalah sebesar 32681,33 kWh. Energi yang tidak dimanfaatkan terbesar terjadi pada *section* III yaitu sebesar 10137,67 kWh hal ini diakibatkan *section* III nilai indeks keandalan SAIDI yang cukup besar akibat sering terjadinya pemadaman pada jaringan distribusi. Sedangkan energi yang tidak dimanfaatkan terkecil terjadi pada *section* I sebesar 4921,16 kWh hal ini disebabkan pada *section* tersebut gangguan terjadi lebih sedikit dan durasi pemadaman yang lebih singkat.

4.1.3.2. Perhitungan AENS

Setelah menganalisis ENS atau energi yang tak tersalurkan dari setiap *section* maka selanjutnya adalah menganalisis nilai rata-rata (AENS) energi tak tersalurkan dan untuk menganalisis nilai rata-rata energi tak tersalurkan dapat digunakan dengan Persamaan 2.11.

$$AENS = \frac{ENS}{\Sigma_n} = AENS = \frac{32681,33 \text{ KWh}}{6854 \text{ pelanggan}}$$

$$AENS = 4,7 \text{ kWh/pelanggan}$$

Jadi rata-rata energi tidak tersalurkan penyulang Lamhotma 01(LH01) selama tahun 2021 adalah 4,7 kWh/pelanggan.

4.2 Analisis Kerugian Ekonomis

Setelah menganalisis nilai *Energy Not Supplied* (ENS) dan *Average Energy Not Supplied* (AENS), maka selanjutnya menganalisis nilai ekonomis berupa kerugian dari energi yang tidak tersalurkan akibat pemadaman listrik dengan menggunakan rumus. Pada tahap ini, nilai energi tak tersalurkan (ENS) di kalkulasikan dengan tarif dasar listrik yang telah ditetapkan menteri ESDM dan PT.PLN (Persero) pada tahun 2022. Untuk menganalisis dengan menggunakan Persamaan 2.12 Biaya kerugian penyulang Lamhotma 01 (LH01) pada tahun 2021 adalah sebagai berikut.

Kerugian Ekonomis *Section 1* = ENS x Tarif Dasar listrik (TDL)

Kerugian Ekonomis *Section 1* = 4921,16 kWh x Rp 1.444,70

$$= \text{Rp } 7.109.815,00$$

Tabel 4.34 digunakan untuk menganalisis nilai Kerugian pada *section II*, *III* dan *IV* dapat dilakukan dengan cara yang sama yaitu dengan cara mengalikan antara

energi tidak tersalurkan (ENS) dengan tarif dasar listrik (TDL) atau dengan Persamaan 2.12.

Tabel 4.34 Hasil Analisis Kerugian Ekonomis akibat Energi tak Tersalurkan Penyulang Lamhotma 01 (LH01) pada tahun 2021

Section	ENS (kWh)	Tarif Dasar Listrik (Rp)	Kerugian Ekonomi (Rp)
I	4921,16	Rp 1.444,70	Rp 7.109.815,00
II	9882,73	Rp 1.444,70	Rp 14.277.546,00
III	10137,67	Rp 1.444,70	Rp 14.645.844,00
IV	7739,76	Rp 1.444,70	Rp 11.181.701,00
Total			Rp 40.105.090,00

Dari Tabel 3.34 Menunjukkan nilai kerugian ekonomis dari setiap *section* memiliki nilai kerugian yang berbeda-beda. Kerugian ekonomis paling sedikit akibat energi tidak tersalurkan berada di *section* I sebesar Rp 7.109,815,00 dan kerugian ekonomis paling besar banyak berada di *section* III sebesar Rp14.645.844,00. Jadi total biaya kerugian ekonomis PT.PLN (Persero) Rayon Belawan akibat terjadinya pemadaman dipenyulang Lamhotma 01 (LH01) selama tahun 2021 adalah Rp 40.105.090,00. Besarnya kerugian ekonomis penyulang Lamhotma 01 (LH01) disebabkan oleh banyaknya pemadaman akibat pekerjaan, pemeliharaan jaringan yang berkaitan dengan penyulang Lamhotma 01(LH01).

