



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

TUGAS AKHIR - EE 184801

**OPTIMASI *TIME DIAL SETTING* & PEMILIHAN BENTUK
KURVA TCC RELAY ARUS LEBIH PADA SISTEM
KELISTRIKAN PT.PERTAMINA RU IV CILACAP DENGAN
METODE *ADAPTIVE MODIFIED FIREFLY ALGORITHM***

Kiki Fajriati
NRP 0711154000013

Dosen Pembimbing
Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT.
Dr. Ir. Ni Ketut Aryani, MT.

DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2019



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

TUGAS AKHIR - EE 184801

**OPTIMASI *TIME DIAL SETTING* & PEMILIHAN BENTUK
KURVA TCC RELAY ARUS LEBIH PADA SISTEM
KELISTRIKAN PT.PERTAMINA RU IV CILACAP DENGAN
METODE *ADAPTIVE MODIFIED FIREFLY ALGORITHM***

Kiki Fajriati
NRP 0711154000013

Dosen Pembimbing

Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT.
Dr. Ir. Ni Ketut Aryani, MT.

DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2019



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

FINAL PROJECT - EE 184801

***TIME DIAL SETTING OPTIMIZATION & TCC CURVE
SELECTION OF OVERCURRENT RELAY IN PT.
PERTAMINA RU IV CILACAP ELECTRICITY SYSTEM
USING ADAPTIVE MODIFIED FIREFLY ALGORITHM***

Kiki Fajriati
NRP 0711154000013

Advisor
Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT.
Dr. Ir. Ni Ketut Aryani, MT.

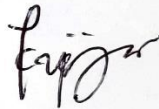
DEPARTMENT OF ELECTRICAL ENGINEERING
Faculty of Electrical Technology
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2019

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul “**Optimasi *Time Dial Setting* & Pemilihan Bentuk Kurva TCC Relay Arus Lebih pada Sistem Kelistrikan PT. Pertamina RU IV Cilacap Dengan Metode *Adaptive Modified Firefly Algorithm***” adalah benar-benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka. Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, Juli 2019



Kiki Fajriati

0711154000013

Halaman ini sengaja dikosongkan

**OPTIMASI TIME DIAL SETTING & PEMILIHAN
BENTUK KURVA TCC RELAY ARUS LEBIH PADA
SISTEM KELISTRIKAN PT.PERTAMINA RU IV
CILACAP DENGAN METODE ADAPTIVE
MODIFIED FIREFLY ALGORITHM**

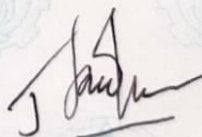
TUGAS AKHIR

**Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Pada
Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga
Departemen Teknik Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

Menyetujui :

Dosen Pembimbing I,

Dosen Pembimbing II,



Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT.

Dr. Ir. Ni Ketut Aryani, MT.

NIP. 196603181990101001

NIP. 196509011991032002



OPTIMASI *TIME DIAL SETTING* & PEMILIHAN BENTUK KURVA *TCC RELAY ARUS LEBIH* PADA SISTEM KELISTRIKAN PT.PERTAMINA RU IV CILACAP DENGAN METODE *ADAPTIVE MODIFIED FIREFLY ALGORITHM*

Nama : Kiki Fajriati
Dosen Pembimbing I : Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT.
Dosen Pembimbing II : Dr. Ir. Ni Ketut Aryani, MT.

ABSTRAK

PT. Pertamina RU IV Cilacap bersama PLN melakukan integrasi terhadap sistem kelistrikkannya. Integrasi yang telah dilakukan berupa pemindahan beban-beban non *esensial* dari eksisting ke feeder PLN untuk disuplai langsung oleh sumber PLN. Sistem ini merupakan sistem tahap 1 yang dilakukan Pertamina bersama PLN guna meningkatkan keandalan sistemnya. Sistem proteksi yang baik harus bisa dengan cepat meminimalisir gangguan yang terjadi sehingga hal-hal yang tidak diinginkan seperti terhentinya sistem produksi listrik, dan kerusakan alat dapat dihindari. Dalam koordinasi proteksi, hal utama yang perlu diperhatikan untuk peningkatan kualitas relay pengamannya yakni penentuan parameter dari *Time Dial Setting* (TDS).

Pada relay arus lebih inverse (51), penentuan parameter TDS dalam praktiknya seringkali operator mengalami kesulitan menemukan setting yang tepat. Oleh karena itu, untuk memudahkan serta mempersingkat waktu perhitungan *setting* relay arus lebih *inverse* pada tugas akhir ini dilakukan perhitungan TDS dengan metode *Adaptive Modified Firefly Algorithm*. Hasil tugas akhir ini yakni memperoleh setting TDS yang tepat dengan waktu operasi dan CTI yang minimum serta pemilihan kurva TCC guna mengetahui bahwa koordinasi proteksi sudah tepat.

Kata kunci: koordinasi proteksi, *overcurrent relay*, *time dial setting*, *time current characteristic*, *adaptive modified firefly algorithm*

Halaman ini sengaja dikosongkan

**TIME DIAL SETTING OPTIMIZATION & TCC CURVE
SELECTION OF OVERCURRENT RELAY IN PT.
PERTAMINA RU IV CILACAP ELECTRICITY SYSTEM
USING ADAPTIVE MODIFIED FIREFLY
ALGORITHM**

Name : Kiki Fajriati
Advisor I : Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT.
Advisor II : Dr. Ir. Ni Ketut Aryani, MT.

ABSTRACT

Based on Government Regulation, PT. Pertamina RU IV Cilacap together with PLN integrated its electricity system. Integration that has been carried out is transferring non-essential loads from existing into PLN feeders to be supplied directly by PLN Sources. This system is phase I system carried out by Pertamina along with PLN to improve their system reliability. A good coordination protection system must be able to quickly isolate an interruption that occurs in system so that unwanted things such as cessation of electricity production system, severe equipment damage, even a blackout can be avoided. The important thing that needs to be considered in coordination protection of power system is to improve the performance of relay by determining relay setting parameters itself which is Time Dial Setting (TDS).

In the practice, frequently operators have difficulty in finding the right setting of TDS Relay(51). It takes a long time to find the right setting of TDS because they use trial and error in finding it. To simplify and shorten the calculation time of inverse Overcurrent Relay settings, in this final project writer make a program to calculate TDS with Adaptive Modified Firefly Algorithm Method. The result of this final project is to obtain the right setting of TDS with minimum time operation, CTI, and TCC curve selection as well to ensure the coordination protection is correct.

Keywords: *coordination protection, overcurrent relay, time dial setting, time current characteristic, adaptive modified firefly algorithm*

Halaman ini sengaja dikosongkan

KATA PENGANTAR

Alhamdulillah Robbil 'Alamin, Puji Syukur saya panjatkan kehadirat Allah SWT yang telah melimpahkan rahmat, karunia, dan hidayahnya-Nya, sehingga penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini. Tujuan penyusunan Tugas Akhir ini adalah sebagai salah satu persyaratan untuk menyelesaikan jenjang pendidikan S1 pada Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga, Departemen Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Elektro, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya. Dalam penulisan Tugas

Penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada pihak-pihak yang banyak berjasa terutama dalam penyusunan tugas akhir ini, yaitu:

1. Allah SWT atas limpahan rahmat, karunia petunjuk-Nya, dan memberikan kelancaran dalam menyelesaikan tugas akhir ini
2. Kedua orang tua tercinta, Ibu Erlina Batubara dan Bapak Ucu Matsuni yang selalu memberikan doa serta dukungan tanpa henti . Semoga Allah SWT selalu melindungi mereka.
3. Bapak Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT. dan Ibu Dr. Ir. Ni Ketut Aryani, MT. selaku dosen pembimbing yang telah memberikan ilmu, bimbingan, dan perhatiannya selama proses penyelesaian Tugas Akhir ini.
4. Seluruh dosen dan karyawan Departemen Teknik Elektro ITS yang telah memberikan banyak ilmu dan bimbingan selama penulis menempuh pendidikan di Teknik Elektro ITS.
5. Seluruh rekan Laboratorium Instrumentasi Pengukuran dan Identifikasi Sistem Tenaga (LIPIST) ITS atas segala dukungan, bantuan, kebersamaan, dan kerjasamanya. Bram, Andi, Aliv, Risqiya dan teman-teman divisi malam LIPIST.
6. Teman-teman seperjuangan angkatan e55 atas dukungan dan kerja samanya selama masa kuliah hingga penyusunan Tugas Akhir ini.
7. Teman-teman terdekat tempat berkeluh kesah. Ida, Devi, Helena, Chelsea, GND, dan Day6. Terima kasih atas dukungan dan doanya terhadap penulis dalam penyusunan Tugas Akhir ini.
8. Semua pihak yang telah membantu penulis dalam penyusunan Tugas Akhir ini yang tidak dapat disebutkan satu persatu.

Penulis menyadari masih terdapat kesalahan pada penulisan Tugas Akhir ini, penulis mengharapkan adanya saran dan kritik yang membangun untuk penyempurnaan Tugas Akhir ini. Semoga Tugas Akhir ini bermanfaat bagi penelitian yang akan datang.

Surabaya, Juli 2019

Penulis

DAFTAR ISI

JUDUL	
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	
LEMBAR PENGESAHAN	
ABSTRAK	i
ABSTRACT	iii
KATA PENGANTAR	v
DAFTAR ISI	vii
DAFTAR GAMBAR	ix
DAFTAR TABEL	xiii
BAB 1 PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang Masalah	1
1.2 Perumusan Masalah.....	2
1.3 Batasan Masalah.....	2
1.4 Tujuan Tugas Akhir	3
1.5 Metodologi	3
1.6 Sistematika Penulisan.....	4
1.7 Relevansi	5
BAB 2 KOORDINASI PROTEKSI DAN <i>FIREFLY ALGORITHM</i> 7	
2.1 Gangguan Pada Sistem Tenaga Listrik.....	7
2.1.1 Gangguan Beban Lebih	8
2.1.2 Gangguan Hubung Singkat	8
2.2 Relay Arus Lebih	11
2.2.1 Relay Arus Lebih Waktu <i>Inverse</i>	12
2.2.2 <i>Setting</i> Relay Arus Lebih Waktu <i>Inverse</i>	13
2.2.3 <i>Coordination Time Interval (CTI)</i>	14
2.3 <i>Firefly Algorithm</i>	15
BAB 3 SISTEM KELISTRIKAN PT. PERTAMINA RU IV	
CILACAP DAN PERANCANGAN ALGORITMA	17
3.1 Sistem Kelistrikan PT. Pertamina RU IV Cilacap.....	17
3.1.1 Data Pembangkitan dan Pembebanan PT. Pertamina RU IV Cilacap	18
3.2.2 Data Transformator Sistem Kelistrikan PT. Pertamina RU IV Cilacap	19
3.2 Perancangan Program Perhitungan TDS dengan AMFA	20
BAB 4 HASIL DAN PEMBAHASAN	27

4.1 Pemilihan Tipikal Koordinasi pada PT. Pertamina RU IV Cilacap	27
4.1.1 Tipikal 1: Lump Load LSS 150SS2-EE-0103A (175 kW) Menuju Grid PLN (GI Lomanis)	28
4.1.2 Tipikal 2: Lump Load LSS 150SS2-EE-0103A (175 kW) Menuju Grid PLN GI Semen	29
4.2 Pasangan Relay Primer dan <i>Backup</i>	30
4.3 Perhitungan TDS Secara Manual	32
4.3.1 Perhitungan TDS Tipikal 1	32
4.3.2 Perhitungan TDS Tipikal 2	42
4.3.3 Rangkuman Nilai TDS Minimum Tiap Relay Perhitungan Manual	50
4.4 Perhitungan <i>Time Dial Setting</i> Menggunakan <i>AMFA</i>	52
4.4.1 Perhitungan TDS Tipikal 1	53
4.4.2 Perhitungan TDS Tipikal 2	83
4.4.3 Rangkuman Nilai TDS Tiap Relay dengan <i>AMFA</i>	108
4.5 Perbandingan Hasil TDS dengan Perhitungan Manual dan Program.....	111
4.6 Perbandingan Menggunakan Metode FA, MFA, dan <i>AMFA</i> ..	112
BAB 5 PENUTUP	117
5.1 Kesimpulan	117
5.2 Saran	117
DAFTAR PUSTAKA.....	119
BIOGRAFI PENULIS.....	121

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1	(a) hubung singkat tiga fasa (L-L-L), (b) hubung singkat tiga fasa ke tanah (L-L-G)	8
Gambar 2. 2	(a) Hubung singkat satu fasa ke tanah (L-G), (b) hubung singkat antar fasa (L-L), (c) hubung singkat antar fasa ke tanah (2L-G)	9
Gambar 2. 3	(a) komponen urutan positif, (b) komponen urutan negative, (c) komponen urutan nol.....	9
Gambar 2. 4	Prinsip Kerja Relay Arus Lebih	11
Gambar 2. 5	Macam-macam Kurva Relay Pengaman	12
Gambar 2. 6	<i>Inverse Definite Minimum Time</i>	13
Gambar 3. 1	(a) Sistem Kelistrikan PT. Pertamina RU IV Cilacap sebelum dilakukan pemindahan beban non <i>esensial</i> (b) setelah dilakukan pemindahan beban non <i>esensial</i>	17
Gambar 3. 2	Sistem PLN yang telah terintegrasi pada PT. Pertamina RU IV Cilacap.....	18
Gambar 3. 3	<i>Flowchart</i> Perhitungan TDS dengan AMFA (<i>bagian 1</i>)	21
Gambar 3. 4	<i>Flowchart</i> Perhitungan TDS dengan AMFA (<i>bagian 2</i>)	22
Gambar 4. 1	Sistem PLN yang diintegrasikan dengan sistem kelistrikan PT. Pertamina RU IV Cilacap.....	27
Gambar 4. 2	Skema Koordinasi Tipikal 1	28
Gambar 4. 3	Skema Koordinasi Tipikal 2	29
Gambar 4. 4	Parameter nilai <i>input</i> Tipikal 1 pada Program	53
Gambar 4. 5	Persebaran Awal TDS Relay 1 Tipikal 1	54
Gambar 4. 6	Persebaran Awal TDS Relay 2 Tipikal 1	55
Gambar 4. 7	Persebaran Awal TDS Relay 3 Tipikal 1	55
Gambar 4. 8	Persebaran Awal TDS Relay 4 Tipikal 1	56
Gambar 4. 9	Persebaran Awal TDS Relay 5 Tipikal 1	56
Gambar 4. 10	Persebaran Awal TDS Relay 6 Tipikal 1	57
Gambar 4. 11	Parameter <i>Output</i> Tipikal 1 dari Program.....	63
Gambar 4. 12	Parameter <i>Output</i> Tipikal 1 dari Program.....	64
Gambar 4. 13	Kurva Konvergensi Fungsi Objektif Tipikal 1	64
Gambar 4. 14	Pergerakan TDS Relay 1 di Tiap Iterasi Tipikal 1	65
Gambar 4. 15	Pergerakan TDS Relay 2 di Tiap Iterasi Tipikal 1	65
Gambar 4. 16	Pergerakan TDS Relay 3 di Tiap Iterasi Tipikal 1	66
Gambar 4. 17	Pergerakan TDS Relay 4 di Tiap Iterasi Tipikal 1	66

Gambar 4. 18	Pergerakan TDS Relay 5 di Tiap Iterasi Tipikal 1.....	67
Gambar 4. 19	Pergerakan TDS Relay 6 di Tiap Iterasi Tipikal 1.....	67
Gambar 4. 20	<i>Delta Error</i> TDS di Tiap Iterasi Relay 1 Tipikal 1.....	68
Gambar 4. 21	<i>Delta Error</i> TDS di Tiap Iterasi Relay 2 Tipikal 1.....	68
Gambar 4. 22	<i>Delta Error</i> TDS di Tiap Iterasi Relay 3 Tipikal 1.....	69
Gambar 4. 23	<i>Delta Error</i> TDS di Tiap Iterasi Relay 4 Tipikal 1.....	69
Gambar 4. 24	<i>Delta Error</i> TDS di Tiap Iterasi Relay 5 Tipikal 1.....	70
Gambar 4. 25	<i>Delta Error</i> TDS di Tiap Iterasi Relay 6 Tipikal 1.....	70
Gambar 4. 26	Koordinasi Proteksi Tipikal 1 Gangguan di Bus 15-2...	71
Gambar 4. 27	Hasil Tipikal 1 pada ETAP Ketika Gangguan di Bus 15-2 (3,45 kV)	72
Gambar 4. 28	Koordinasi Proteksi Tipikal 1 Gangguan di Bus	73
Gambar 4. 29	Hasil Tipikal 1 pada ETAP Ketika Gangguan di Bus 150SS2-EE-0102A (3,45 kV).....	74
Gambar 4. 30	Koordinasi Proteksi Tipikal 1 Gangguan di Bus 72.....	75
Gambar 4. 31	Hasil Tipikal 1 pada ETAP Ketika Gangguan di Bus 72 (13,8 kV)	76
Gambar 4. 32	Koordinasi Proteksi Tipikal 1 Gangguan di Bus 71	77
Gambar 4. 33	Hasil Tipikal 1 pada ETAP Ketika Gangguan di Bus 71 (13,8 kV)	78
Gambar 4. 34	Koordinasi Proteksi Tipikal 1 ketika Gangguan di Bus INC PLN Feeder A (13,8 kV)	79
Gambar 4. 35	Hasil Tipikal 1 pada ETAP Ketika Gangguan di Bus INC PLN Feeder A (13,8 kV).....	80
Gambar 4. 36	Koordinasi Proteksi Tipikal 1 ketika Gangguan di Bus 70 (150 kV)	81
Gambar 4. 37	Hasil Tipikal 1 pada ETAP Ketika Gangguan di Bus 70 (150 kV)	82
Gambar 4. 38	Parameter nilai <i>input</i> Tipikal 2 pada Program	83
Gambar 4. 39	Persebaran awal <i>firefly</i> Relay 1 Tipikal 2.....	84
Gambar 4. 40	Persebaran Awal TDS Relay 2 Tipikal 2.....	85
Gambar 4. 41	Persebaran Awal TDS Relay 3 Tipikal 2.....	85
Gambar 4. 42	Persebaran Awal TDS Relay 4 Tipikal 2.....	86
Gambar 4. 43	Persebaran Awal TDS Relay 5 Tipikal 2.....	86
Gambar 4. 44	Parameter <i>Output</i> Tipikal 2 dari Program	91
Gambar 4. 45	Parameter <i>Output</i> Tipikal 2 dari Program	92

Gambar 4. 46	Kurva Konvergensi Fungsi Objektif Tipikal 2	92
Gambar 4. 47	Pergerakan TDS Relay 1 di Tiap Iterasi Tipikal 2	93
Gambar 4. 48	Pergerakan TDS Relay 2 di Tiap Iterasi Tipikal 2	93
Gambar 4. 49	Pergerakan TDS Relay 3 di Tiap Iterasi Tipikal 2	94
Gambar 4. 50	Pergerakan TDS Relay 4 di Tiap Iterasi Tipikal 2	94
Gambar 4. 51	Pergerakan TDS Relay 5 di Tiap Iterasi Tipikal 2	95
Gambar 4. 52	<i>Delta Error</i> TDS di Tiap Iterasi Relay 1 Tipikal	95
Gambar 4. 53	<i>Delta Error</i> TDS di Tiap Iterasi Relay 2 Tipikal 2	96
Gambar 4. 54	<i>Delta Error</i> TDS di Tiap Iterasi Relay 3 Tipikal 2	96
Gambar 4. 55	<i>Delta Error</i> TDS di Tiap Iterasi Relay 4 Tipikal 2	97
Gambar 4. 56	<i>Delta Error</i> TDS di Tiap Iterasi Relay 5 Tipikal 2	97
Gambar 4. 57	Koordinasi Proteksi Tipikal 2 ketika Gangguan di Bus 89 (3.45 kV)	98
Gambar 4. 58	Koordinasi Proteksi Tipikal 2 Gangguan di Bus 89.....	99
Gambar 4. 59	Koordinasi Proteksi Tipikal 2 ketika Gangguan di Bus 80EE2127C (3.45 kV)	100
Gambar 4. 60	Koordinasi Proteksi Tipikal 2 Gangguan di Bus 80EE2127C (3,45 kV)	101
Gambar 4. 61	Koordinasi Proteksi Tipikal 2 ketika Gangguan di Bus 32 (13.8 kV)	102
Gambar 4. 62	Koordinasi Proteksi Tipikal 2 Gangguan di Bus 32....	103
Gambar 4. 63	Koordinasi Proteksi Tipikal 2 ketika Gangguan di Bus INC PLN Feeder B (13.8 kV).....	104
Gambar 4. 64	Koordinasi Proteksi Tipikal 2 Gangguan di Bus INC PLN Feeder B (13.8 kV)	105
Gambar 4. 65	Koordinasi Proteksi Tipikal 2 ketika Gangguan di Bus PLN Feeder B (150 kV).....	106
Gambar 4. 66	Koordinasi Proteksi Tipikal 2 Gangguan di Bus PLN Feeder B (150 kV)	107
Gambar 4. 67	Konvergensi dengan Metode <i>Firefly Algorithm</i> (FA). 113	
Gambar 4. 68	Konvergensi dengan metode <i>Modified Firefly Algorithm</i> (MFA).....	114
Gambar 4. 69	Konvergensi ketika Menggunakan Metode <i>Adaptive</i> <i>Modified Firefly Algorithm</i> (AMFA).....	114