BAB V PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Beberapa kesimpulan yang dapat diambil dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Berdasarkan hasil analisis indeks keandalan dengan menggunakan metode *section technique* nilai indeks keandalan SAIFI penyulang Lamhotma 01 (LH01) adalah 1,6 kali pelanggan/tahun melebihi standart yang ditetapkan oleh IEEE Std 1366-2003 yaitu 1,45 kali pelanggan/tahun, dan memenuhi standart yang di tetapkan SPLN sebesar 3,0 kali pelanggan/tahun. Nilai SAIDI penyulang Lamhotma 01 (LH01) adalah Sebesar 2,0 jam/tahun memenuhi standart yang telah di tetapkan IEEE std 1366-2003 yaitu 2.30 jam/tahun, dan juga memenuhi standart SPLN, dan nilai CAIDI penyulang Lamhotma (LH01) adalah 4,6 jam/pelanggan melebihi standart yang di tetapkan IEEE-1366-2003 yaitu 1,47 Jam/pelanggan, dan juga melebihi standart yang di tetapkan SPLN.
2. Berdasarkan hasil analisis secara teknis dan ekonomis total energi yang tak tersalurkan (ENS) akibat pemadaman di penyulang Lamhotma (LH01) adalah 32681,33 kWh dan rata-rata energi tak tersalurkan (AENS) selama satu tahun penyulang Lamhotma (LH01) adalah 4,7 kWh/pelanggan sedangkan kerugian ekonomis selama satu tahun PT.PLN (Persero) Rayon Belawan akibat terjadiya pemadaman penyulang Lamhotma 01 (LH01) selama tahun 2021 adalah Rp 40.105.09,00

5.2 Saran

1. Penelitian ini hendaknya menjadi parameter awal dari studi keandalan jaringan distribusi PT.PLN (Persero) Rayon Belawan
2. Hasil dari penelitian ini diharapkan menjadi salah satu acuan dalam meningkatkan nilai keandalan jaringan distribusi 20 kV PT.PLN (Persero) Rayon Belawan agar lebih optimal dalam melayani Pelanggan.
3. Pada penyulang Lamhotma 01 (LH01) nilai keandalan tidak sesuai dengan standart yang ditetapkan IEEE Std 1366-2003 dan memenuhi standart yang di tetapkan SPLN maka perlu ditingkatkan keandalan sistem jaringan distribusi agar lebih baik, dan tidak merugikan PT.PLN (Persero) dan juga konsumen atau pelanggan di wilayah kerja PT.PLN (Persero) Rayon Belawan.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] P. Doloksaribu, “□ □ N □ U N Total durasi pemadaman Total durasi pemadaman Total frekwensi pemadaman,” vol. 1, no. 1, pp. 20–24, 2010.
- [2] A. Fatoni, “Analisa Keandalan Sistem Distribusi 20 kV PT.PLN Rayon Lumajang dengan Metode FMEA (Failure Modes and Effects Analysis),” *J. Tek. ITS*, vol. 5, no. 2, pp. 462–467, 2017, doi: 10.12962/j23373539.v5i2.16150.
- [3] M. W. Muntasyir, “Studi analisis keandalan sistem distribusi 20 kv pada PT.PLN Rayon palur,” 2018.
- [4] D. Daerah *et al.*, “Analisa Keandalan Sistem Kelistrikan Di Daerah Pelayanan P.T. PLN (Persero) Area Timika Berbasis SAIDI SAIFI,” *J. Tek. Elektro*, vol. 10, no. 2, pp. 71–74, 2017, doi: 10.9744/jte.10.2.71-74.
- [5] M. Praditama, Fery, Utomo, Teguh, Shidiq, *Analisis keandalan dan nilai ekonomis di penyulang pujon pt. pln (persero) area malang*. .
- [6] V. G. Gambut, R. S. Hartati, and A. I. Weking, “Analisis Energi Listrik Terselamatkan Pada Penyulang Bangli Pt. Pln (Persero) Area Bali Timur Dengan Beroperasinya Plts Kayubih,” *Maj. Ilm. Teknol. Elektro*, vol. 15, no. 1, p. 69, 2016, doi: 10.24843/mite.2016.v15i01p12.
- [7] J. K. Koster, L. H. Cohn, R. B. B. Mee, and J. J. Collins, *Reliability-Evaluation-of-Power-Systems*, vol. 26, no. 5. 1978.
- [8] R. Syahputra, “Sistem Tenaga Listrik,” *ELTEK, Vol 11 Nomor 01*, pp. 1–293, 2016.
- [9] B. Pada, R. Bidang, and D. Metode, “Method of sections,” p. 2016, 2016.
- [10] R. E. Brown, *Electric power distribution reliability, second edition*. 2017.
- [11] Y. Kobayashi, *Distributed Power Generation*. 2016.

- [12] H. H. Dasman, "Evaluasi Keandalan Sistem Distribusi 20 KV Menggunakan Metode Saidi dan Saifi di PT.PLN (PERSERO) Rayon Lubuk Alung Tahun 2015," *J. Tek. Elektro Itp*, vol. 6, no. 2, pp. 170–179, 2017.
- [13] Dasman and Handayani, "Evaluasi Keandalan Sistem Distribusi 20 Kv Menggunakan Metode Saidi," *J. Tek. Elektro ITP*, vol. 6, no. 2, p. 173, 2017, [Online]. Available: <https://pdfs.semanticscholar.org/0a1c/0f36298394581d93136e7414f92c2ca6366d.pdf>.
- [14] F. R. Manoppo, "Evaluasi Keandalan Sistem Distribusi Menggunakan Metode Section Technique Pada PT . PLN (Persero) Area Kotamobagu. 2020.
- [15] A. T. Saputra, A. I. Weking, and I. W. Artawijaya, "Eksperimental Pengaruh Variasi Sudut Ulir Pada Turbin Ulir (Archimedean Screw) Pusat Pembangkit Listrik Tenaga Mikro Hidro Dengan Head Rendah," *Maj. Ilm. Teknol. Elektro*, vol. 18, no. 1, p. 83, 2019, doi: 10.24843/mite.2019.v18i01.p12.
- [16] J. Pramono, "Makalah Teknik Tenaga Listrik, Transmission of Electrical Energy (Transmisi Tenaga Listrik)," *Departemen Tek. Elektro, Fak. Tek. Univ. Indones. Depok. Diambil dari [http://staff. ui. ac. id/system/files/users/chairul.hudaya/material/papertransmissionofelectricalenergy.pdf](http://staff.ui.ac.id/system/files/users/chairul.hudaya/material/papertransmissionofelectricalenergy.pdf)*, 2010.
- [17] S. Yunus, H. D. Laksono, and P. Nidya, "Memperbaiki Tegangan dan Rugi–rugi Daya pada Sistem Transmisi dengan Optimasi Penempatan Kapasitor menggunakan Algoritma Genetika," *J. Nas. Tek. Elektro*, vol. 5, no. 2, 2016, doi: 10.20449/jnte.v5i2.291.
- [18] U. Saluran and T. Daya, "Alfred Still," 2006.
- [19] W. D. Stevenson, "Analisis Sistem Tenaga Listrik," *Erlangga*, 1993.
- [20] S. M. Gunawan and J. Santosa, "Analisa Perancangan Gardu Induk Sistem Outdoor 150 kV di Tallasa, Kabupaten Takalar, Sulawesi Selatan," *Dimens. Tek. Elektro*, vol. 1, no. 1, pp. 37–42, 2013.