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1 Koefisien Kurva Inverse berdasarkan standar Relay ALSTOM	14
Tabel 2. 2 CTI Relay	15
Tabel 3. 1 Jumlah Pembangkitan, Pembebanan, dan <i>Demand</i> PT. Pertamina RU IV Cilacap.....	19
Tabel 3. 2 Daftar Transformator Dua Belitan di sistem PLN yang telah terintegrasi dengan sistem kelistrikan PT. Pertamina RU IV Cilacap	19
Tabel 3. 3 Data Lanjutan Transformator 2 Belitan	20
Tabel 4. 1 Pasangan Relay Primer dan <i>Backup</i> Tipikal 1.....	30
Tabel 4. 2 Pasangan Relay Primer dan <i>Backup</i> Tipikal 2.....	30
Tabel 4. 3 Data Arus Hubung Singkat Maksimum yang Mengalir pada Tiap Relay di Tipikal 1	31
Tabel 4. 4 Data Arus Hubung Singkat Maksimum yang Mengalir pada Tiap Relay di Tipikal 2	31
Tabel 4. 5 Rangkuman Tipikal 1 Pola Operasi 1.....	50
Tabel 4. 6 Rangkuman Tipikal 2 Pola Operasi 2.....	51
Tabel 4. 7 Data Nomor Relay Pada Program Tipikal 1	53
Tabel 4. 8 Nilai Persebaran TDS Relay Tipikal 1	57
Tabel 4. 9 Fungsi Objektif Tiap Populasi Tipikal 1	59
Tabel 4. 10 Nilai Fungsi Objektif Minimum Tiap Iterasi Tipikal 1	62
Tabel 4. 11 Waktu Operasi Tiap Relay Pada Tipikal 1	83
Tabel 4. 12 Data Nomor Relay Pada Program Tipikal 2	84
Tabel 4. 13 Nilai Persebaran TDS Relay Tipikal 2	87
Tabel 4. 14 Fungsi Objektif Tiap Populasi Tipikal 2	88
Tabel 4. 15 Nilai <i>Cost</i> Minimum Tiap Iterasi Tipikal 2.....	90
Tabel 4. 16 Waktu Operasi Tiap Relay Pada Tipikal 2	108
Tabel 4. 17 Rangkuman <i>Setting</i> Relay Tipikal 1.....	108
Tabel 4. 18 Waktu Operasi Relay Tipikal 1	109
Tabel 4. 19 Rangkuman <i>Setting</i> Relay Tipikal 2.....	109
Tabel 4. 20 Waktu Operasi Relay Tipikal 2	110
Tabel 4. 21 Analisis Hasil Program Tipikal 1	110
Tabel 4. 22 Analisis Hasil Program Tipikal 2	110
Tabel 4. 23 Data Nilai TDS Perhitungan Manual.....	112
Tabel 4. 24 Data Nilai TDS Perhitungan melalui Program	112

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang Masalah

Sistem kelistrikan suatu industri dituntut bekerja secara optimal guna tetap menghasilkan produk yang baik. Untuk menjaga kontinuitas tenaga listriknya, perlu sistem proteksi yang handal dan baik agar dapat mengamankan dan meminimalisir gangguan dengan cepat sehingga tidak menimbulkan kerusakan pada peralatan maupun mengganggu kinerja sistem hingga terhentinya pasokan daya. Dalam hal ini, selain diperlukannya peralatan yang handal untuk menunjang sistem proteksi ini, pemilihan parameter proteksi yang tepat pada sistem proteksi kelistrikan suatu industri juga sangat diperlukan. Dari parameter tersebut, beban yang mengalami gangguan dapat dengan akurat diproteksi sehingga tidak mempengaruhi daerah (zona) lain.

Salah satu peralatan proteksi yang sering digunakan yaitu relay arus lebih. Sejatinnya, relay arus lebih bekerja dengan kepekaannya terhadap arus yang mengalir melalui trafo arus (*current trafo*) yang kemudian memberikan perintah kepada *circuit breaker* untuk bekerja melindungi sistem dari kemungkinan gangguan hubung singkat (*short circuit*) atau beban lebih (*overload*). Relay arus lebih *inverse* digunakan untuk mengamankan peralatan akibat gangguan yang berasal dari arus beban lebih peralatan tersebut dengan durasi yang lama. Ketika terjadi gangguan pada sistem, relay primer perlu bekerja dengan cepat dalam melokalisir suatu gangguan. Dalam hal ini, perlunya relay *backup* sebagai relay sekunder ketika relay primer gagal bekerja dalam melokalisir suatu gangguan. Oleh karena itu, koordinasi antar relay perlu diperhatikan agar tidak terjadi kegagalan proteksi. Dalam penentuan koordinasi antar relay tersebut, parameter yang perlu ditentukan antara lain *Ipickup*, jenis kurva, dan TDS agar tidak terjadi kesalahan urutan operasi .

Kondisi eksisting sistem kelistrikan pada PT. Pertamina RU IV Cilacap, telah dilakukannya integrasi antara PLN dan Pertamina dengan memindahkan beban-beban non *esensial* dari eksisting ke feeder PLN untuk disuplai langsung oleh sumber PLN. Sistem ini merupakan sistem tahap 1 yang dilakukan PLN bersama Pertamina guna meningkatkan keandalan sistemnya. Oleh karena itu, pada tugas akhir ini akan dilakukan optimasi TDS pada sistem kelistrikan PT. Pertamina RU IV Cilacap yang terintegrasi dengan sistem PLN.

Nilai TDS biasanya ditentukan melalui perhitungan manual untuk memperoleh TDS yang tepat agar didapatkan waktu operasi yang optimal. Namun, para teknisi sering menemukan kesulitan dalam mendapatkan TDS yang tepat. Para teknisi umumnya melakukan metode *trial and error* atau dalam memperoleh nilai TDS agar waktu operasi antar relay koordinasinya sesuai dengan CTI yang diinginkan. Hal ini dirasa tidak praktis sehingga membutuhkan waktu yang lama dalam menyelesaikan pekerjaannya. Oleh karena itu, untuk memudahkan melakukan setting relay dan memperoleh setting yang tepat serta menghemat waktu pengerjaan, digunakan metode *Adaptive Modified Firefly Algorithm*.

Penggunaan metode *Adaptive Modified Firefly Algorithm* pada tugas akhir ini ditujukan untuk memperoleh nilai TDS yang optimum serta penggunaan algoritma mempermudah dan mempersingkat waktu pengerjaan relay arus lebih inverse pada sistem kelistrikan PT. Pertamina RU IV Cilacap yang terintegrasi dengan PLN. Diharapkan tugas akhir ini dapat membantu PT. Pertamina RU IV Cilacap lebih mudah dan optimal dalam penentuan setting parameter relay arus lebih *inverse*.

1.2 Perumusan Masalah

Permasalahan yang akan dibahas dalam Tugas Akhir ini adalah :

1. Bagaimana penentuan dan pengoptimalan nilai *time dial setting*, I pickup, time delay dan pemilihan bentuk kurva TCC untuk relay arus lebih inverse dengan metode *Adaptive Modified Firefly Algorithm* pada sistem kelistrikan PT. Pertamina RU IV Cilacap.
2. Bagaimana implementasi nilai TDS yang diperoleh dengan metode *Adaptive Modified Firefly Algorithm* untuk koordinasi proteksi sistem kelistrikan di PT. Pertamina RU IV Cilacap.

1.3 Batasan Masalah

Batasan masalah pada pengerjaan Tugas Akhir ini adalah:

1. Setting relay hanya difokuskan kepada relay arus lebih inverse. Relay instantaneous dinonaktifkan.
2. Perhitungan TDS dilakukan di beberapa tipikal koordinasi proteksi
3. Bentuk kurva yang dipilih adalah IEC *Standard Inverse*, *Very Inverse*, dan *Extremely Inverse*
4. Relay yang digunakan jenis dan spesifikasinya sama

5. Gangguan diasumsikan hanya terjadi pada tiap bus dari tegangan tinggi hingga tegangan menengah
6. Perhitungan TDS hanya dilakukan pada bagian radial sistem kelistrikan

1.4 Tujuan Tugas Akhir

Tujuan dilakukannya Tugas Akhir ini antara lain:

1. Memperoleh setting parameter relay arus lebih *inverse* seperti TDS, I pickup, dan bentuk kurva TCC yang optimal dengan metode *Adaptive Modified Firefly Algorithm*.
2. Memperoleh koordinasi proteksi yang baik dari hasil penggunaan metode *Adaptive Modified Firefly Algorithm* PT. Pertamina RU IV Cilacap.

1.5 Metodologi

Metodologi yang akan digunakan dalam pengerjaan Tugas Akhir ini adalah :

1. Pengumpulan Data
Pengumpulan data berupa proses pengumpulan serangkaian data yang diperlukan untuk menyelesaikan dan menunjang keakuratan hasil tugas akhir. Data yang dikumpulkan antara lain data eksisting generator, transformator, motor, kabel, beban-beban yang terpasang, dan setting relay arus lebih
2. Studi Literatur
Pencarian literatur dari jurnal, buku atau berbagai referensi sebagai teori penunjang yang dapat diterapkan pada tugas akhir. Literatur yang akan diterapkan berhubungan dengan koordinasi proteksi, setting relay arus lebih, *datasheet* relay, *firefly algorithm*, dan standar-standar yang berhubungan.
3. Pemodelan Tipikal Koordinasi Proteksi
Pemodelan tipikal koordinasi proteksi pada sistem kelistrikan PT. Pertamina RU IV Cilacap yang telah terintegrasi dengan PLN dapat ditentukan dari jarak utility PLN hingga ke beban terjauh, berdasarkan beban terbesar, dan tipikal yang disesuaikan dengan kebutuhan.
4. Simulasi Short Circuit
Simulasi short circuit dilakukan dengan tujuan mengetahui nilai arus hubung singkat pada bus dan saluran ketika terjadi

gangguan hubung singkat pada sistem kelistrikan PT. Pertamina RU IV Cilacap. Simulasi short circuit menggunakan *software* ETAP 12.6.

5. Pembuatan Algoritma
Algoritma yang digunakan dalam tugas akhir ini yaitu *Adaptive Modified Firefly Algorithm*. Pembuatan algoritma dengan mengadaptasi perilaku dan pola berkedip kunang-kunang bertujuan untuk memperoleh nilai TDS yang minimum pada sistem.
6. Simulasi Hasil Algoritma
Nilai TDS yang telah diperoleh dari algoritma AMFA akan disimulasi serta di implementasikan pada setting proteksi sistem kelistrikan PT. Pertamina RU IV Cilacap yang terintegrasi dengan PLN menggunakan ETAP 12.6.
7. Analisa Data
Setelah diperoleh data (nilai TDS) dengan metode AMFA, selanjutnya dilakukan analisis membandingkan dengan perhitungan TDS manual.
8. Pembuatan Laporan
Setelah semua tahap terlaksana, maka ditarik kesimpulan berdasarkan kondisi eksisting, hasil simulasi, dan analisa data.

1.6 Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan Tugas Akhir ini dibagi menjadi 5 bab sebagai berikut:

Bab 1: Pendahuluan

Bab 1 berisikan latar belakang, perumusan masalah, batasan masalah, tujuan dari tugas akhir ini, metodologi, sistematika penulisan, dan relayvansi.

Bab 2: Teori Penunjang

Bab 2 berisikan dasar teori mengenai koordinasi proteksi dan algoritma *Firefly Algorithm*.

Bab 3: Sistem Kelistrikan PT. Pertamina RU IV Cilacap dan Perancangan Program

Bab 3 berisikan mengenai sistem kelistrikan pada PT. Pertamina RU IV Cilacap serta penentuan setting di beberapa tipikal dan

perancangan program perhitungan TDS untuk memperoleh nilai TDS optimal.

Bab 4: Hasil Simulasi dan Analisis

Bab 4 berisikan mengenai hasil simulasi *Adaptive Modified Firefly Algorithm* dalam penentuan setting TDS yang kemudian dianalisa hasil yg diperoleh dengan perhitungan manual untuk menguji keberhasilan program.

Bab 5: Penutup

Bab 5 berisikan mengenai kesimpulan dan saran dari pembahasan yg telah dilakukan.

1.7 Relevansi

Hasil dari Tugas Akhir ini diharapkan dapat memberikan beberapa manfaat, antara lain:

1. Untuk PT. Pertamina RU IV Cilacap, dapat menjadi sebuah masukan dalam penentuan setting parameter TDS yang lebih mudah dan optimal.
2. Sebagai refrensi untuk bidang penelitian serupa dalam penggunaannya menggunakan *artificial intelligence* (kecerdasan buatan).
3. Sebagai refrensi mahasiswa lain dalam pengerjaan tugas akhir dengan topik serupa.

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB 2

KOORDINASI PROTEKSI DAN *FIREFLY* ALGORITHM

Proteksi pada suatu sistem tenaga listrik didesain untuk melindungi dan mengisolasi gangguan dengan cepat untuk mencegah hilangnya produksi listrik dalam jumlah besar [1]. Selain itu, proteksi diperlukan untuk mencegah konsekuensi-konsekuensi yang terjadi akibat gangguan seperti hilangnya sinkronisme generator dari sistemnya, menimbulkan resiko yang berdampak terhadap *plant* (kerusakan), dan membahayakan manusia [2].

Beberapa aspek [3] yang menjadi pertimbangan dalam pemilihan relay proteksi antara lain sebagai berikut:

1. *Reliability* : Kehandalan sistem proteksi saat beroperasi
2. *Selectivity* : Koordinasi proteksi yang tepat
3. *Speed of Operation* : Durasi gangguan minimum dan akibat kerusakan peralatan dan ketidakstabilan sistem
4. *Simplicity* : Desain yang simple
5. *Economics* : Ekonomis

Relay yang sering digunakan dalam mengisolasi gangguan pada sistem proteksi tenaga listrik yaitu relay arus lebih. Parameter yang harus diperhatikan pada relay arus lebih yaitu berupa arus *pickup* (I_{pickup}), TDS (*Time Dial Setting*), serta bentuk kurva *Time-Current Characteristic*. Kinerja relay yang baik ialah ketika ada gangguan di suatu area, relay primer bekerja mengisolasi area tersebut. Ketika relay salah beroperasi dalam mengisolasi area yang mengalami gangguan, dapat disebabkan [3] karena kesalahan setting relay, kesalahan pemasangan relay, *human error*, dan kegagalan pada peralatan seperti breaker, CT (Current Trafo), VT (Voltage Trafo), *wiring*, dll.

2.1 Gangguan Pada Sistem Tenaga Listrik

Gangguan pada sistem tenaga listrik merupakan suatu kondisi dimana kondisi pada sistem tenaga listrik menjadi abnormal. Gangguan yang menyebabkan hal tersebut antara lain pada umumnya yaitu gangguan hubung singkat dan gangguan beban lebih.

2.1.1 Gangguan Beban Lebih

Gangguan beban lebih merupakan keadaan abnormal yang muncul ketika suatu peralatan beroperasi melebihi ratingnya, sehingga arus yang mengalir melebihi arus nominal peralatan tersebut dan pengamanan yang terpasang. Arus yang mengalir pada saluran ketika gangguan beban lebih terjadi dapat menimbulkan panas berlebih yang selanjutnya dapat mempercepat proses penuaan umur dari peralatan listrik tersebut.

2.1.2 Gangguan Hubung Singkat

Gangguan hubung singkat umumnya sering terjadi dalam sistem tenaga listrik. Arus gangguan yg muncul ketika gangguan hubung singkat cukup besar, sehingga sistem proteksi harus dapat memutus arus gangguan yang muncul secara cepat dan selektif. Gangguan hubung singkat dikelompokkan menjadi 2 jenis gangguan, antara lain hubung singkat simetri dan hubung singkat asimetri.

2.1.3 Hubung Singkat Simetri

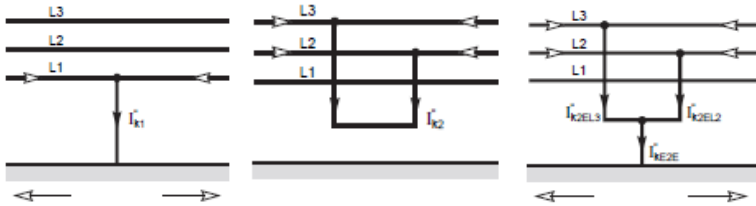
Hubung singkat simetri ialah hubung singkat dimana arus gangguan mengalir pada semua fasanya sehingga arus dan tegangannya pada masing-masing fasa bernilai sama. Contohnya yaitu hubung singkat tiga fasa dan hubung singkat tiga fasa ke tanah.



Gambar 2. 1 (a) hubung singkat tiga fasa (L-L-L), (b) hubung singkat tiga fasa ke tanah (L-L-G)

2.1.4 Hubung Singkat Asimetri

Hubung singkat asimetri, nilai pada tiap fasa yang dilewati arus gangguan tidak bernilai sama. Contoh hubung singkat asimetri diantaranya, hubung singkat satu fasa ke tanah, hubung singkat dua fasa, dan hubung singkat dua fasa ke tanah.

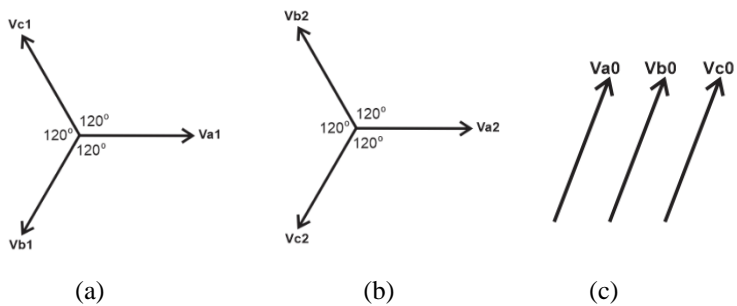


Gambar 2 2 (a) Hubung singkat satu fasa ke tanah (L-G), (b) hubung singkat antar fasa (L-L), (c) hubung singkat antar fasa ke tanah (2L-G)

Analisis gangguan hubung singkat dapat dilakukan berdasarkan kesimetrisan gangguan yang muncul. Karena nilai pada tiap fasa berbeda ketika terjadi gangguan asimetri, maka perlu komponen simetri untuk memudahkan Analisa gangguan hubung singkat dari asimetri menjadi simetri.

1. Komponen Simetri

Digunakan untuk menganalisis sistem yang tidak seimbang. Contohnya pada gangguan hubung singkat tiga fasa, dua fasa, dan satu fasa ke tanah.



Gambar 2 3 (a) komponen urutan positif, (b) komponen urutan negative, (c) komponen urutan nol

Komponen urutan positif terdiri dari tiga fasor yang sama besar, tiap fasa terpisah 120° . Komponen urutan negative terdiri dari

tiga fasor yang sama besar, tiap fasa terpisah 120° , dan urutan fasanya berlawanan dengan urutan asli pada komponen urutan positif. Komponen urutan nol terdiri dari tiga fasa dengan magnitude yang sama besar, dan pergeseran fasanya 0° antara fasor satu dengan lainnya.

2.1.5 Perhitungan Arus Hubung Singkat

Untuk menentukan besarnya arus hubung singkat, perhitungannya dapat ditentukan seperti dibawah ini:

1. Hubung singkat tiga fasa ke tanah

$$\text{Isc } 3\Phi = \frac{V_{L-N}}{X_1} \quad (2.1)$$

Hubung singkat ini terjadi saat ketiga fasa saling terhubung ke tanah. Perhitungan hubung singkat tiga fasa, V_{LN} (tegangan *line to neutral*) dibagi dengan reaktansi urutan positif X_1 .

2. Hubung singkat antar fasa

Hubung singkat ini terjadi ketika dua fasa saling terhubung. Arus hubung singkat antar fasa ini dapat ditentukan melalui perhitungan dibawah ini:

$$\text{Isc } 2\Phi = \frac{V_{L-L}}{X_1 + X_2} \quad (2.2)$$

Dimana, V_{L-L} (tegangan *line to line*) dibagi dengan penjumlahan reaktansi urutan positif (x_1) dan reaktansi urutan negative (x_2). Jika x_1 dan x_2 bernilai sama, maka perhitungan hubung singkatnya:

$$\text{Isc } 2\Phi = \frac{V_{L-L}}{2X_1} \quad (2.3)$$

3. Hubung singkat satu fasa ke tanah

Hubung singkat ini terjadi saat salah satu fasa terhubung ke tanah. Perhitungannya dapat dilakukan dengan rumus berikut:

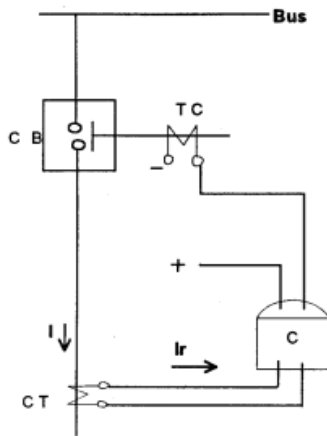
$$\text{Isc } 1\Phi = \frac{3V_{L-N}}{X_1 + X_2 + X_0} \quad (2.4)$$