- [21] P. S. Tenaga, “Pengantar Gardu Induk.”
- [22] T. Sukmadi, “Simulasi Sistem Eksitasi Untuk Kondensator Sinkron Pada Pembangkit Listrik Tenaga Angin,” *Gema Teknol.*, vol. 16, no. 4, p. 194, 2012, doi: 10.14710/gt.v16i4.4707.
- [23] F. Luis and G. Moncayo, “GARDU induk.”
- [24] T. . Husada, “Analisa Keandalan Sistem Distribusi 20 KV di PT. PLN (Persero) Area Tanjung Karang Menggunakan Metode FMEA,” pp. 6–34, 2017, [Online]. Available: <http://repository.its.ac.id/42686/>.
- [25] A. Ardiansyah, “Analisis Keandalan Sistem Jaringan Distribusi Udara 20kV,” *Anal. Keandalan Sist. Jar. Distrib. Udar. 20kV*, 2010.
- [26] N. A. Basyarach, “Rekonfigurasi Jaringan Distribusi Radial Untuk Minimisasi Rugi Daya Menggunakan Binary Particle Swarm Optimization (Bpso) Reconfiguration of Radial Distribution Network To Minimize Losses Using Binary Particle Swarm Optmization (Bpso),” *Skripsi , Tek. Elektro, Fakultas Tek. Industri, Inst. Teknol. Sepuluh Nopember.*, 2016.
- [27] D. F. Ashari and L. Ruslan, “Analisis Gangguan Gardu Distribusi Di PT PLN (Persero) ULP Watang Sawitto,” no. September, pp. 1–4, 2021.
- [28] “Power Distribution Engineering - Google Books.”.
- [29] R. A. Duyo, “Analisis Penyebab Gangguan Jaringan Pada Distribusi Listrik Menggunakan Metode Fault Tree Aalysis DI PT . PLN (PERSERO) Rayon Daya Makassar,” *J. Vertex Elektro*, vol. 12, no. 02, p. 4, 2020.
- [30] A. S. Sampeallo, N. Nursalim, and P. J. Fischer, “Analisis Gangguan Hubung Singkat Pada Jaringan Pemakaian Sendiri Pltu Bolok Pt. Smse (Ipp) Unit 3 Dan 4 Menggunakan Software Etap 12.6.0,” *J. Media Elektro*, no. 0380, pp. 79–88, 2019, doi: 10.35508/jme.v8i1.1442.
- [31] D. pertambangan dan Energi, “SPLN 59 : 1985 Keandalan Sistem Distribusi,” 1985.

- [32] N. E. Pratama, "Analisa Gangguan Saluran Udara Tegangan Menengah (SUTM) 20 KV Penyulang Raya 14 DI PT . PLN (PERSERO) Area PONTIANAK," *Tek. Elektro*, pp. 1–8, 2017.
- [33] Hetri Voly, "ANALISIS NILAI KEANDALAN DAN NILAI EKONOMI SISTEM JARINGAN DISTRIBUSI 20 kV PADA PT. PLN (PERSERO) RAYON DURI MENGGUNAKAN METODE FMEA (FAILURE MODE EFFECT ANALYSIS)," 2020, [Online]. Available: <http://repository.uin-suska.ac.id/30256/>.
- [34] W. H. Arifani Nur Indah, "Nur Indah Arifani, Heru Winarno Program Studi Diploma III Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Diponegoro," vol. 17, no. 3, pp. 131–134, 2013.
- [35] D. Subcommittee, *IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices*, vol. 1997, no. May. 2012.
- [36] P. Editorial, D. Editorial, and S. Editor, "JURNAL."
- [37] R. A. Duyo and A. Sulkifli, "Analisis Jaringan Dan Pemeliharaan," *J. Vertex Elektro*, vol. 01, no. 02, pp. 1–11, 2019.
- [38] I. Wato, S. Priyambodo, and D. Pembimbing, "STUDI PENGGUNAAN RECLOSER PADA JARINGAN DISTRIBUSI 20 kV DI PT. PLN (PERSERO) AREA YOGYAKARTA," *J. Elektr.*, vol. 4, no. 1, pp. 1–9, 2017.
- [39] I. 2003, "Interpretation for IEEE Standards Interpretation for IEEE Std 1366TM-2003 IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices," no. Id 1, pp. 2011–2011, 2011.
- [40] D. E. Putra, M. Nurhadiyanto, P. Studi, T. Elektro, F. Teknik, and U. Palembang, "ANALISIS KEANDALAN PENYULANG PAJAJARAN 20KV MENGGUNAKAN METODE SECTION TECHNIQUE Metode Section Technique adalah suatu metode analisis evaluasi sistem Keandalan jaringan distribusi tenaga listrik . Jaringan distribusi yang di analisa adalah Keandalan Peny," vol. 4, no. 1, 2019.
- [41] M. Praditama, Fery, Utomo, Teguh, Shidiq, "Analisis keandalan dan nilai