Dimana, tegangan *line to neutral* dibagi dengan penjumlahan reaktansi urutan positif (x_1), reaktansi urutan negatif (x_2), dan reaktansi urutan nol (x_0). Jika $x_1 = x_2 = x_0$, maka:

$$\text{Isc } 1\Phi = \frac{V_{L-N}}{X_1} = \text{Isc } 3\Phi \quad (2.5)$$

2.2 Relay Arus Lebih

Relay arus lebih digunakan untuk mendeteksi gangguan hubung singkat (*short circuit*) dan gangguan beban lebih (*overload*). Relay akan bekerja ketika $I_f > I_p$. Relay tidak bekerja ketika $I_f < I_p$. Dimana I_f merupakan arus gangguan yang mengalir di sisi primer CT (*Current Transformer*) yang dinyatakan terhadap gulungan sekunder CT (*Current Transformer*). I_p merupakan arus *pick up* yang dinyatakan terhadap gulungan sekunder CT (*Current Transformer*) [4]



Gambar 2. 4 Prinsip Kerja Relay Arus Lebih

Keterangan

CB : *Circuit Breaker*

TC : *Trip Coil CB*

I : Arus yang mengalir pada saluran yang diamankan

CT : Trafo arus

I_r : Arus yang mengalir pada relay

C : Relay arus lebih

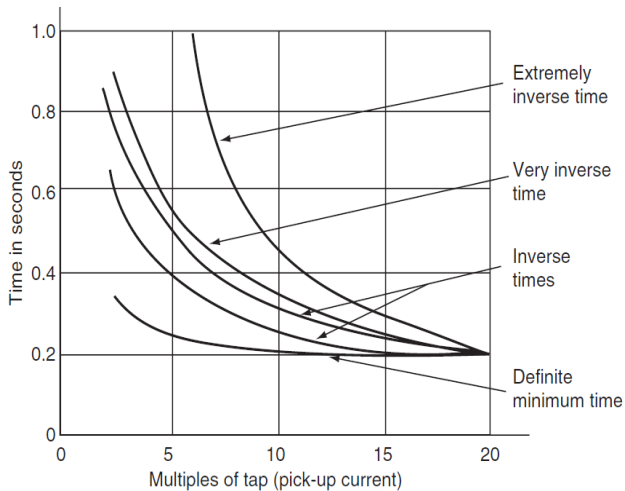
I_p : Arus pick-up dari relay

Prinsip kerja relay arus lebih yaitu arus mengalir melalui CT (*Current Transformer*). Arus yang melewati CT akan di step down sebelum diterima oleh relay. Ketika arus yang mengalir melalui CT

melebihi arus nominalnya, maka relay akan mendeteksi gangguan tersebut kemudian memberikan perintah kepada CB untuk melakukan trip. Relay arus lebih dikelompokkan menjadi 2 yaitu relay arus lebih waktu *inverse* dan relay arus lebih waktu *tertentu*.

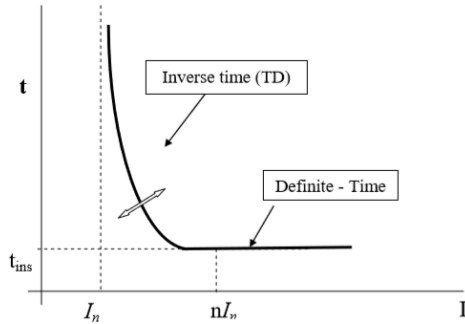
2.2.1 Relay Arus Lebih Waktu *Inverse*

Relay arus lebih waktu inverse memiliki sifat berbanding terbalik antara waktu operasi relay dengan besarnya arus gangguan. Semakin besar arus gangguan, semakin cepat waktu operasi relaynya dan sebaliknya[5]. Karakteristik relay arus lebih waktu inverse dibedakan menjadi standar inverse, very inverse, extremely inverse, dan long inverse. Karakteristik [6] tersebut akan menunjukkan hubungan antara waktu operasi relay dengan besar arus gangguan.



Gambar 2. 5 Macam-macam Kurva Relay Pengaman [7]

Relay inverse juga memiliki karakteristik yang disebut *Inverse Definite Minimum Time* (IDMT). Karakteristik yang terlihat pada gambar dibawah ini menunjukkan bahwa ketika arus yang melalui relay bernilai lebih dari *tap* tertentu, maka waktu operasi relay akan turun mendekati waktu *definite* minimum[5]



Gambar 2. 6 *Inverse Definite Minimum Time*

Berdasarkan Standar IEC 255-3 dan BS 142, karakteristik waktu arus terbalik atau disebut juga *Inverse Definite Minimum Time*, persamaannya dapat dituliskan sebagai berikut[8]:

- Standard Inverse
$$\frac{0,14}{I^{0,02-1}} \times \frac{M}{10} \quad (2.6)$$

- Very Inverse
$$\frac{13,5}{I-1} \times \frac{M}{10} \quad (2.7)$$

- Extremely Inverse
$$\frac{80}{I^2-1} \times \frac{M}{10} \quad (2.8)$$

- Long Time Inverse
$$\frac{120}{I-1} \times \frac{M}{10} \quad (2.9)$$

2.2.2 *Setting Relay Arus Lebih Waktu Inverse*

Setting relay arus lebih waktu *inverse* harus lebih besar dari *Full Load Ampere*. Hal ini didasarkan pada prinsip bahwa relay tidak akan bekerja ketika bebannya beroperasi maksimum. Jadi, relay arus lebih waktu *inverse* harus diatur lebih besar dari *Full Load Ampere* agar dapat bekerja ketika terjadi kondisi beban lebih pada sistem.

Dalam menentukan *setting* relay arus lebih waktu *inverse*, parameter yang perlu ditentukan antara lain, *I* pickup dan *Time dial Setting* (TDS). Untuk *setting* nilai *Iset* relay arus lebih waktu *inverse*, batasan nilainya berdasarkan *British Standard 142* yaitu 1,05 FLA – 1,3 FLA. Untuk *setting I* pickupnya, dengan pembagian *Iset* dan CT primer dari relay yang terpasang.

$$Tap = \frac{Iset}{CT Primer} \quad (2.10)$$

Keterangan:

$Iset$ = I pickup

CT Primer = nilai arus CT yang melewati relay di gulungan primernya

Sementara untuk setting *Time Dial Settingnya*, rumus untuk menghitungnya yaitu:

$$t = \frac{k \times TDS}{\left[\left(\frac{I}{Iset}\right)^\alpha - 1\right]} + L \quad (2.11)$$

Keterangan:

t_{op} = waktu operasi relay

k, L, α = koefisien kurva *inverse* (**dapat dilihat pada tabel 2.1**)

I = arus gangguan 3 fasa yang mengalir melalui relay (A)

$Iset$ = arus *pickup* relay (A)

Tabel 2. 1 Koefisien Kurva Inverse berdasarkan standar Relay ALSTOM [9]

Jenis Kurva	Koefisien		
	K	α	L
Standard Inverse	0,14	0.02	0
Very Inverse	13,5	1	0
Extremely Inverse	80	2	0

2.2.3 *Coordination Time Interval (CTI)*

Ketika merencanakan kurva koordinasi proteksi, interval waktu tertentu perlu dipertahankan antar kurva relaynya untuk memastikan bahwa operasi relaynya sudah tepat dan selektif. Tanpa adanya interval waktu antar relay (CTI) yang memadai, relay proteksi mungkin dapat bekerja tidak tepat dan dapat memutus aliran daya ke lokasi yang tidak terjadi gangguan[1]. Untuk menghitung CTI, digunakan persamaan berikut:

$$CTI = top_{backup} - top_{primer} \quad (2.12)$$

Keterangan:

CTI = Coordination Time Interval (sekon)

top_{primer} = waktu operasi relay ketika sebagai relay primer

top_{backup} = waktu operasi relay ketika sebagai relay backup

Tabel 2. 2 CTI Relay

Komponen	Tipe Relay	
	Elektromekanik	Statik
Waktu pembukaan <i>circuit breaker</i>	0,08 <i>sekon</i>	0,08 <i>sekon</i>
<i>Overtravel</i> pada relay	0,1 <i>sekon</i>	0 <i>sekon</i>
Toleransi dan <i>error</i> pada relay	0,12 <i>sekon</i>	0,12 <i>sekon</i>
Total CTI	0,3 <i>sekon</i>	0,2 <i>sekon</i>

Dari tabel diatas, dapat ditarik kesimpulan bahwa tipe relay elektromekanik memiliki CTI minimum yang direkomendasikan yaitu 0.3 *sekon*, sedangkan untuk tipe relay statik yakni 0.2 *sekon*.

2.3 *Firefly Algorithm*

Algoritma *Firefly* dikembangkan pertama kali oleh Xin She Yang di Universitas Cambridge. Menurut Xin She Yang, algoritma ini terinspirasi oleh perilaku kunang-kunang berkedip. Adapun karakteristik kedipan kunang-kunang yang diidealkan menurut Xin She Yang, antara lain: (1) semua kunang-kunang dianggap *unisex*, sehingga ketertarikan kunang-kunang dengan yang lainnya tidak mempedulikan jenis kelaminnya tetapi lebih tertarik kepada intensitas cahaya, (2) daya tarik yang dimiliki sebanding dengan tingkat intensitas cahaya yang dipancarkan kunang-kunang. Jadi, semakin terang cahaya yang dipancarkan oleh suatu kunang-kunang, maka kunang-kunang lain akan bergerak menuju kunang-kunang yang lebih terang tersebut. Jika tidak satupun kunang-kunang yang memiliki intensitas cahaya yang lebih terang, maka kunang-kunang akan bergerak acak, (3) tingkat intensitas cahaya kunang-kunang ditentukan oleh fungsi objektif [10]

Algoritma *Firefly* dapat mengatasi permasalahan mengenai optimasi. Algoritma ini cukup efektif karena dapat melakukan penyetelan serta mengontrol nilai acak yang terjadi selama proses iterasi sehingga dapat mencapai konvergensi lebih cepat dengan mengatur parameternya.

Pada algoritma *Firefly*, perubahan posisi kunang-kunang dapat dituliskan dalam persamaan berikut ini:

$$x = x_i + \beta_0 e^{-\gamma r_{ij}^2} (x_j - x_i) + \alpha \epsilon \quad (2.13)$$

Dimana x adalah posisi kunang-kunang, x_i adalah posisi kunang-kunang i , x_j adalah posisi kunang-kunang lain sebagai pembanding, β_0

menunjukkan faktor ketertarikan kunang-kunang satu dengan lainnya, α merupakan nilai parameter pergerakan acak kunang-kunang, ϵ ialah nilai vektor acak yang berasal dari distribusi Gaussian. γ menunjukkan faktor penyerapan cahaya, r_{ij} adalah jarak antar kunang-kunang i dan kunang-kunang j . Koefisien β_0 , α , γ memiliki rentang nilai 0 sampai dengan 1. Jika β_0 nilainya semakin besar, maka pergerakan kunang-kunang satu mendekati yang lainnya akan cepat dan sebaliknya. Jika nilai α semakin besar, maka akan membuat kunang-kunang bergerak semakin acak (mencari solusi secara global) sementara jika nilainya semakin kecil maka gerakan kunang-kunang lebih cenderung diam (mencari solusi hanya pada daerah di sekitarnya).

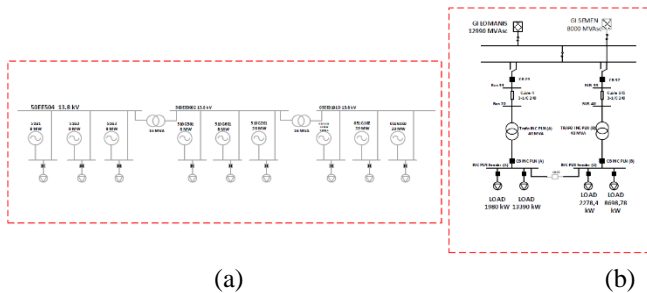
BAB 3

SISTEM KELISTRIKAN PT. PERTAMINA RU IV CILACAP DAN PERANCANGAN ALGORITMA

3.1 Sistem Kelistrikan PT. Pertamina RU IV Cilacap

PT. Pertamina Unit Pengolahan IV Cilacap adalah salah satu dari 7 jajaran unit pengolahan di Indonesia yang memiliki kapasitas produksi terbesar dari Unit Pengolahan Pertamina lainnya. Sistem kelistrikan pada PT. Pertamina RU IV Cilacap memiliki 3 area yang saling terkoneksi dan 1 area *islanding*. Pada 3 area yang saling terkoneksi tersebut, memiliki 9 unit pembangkit dengan kapasitas 5 unit masing-masing sebesar 8 MW, 4 unit masing-masing sebesar 20 MW. Untuk area *islanding*, terdapat 3 unit pembangkit dengan kapasitas sebesar 15 MW.

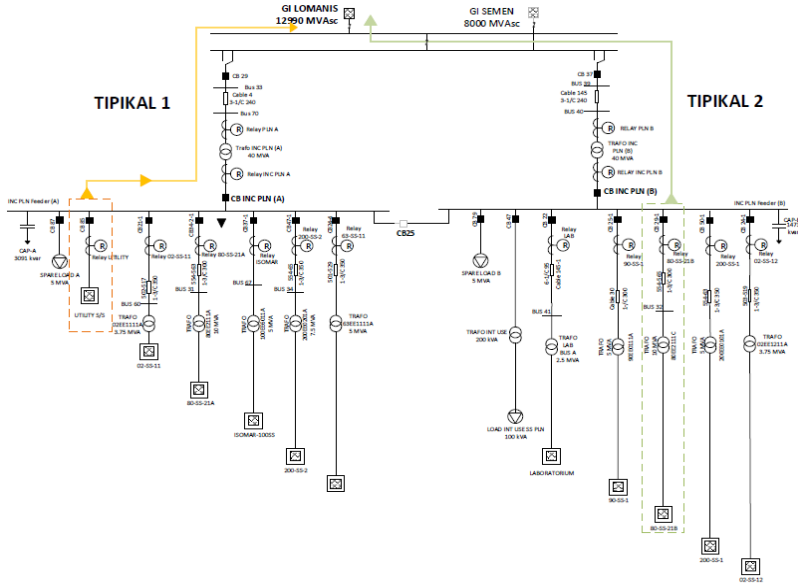
Kondisi eksisting sistem kelistrikan pada PT. Pertamina RU IV Cilacap, telah dilakukannya integrasi antara PLN dan Pertamina dengan memindahkan beban-beban non *esensial* dari eksisting ke feeder PLN untuk disuplai langsung oleh sumber PLN. Sistem ini merupakan pengembangan sistem tahap 1 yang dilakukan PLN bersama Pertamina guna meningkatkan keandalan sistemnya.



Gambar 3. 1 (a) Sistem Kelistrikan PT. Pertamina RU IV Cilacap sebelum dilakukan pemindahan beban non *esensial* (b) setelah dilakukan pemindahan beban non *esensial*

Sistem kelistrikan pada PT. Pertamina RU IV Cilacap yang digunakan dalam Tugas Akhir ini adalah pengembangan sistem tahap 1 nya. Beban non esensial yang telah dilakukan pemindahan akan disuplai

oleh sumber PLN berjumlah 1 grid sebesar 12990 MVAsc. Sistem distribusi kelistrikan pada tahap 1 ini terdiri dari 4 level tegangan yakni 150 kV, 13.8 kV, 3,45 kV, dan 0.4 kV. Grid PLN dari tegangan 150 kV masuk ke level tegangan 13.8 kV yang mana keduanya saling terhubung oleh *Tie Breaker* untuk meningkatkan keandalan pada sistemnya. Tegangan 3.45 kV dan 0.4 kV digunakan untuk menyuplai beban berkapasitas kecil seperti motor.



Gambar 3. 2 Sistem PLN yang telah terintegrasi pada PT. Pertamina RU IV Cilacap

3.1.1 Data Pembangkitan dan Pembebanan PT. Pertamina RU IV Cilacap

Pembangkitan PT. Pertamina RU IV Cilacap memiliki 1 buah Grid yang diaktifkan sebesar 12990 MVAsc. Grid ini menghubungkan 2 feeder yang saling terhubung oleh *Tie Breaker* menuju Grid Lomanis. Nilai pembangkitan serta pembebanan di PT. Pertamina RU IV Cilacap sebesar 26.144 MW, 13.918 Mvar, dan 29.618 MVA

Tabel 3. 1 Jumlah Pembangkitan, Pembebanan, dan *Demand* PT. Pertamina RU IV Cilacap

	MW	Mvar	MVA	%PF
Source (Swing Buses)	26.144	13.918	29.618	88.27 lagging
Total Motor Load	23.036	14.035	26.975	85.40 lagging
Total Static Load	2.941	-2.195	3.670	80.14 leading
Total Demand	26.144	13.918	29.618	88.27 lagging
Apparent Losses	0.167	2.078		

3.2.2 Data Transformator Sistem Kelistrikan PT. Pertamina RU IV Cilacap

Terdapat sejumlah transformator 2 belitan pada sistem PLN yang telah terintegrasi dengan sistem kelistrikan PT. Pertamina RU IV Cilacap yang mengubah tegangan 150 kV ke 13.8 kV, 3.45 kV, dan 0.4 kV untuk menyuplai beban-beban berkapasitas kecil. Data keseluruhan transformator 2 belitan dapat dilihat pada tabel 3.2:

Tabel 3. 2 Daftar Transformator Dua Belitan di sistem PLN yang telah terintegrasi dengan sistem kelistrikan PT. Pertamina RU IV Cilacap

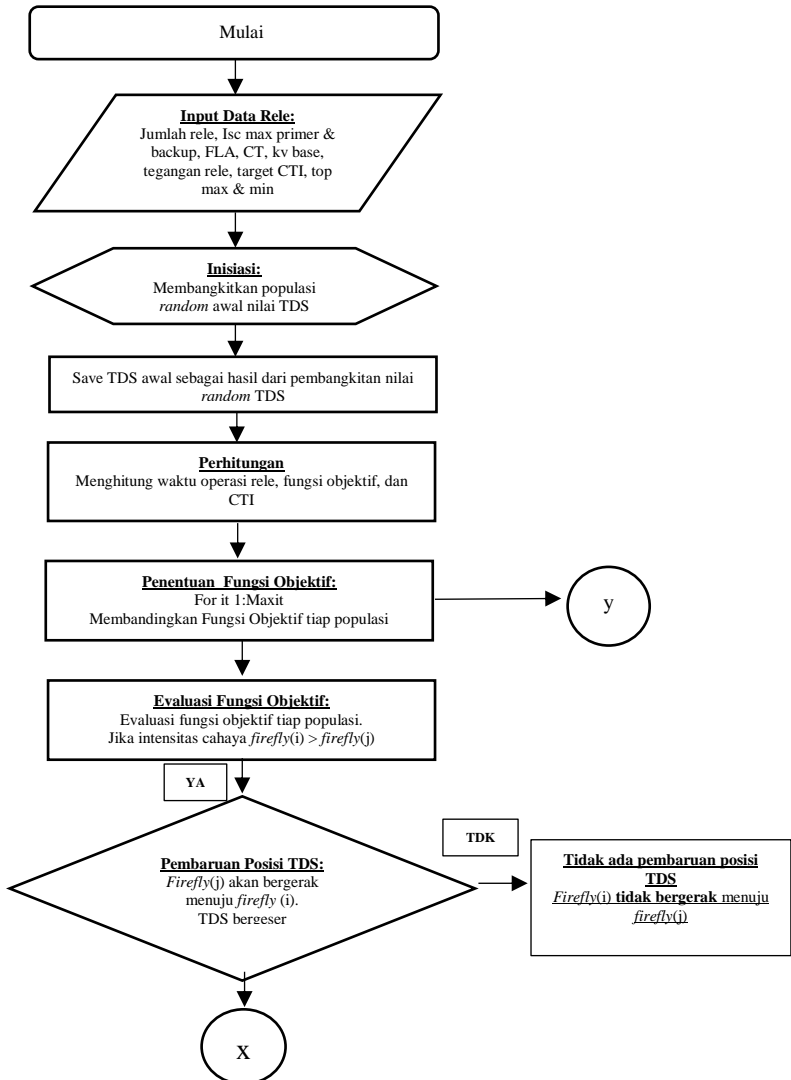
No	ID	Tegangan (kV)	Kapasitas (MVA)
1	02EE1111A	13.8 / 3.45 kV	3.75 MVA
2	02EE1112A	3.45 / 0.4 kV	0.75 MVA
3	02EE1112C	3.45 / 0.4 kV	0.75 MVA
4	02EE1211A	13.8 / 3.45 kV	3.75 MVA
5	02EE1212A	3.45 / 0.4 kV	0.75 MVA
6	02EE1212C	3.45 / 0.4 kV	0.75 MVA
7	63EE1111A	13.8 / 3.45 kV	5 MVA