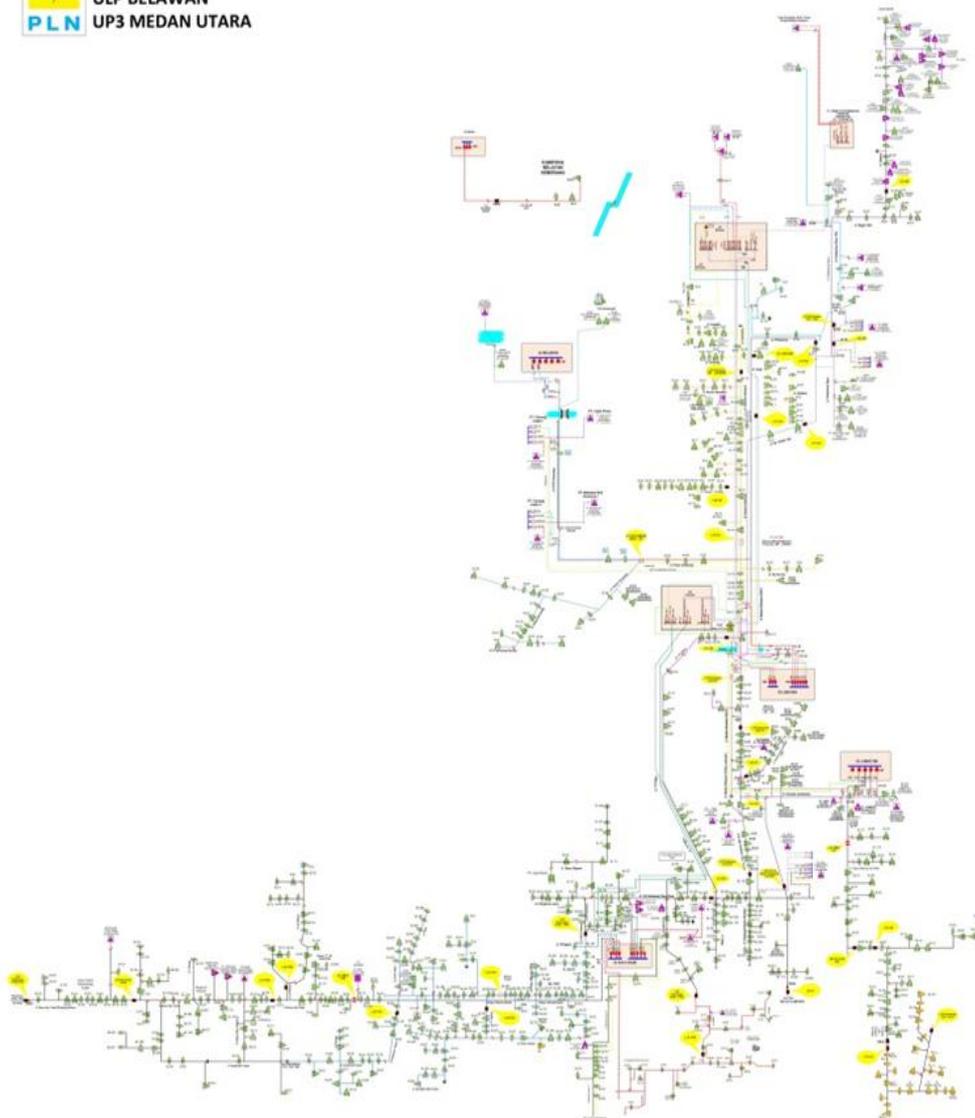
ekonomis di penyulang pujan pt. pln (persero) area malang,” pp. 1–8.