Tabel 3. 3 Data Lanjutan Transformator 2 Belitan

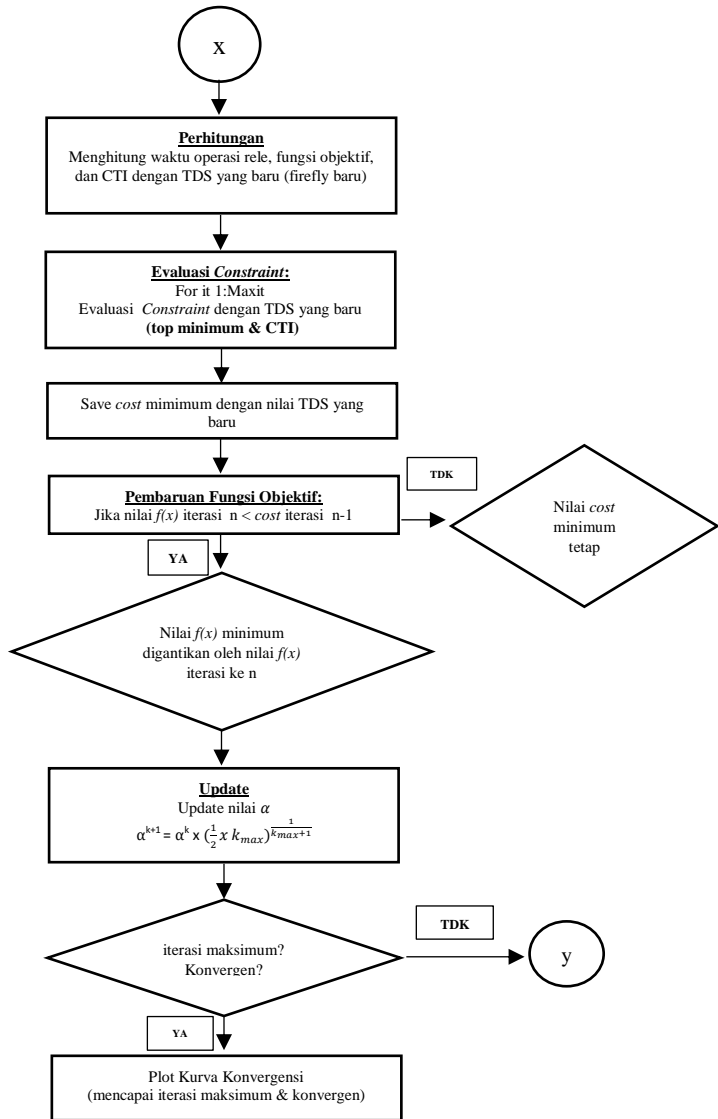
No	ID	Tegangan (kV)	Kapasitas (MVA)
8	63EE1112A	3.45 / 0.4 kV	0.5 MVA
9	80EE2111A	13.8 / 3.45 kV	10 MVA
10	80EE2111C	13.8 / 3.45 kV	10 MVA
11	80EE2112A	3.45 / 0.42 kV	1 MVA
12	80EE2112C	3.45 / 0.42 kV	1.6 MVA
13	80EE2112E	3.45 / 0.42 kV	1.6 MVA
14	90EE0111A	13.8 / 3.45 kV	5 MVA
15	90EE01012A	3.45 / 0.4 kV	1.25 MVA
16	90EE01012C	3.45 / 0.4 kV	1.25 MVA
17	100EE6011A	13.8 / 0.4 kV	5 MVA
18	150SS2-EE-0011A	13.8 / 3.45 kV	10 MVA
19	150SS2-EE-0012A	3.3 / 0.4 kV	2 MVA
20	200EE0101A	13.8 / 3.45 kV	5 MVA
21	200EE0106A	3.45 / 0.4 kV	1 MVA
22	200EE0106C	3.45 / 0.4 kV	1 MVA
23	200EE0201A	13.8 / 3.45 kV	7.5 MVA
24	200EE0206A	3.45 / 0.4 kV	1 MVA
25	200EE0206C	3.45 / 0.4 kV	1 MVA
26	TR LAB BUS A	13.8 / 0.4 kV	2.5 MVA
27	TRAFO INC PLN (A)	150 / 13.8 kV	40 MVA
28	TRAFO INC PLN (B)	150 / 13.8 kV	40 MVA
29	TRAFO INT USE	13.8 / 0.4 kV	0.2 MVA

3.2 Perancangan Program Perhitungan TDS dengan AMFA

Dalam merancang program AMFA untuk perhitungan nilai *Time Dial Setting* (TDS), maka perlunya sebuah *flowchart* agar dapat memudahkan alur berpikir dalam penyusunan algoritma dari program itu sendiri. Berikut *flowchart* algoritma perhitungan TDS dengan metode AMFA pada gambar 3.3



Gambar 3. 3 Flowchart Perhitungan TDS dengan AMFA (bagian 1)



Gambar 3.4 Flowchart Perhitungan TDS dengan AMFA (bagian 2)

Dalam perhitungan TDS pada sistem kelistrikan PT. Pertamina RU IV Cilacap, digunakan metode AMFA. Penyusunan alur algoritma AMFA mengacu pada gambar 3.2. dibawah ini penjelasan dari *flowchart* AMFA untuk perhitungan TDS di sistem kelistrikan PT. Pertamina RU IV Cilacap.

1. Start

Pada langkah ini, *user* perlu memasukkan data-data yang diperlukan seperti jumlah relay, *full load ampere*, arus hubung singkat yang dirasakan oleh relay ketika bekerja sebagai relay primer dan *backup*, kv base, tegangan nominal (kv), CT primer, serta target CTI yang diinginkan.

2. Inisiasi

Langkah selanjutnya, membangkitkan populasi kunang-kunang sejumlah 150 populasi dengan posisi *random*. Setiap kunang-kunang mewakili nilai TDS dan posisi kunang-kunang berada pada range TDS dan step TDS yang ditentukan.

3. Populasi yang terbangkitkan (TDS awal)

Populasi yang terbangkitkan (TDS awal)

TDS yang telah dibangkitkan disimpan sebagai TDS awal. TDS awal ini akan dibandingkan dan dievaluasi. Dari TDS yang didapat, TDS akan dimasukkan kedalam perhitungan waktu operasi relay primer dan *backup* sebagai berikut[9]:

$$t = TDS \times \left(\frac{K}{\left(\frac{Isc}{Ipickup}\right)^{\alpha-1}} + L \right) \quad (3.1)$$

Keterangan

t : waktu operasi relay

TDS : *Time Dial Setting*

K, α : koefisien kurva inverse

Isc : arus hubung singkat yang dirasakan relay

Ipickup : arus *pickup*

L : koefisien kurva inverse (bernilai 0 untuk kurva IEC)

4. Perhitungan

Selanjutnya, pada langkah ini program akan menghitung waktu operasi relay ketika bekerja sebagai relay primer ataupun *backup* dimana waktu operasi relaynya mempertimbangkan kurva saturasi relay seperti yang tertera di *datasheet* relay.

Kemudian, mengitung CTI (selisih waktu operasi) antara relay primer dan *backup*. Sementara fungsi objektif yang ditentukan ialah total penjumlahan dari nilai waktu operasi minimum tiap relay ketika bekerja sebagai relay primer. Intensitas cahaya yang dihasilkan kunang-kunang mewakili nilai fungsi objektif. Makin terang intensitas cahaya yang dihasilkan kunang-kunang, artinya semakin kecil total waktu operasi minimum relay ketika sebagai relay primer. Dan makin redup intensitas cahaya yang dihasilkannya, maka semakin besar total waktu operasi relay ketika sebagai relay primer.

5. Evaluasi Fungsi Objektif

Pada langkah ini, program akan mengevaluasi nilai Fungsi Objektif (total waktu operasi minimum dari tiap relay) dari 50 iterasi. Intensitas cahaya yang dihasilkan kunang-kunang mewakili nilai TDS. Jika intensitas cahaya *firefly* (i) > *firefly* (j), maka *firefly* (j) akan bergerak menuju *firefly* (i). Artinya, terjadi perpindahan posisi kunang-kunang yang redup menuju yang lebih terang. Jika tidak ada pembaruan/perpindahan posisi, maka artinya kunang-kunang cenderung tidak bergerak. Perpindahan posisi kunang-kunang ini ditentukan sebagai berikut:

$$X_i = X_i + \beta_0 e^{(-\gamma^{rm})} (X_j - X_i) + \alpha \varepsilon_i \quad (3.2)$$

6. Selanjutnya, dianalisa dan dihitung kembali waktu operasi serta nilai fungsi objektif yang baru.
7. Pada *loop firefly*, nilai fungsi objektif tiap populasi akan dibandingkan yang mana yang lebih minimum. Nilai fungsi objektif ini mewakili intensitas cahaya yang dimiliki tiap kunang-kunang. Populasi dengan nilai fungsi objektif yang tinggi akan bergeser menuju nilai fungsi objektif yang lebih rendah. Terjadi pergeseran TDS yang kemudian ada pembaruan dari waktu operasi relay, CTI dari tiap populasinya. Setelah evaluasi fungsi objektif dan diperoleh TDS yang baru, nilai fungsi objektif minimum disimpan (*save*). Nilai fungsi objektif ini akan diperbarui jika pada iterasi selanjutnya memiliki nilai fungsi objektif yang lebih rendah.
8. Setelah diperoleh nilai fungsi objektif paling minimum dari populasi lainnya pada iterasi terakhir, maka TDS yang dipilih sebagai *output* adalah TDS yang paling minimum.

9. Plot Kurva Konvergensi

Setelah mencapai iterasi maksimum, program akan menampilkan hasil perhitungan berupa nilai TDS serta serta Ipickup (tap) yang terbaik dari tiap relay , waktu operasi primer serta *backup*, dan kurva TCC nya.

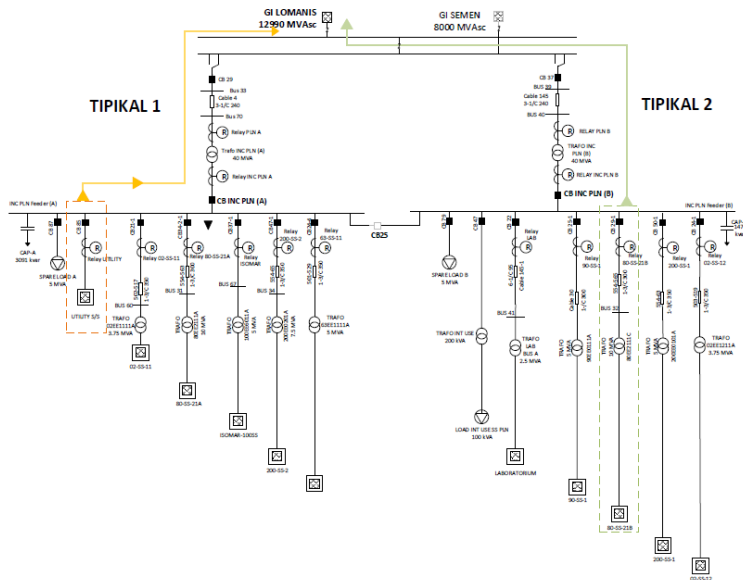
Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB 4 HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Pemilihan Tipikal Koordinasi pada PT. Pertamina RU IV Cilacap

Pemilihan tipikal koordinasi dilakukan untuk mempermudah melakukan perhitungan koordinasi proteksinya. Pemilihan tipikal ini merepresentasikan sistem kelistrikan PT. Pertamina RU IV Cilacap yang terintegrasi dengan sistem PLN.