- [42] D. Kv *et al.*, “ANALISIS INDEKS KEANDALAN PADA JARINGAN,” 2022.
- [43] F. G. Becker *et al.*, *Electric Power Distribution Engineering*, vol. 7, no. 1. 2015.
- [44] P. W. Hustasoit, Rosade. E, Zuraidah Tharo, “Analisa Keandalan Sistem Jaringan Distribusi 20 KV PT. PLN (Persero) Rayon Delitua Berbasis Matlab,” *Kumpul. Karya Ilm. Mhs. Fak. sains dan Teknologi*, vol. 1, no. 1, p. 205, 2021.
- [45] P. Apj, K. Menggunakan, S. Etap, E. Transient, A. Progam, and L. Kegagalan, “Analisis keandalan sistem distribusi di pt. pln (persero) apj kudus menggunakan,” 2012.
- [46] M. Jufrizel and R. Hidayatullah, “Analisa Keandalan Sistem Distribusi 20KV Menggunakan Metode Section Technique dan Ria – Section Technique pada Penyulang Adi Sucipto Pekanbaru,” *Semin. Nas. Teknol. Informasi, Komun. dan Ind.*, vol. 9, pp. 417–423, 2017.

LAMPIRAN

Lampiran 1 Single line jaringan distribusi PT.PLN (Persero) Rayon Belawan


SINGLE LINE DIAGRAM HUTM 20KV
ULP BELAWAN
UP3 MEDAN UTARA



 PT. PLN (PERSERO) UUSUMUT ULP3 MEDAN UTARA	ULP BELAWAN	SINGLE LINE DIAGRAM 20 KV	Disurvey : AZIZYAHWIDYAN Dikambar : MUHAMMAD MUGILIN	Diperiksa : BUDI HARTONO Dietahui : HOLMES HUTAPEA	JANUARI 2021
--	----------------	---------------------------	---	---	--------------

Lampiran 2. Panjang Saluran Penyulang Lamhotma 01 (LH01)

No	Peralatan	panjang saluran (m)	jumlah pelanggan
1	Line 1	359	215
2	Line 2	590	317
3	Line 3	182	252
4	Line 4	398	220
5	Line 5	100	138
6	Line 6	360	255
7	Line 7	600	245
8	Line 8	268	319
9	Line 9	300	247
10	Line 10	200	260
11	Line 11	590	266
12	Line 12	230	126
13	Line 13	450	128
14	Line 14	150	287
15	Line 15	293	191
16	Line 16	786	265
17	Line 17	243	115
18	Line 18	105	96
19	Line 19	218	239
20	Line 20	234	382
21	Line 21	562	250
22	Line 22	406	174
23	Line 23	165	315
24	Line 24	475	200
25	Line 25	262	192
26	Line26	211	125
27	Line27	921	275
28	Line28	589	583
29	Line29	125	125
30	Line30	245	133

Lampiran 3. Data Gangguan Jaringan Distribusi PT.PLN (Persero) Rayon Belawan

Data gangguan jaringan distribusi PT.PLN (Persero) Rayon Belawan

Bulan	Jumlah pelanggan padam	Total Pelanggan yang dilayani	Waktu Pemadaman (jam)
Februari 2021	150	6854	672
Maret 2021	250	6854	720
April 2021	310	6854	744
Mei 2021	280	6854	720
Juni 2021	390	6854	744
Juli 2021	496	6854	744
Agustus 2021	680	6854	744
September 2021	510	6854	720
Oktober 2021	400	6854	744
November 2021	424	6854	720
Desember 2021	353	6854	744
January 2022	200	6854	744

Lampiran 4.Data Gangguan Titik Beban dan Durasi Pemadaman

Peralatan	Jumlah Pelanggan Padam	Durasi Pemadaman
Line 1-Line 5	1142	6,7388
Line 6-Line 14	2165	29,6858
Line15-Line 24	2314	32,2483
Line 25-Line 30	1230	32,0374