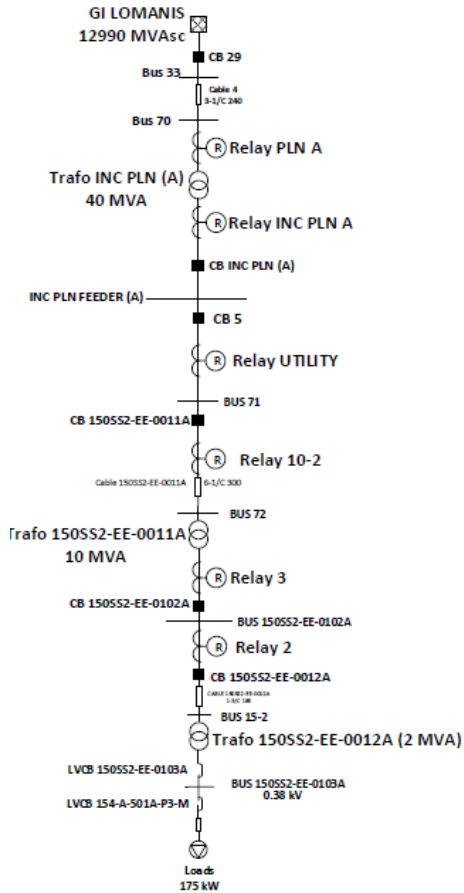
Perhitungan *Time Dial Setting* pada PT. Pertamina RU IV Cilacap dilakukan pada beberapa tipikal yang telah dipilih berdasarkan beban terbesar serta saluran terpanjang.



Gambar 4. 1 Sistem PLN yang diintegrasikan dengan sistem kelistrikan PT. Pertamina RU IV Cilacap

4.1.1 Tipikal 1: Lump Load LSS 150SS2-EE-0103A (175 kW) Menuju Grid PLN (GI Lomanis)

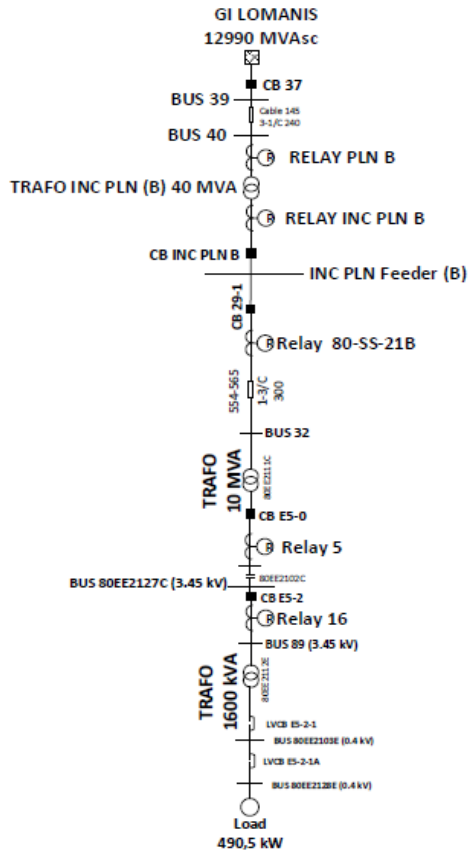
Pemilihan tipikal 1 ini merupakan saluran terpanjang yang memiliki jumlah relay paling banyak. Tipikal ini memiliki buah 6 relay. Tipikal 1 ini adalah koordinasi dari Lump Load LSS 150SS2-EE-0103A (175 kW) menuju Grid PLN (GI Lomanis) 12990 MVAsc.



Gambar 4. 2 Skema Koordinasi Tipikal 1

4.1.2 Tipikal 2: Lump Load LSS 150SS2-EE-0103A (175 kW) Menuju Grid PLN GI Semen

Pemilihan tipikal 2 ini menyerupai tipikal 1. Hanya saja, pada tipikal 2 jumlah beban lebih besar dibandingkan tipikal 1 yaitu 490,5 kW dan jumlah relay yang lebih sedikit yaitu 5 buah.



Gambar 4. 3 Skema Koordinasi Tipikal 2

4.2 Pasangan Relay Primer dan *Backup*

Relay primer berfungsi sebagai relay utama, relay yang bekerja paling awal ketika terjadi sebuah gangguan. Sedangkan, relay *backup* adalah relay yang bekerja ketika relay utama gagal bekerja atau gagal dalam mengisolasi gangguan. Pasangan relay primer dan *backup* pada sistem kelistrikan PT. Pertamina RU IV Cilacap ditunjukkan pada tabel 4.1 sebagai berikut:

Tabel 4. 1 Pasangan Relay Primer dan *Backup* Tipikal 1

No.	Letak Gangguan	Relay Primer	Relay <i>Backup</i>
1	Trafo 150SS2-EE-0012A (2 MVA)	Relay 2	Relay 3
2	Bus 150SS2-EE-0102A (3.45 kV)	Relay 3	Relay 10-2
3	Bus 72 (13.8 kV)	Relay 10-2	Relay Utility
4	Bus 71 (13.8 kV)	Relay Utility	Relay INC PLN A
5	Bus INC PLN Feeder A (13.8 kV)	Relay INC PLN A	Rel PLN A
6	Trafo INC PLN A (40 MVA)	Relay PLN A	-

Tabel 4. 2 Pasangan Relay Primer dan *Backup* Tipikal 2

No.	Letak Gangguan	Relay Primer	Relay <i>Backup</i>
1	Trafo 80EE2112E (1600 kVA)	Relay 16	Relay 5
2	Bus 80EE2102C (3.45 kV)	Relay 5	Relay 80SS21B
3	Trafo 80EE2111C (10 MVA)	Relay 80-SS-21B	Relay INC PLN B
4	Bus INC PLN Feeder B (13.8 kV)	Relay INC PLN B	Relay PLN B
5	Trafo INC PLN B (40 MVA)	Relay PLN B	-

4.3 Data Arus Hubung Singkat Pada PT. Pertamina RU IV Cilacap

Arus hubung singkat yang tertera pada tabel 4.5 hingga tabel 4.6 adalah arus hubung singkat 3 fasa $\frac{1}{2}$ cycle pada tiap bus yang dirasakan oleh masing-masing relay. Arus hubung singkat ini digunakan pada perhitungan TDS untuk setiap relaynya.

Tabel 4. 3 Data Arus Hubung Singkat Maksimum yang Mengalir pada Tiap Relay di Tipikal 1

No.	ID	Tegangan (kV)	Primer CT	Iscmax Primer (A)	Iscmax Backup (A)
1	Relay 2	3.45	400	21296	3850
2	Relay 3	3.45	2000	16960	16443
3	Relay 10-2	13.8	800	18607	4240
4	Relay Utility	13.8	800	19878	18607
5	Relay INC PLN A	13.8	2000	15541	15541
6	Relay PLN A	150	200	52565	1430

Tabel 4. 4 Data Arus Hubung Singkat Maksimum yang Mengalir pada Tiap Relay di Tipikal 2

No.	ID	Tegangan (kV)	Primer CT	Iscmax Primer (A)	Iscmax Backup (A)
1	Relay 16	3.45	300	23538	3478
2	Relay 5	3.45	2000	18794	18794
3	Relay 80 SS-21-B	13.8	800	15262	4698
4	Relay INC PLN B	13.8	2000	15541	13155
5	Relay PLN B	150	200	52668	1430

4.3 Perhitungan TDS Secara Manual

Perhitungan TDS (*Time Dial Setting*) secara manual dimaksudkan untuk membandingkan hasil perhitungan dengan program dan perhitungan secara manual. Setelah dibandingkan, akan dilihat apakah hasil perhitungan program cocok atau tidak dengan perhitungan manual. Isc Max Primer serta *Backup* pada tiap tipikal yang digunakan mengacu pada besarnya Arus hubung singkat maksimum ketika terjadi gangguan hubung singkat.

4.3.1 Perhitungan TDS Tipikal 1

Relay 2

<i>Manufacture</i>	: ALSTOM
Model	: P 343
Tipe Kurva	: Very Inverse
Tegangan	: 3,45 kV
<i>Output</i>	: CB 150SS2-EE-0012A OPEN
Rasio CT	: 400/5 A
FLA	: 349,9 A @3,45 kV
<i>Pickup Step</i>	: 0,01
<i>TDS Step</i>	: 0,025
Batas TDS	: 0,025 – 1,2
<i>Isc Max Primer</i>	: 21296 A @3,45 kV
<i>Isc Max Backup</i>	: 3850 A @3,45 kV

Low Set Setting

$1,05 \times \text{FLA} \leq I_{\text{pickup}} \leq 1,4 \times \text{FLA}$
 $1,05 \times 349,9 \text{ A} \leq I_{\text{pickup}} \leq 1,4 \times 349,9 \text{ A}$
 $367,08 \text{ A} \leq I_{\text{pickup}} \leq 489,44 \text{ A}$
Dipilih $I_{\text{pickup}} = 367,08 \text{ A}$

Saturasi

Arus gangguan akan berada didaerah saturasi ketika

$I_{\text{sc Max Primer}} > 30 \times I_{\text{pickup}}$
 $21296 \text{ A} > 7341,6 \text{ A}$ (syarat terpenuhi)

$I_{\text{sc Max Backup}} > 30 \times I_{\text{pickup}}$
 $3850 \text{ A} < 7341,6 \text{ A}$ (syarat tidak terpenuhi)

Karena syarat saturasi saat relay bekerja sebagai primer terpenuhi, maka ketika terjadi gangguan hubung singkat (I_{sc}) maksimum, relay 2 akan bekerja sebagai relay primer pada daerah saturasi dan bekerja sebagai relay *backup* pada daerah *inverse*.

Time Dial Setting (TDS)

Ketika terjadi gangguan hubung singkat di bus 15-2 (3,45 kV) , maka relay 2 akan bekerja sebagai relay primer dengan waktu operasi 0,1 detik

Dipilih, $t_{op} = 0,1$ detik

$$TDS = t_{op} \times \frac{\left(\frac{30 \times I_{pickup}}{I_{pickup}}\right)^{\alpha} - 1}{K}$$

$$TDS = 0,1 \times \frac{\left(\frac{30 \times 367,08}{367,08}\right)^1 - 1}{13,5}$$

$$TDS = 0,2148$$

Karena diketahui *Step* TDS dari data relay yaitu 0,025, maka TDS dipilih = 0,225

Waktu Operasi Relay

$$t_{op_{primer}} = \frac{K \times TDS}{\left(\frac{30 \times I_{pickup}}{I_{pickup}}\right)^{\alpha} - 1} + L$$

($L=0$ sesuai data relay ALSTOM P 343)

$$t_{op} = \frac{13,5 \times 0,225}{\left(\frac{30 \times 367,08}{367,08}\right)^1 - 1}$$

$$t_{op_{primer}} = 0,1047 \text{ detik}$$

$$t_{op_{backup}} = \frac{K \times TDS}{\left(\frac{I_{sc \text{ Max Backup}}}{I_{pickup}}\right)^{\alpha} - 1} + L$$

($L=0$ sesuai data relay ALSTOM P 343)

$$t_{op_{backup}} = \frac{13,5 \times 0,225}{\left(\frac{3850}{367,08}\right)^1 - 1}$$

$$t_{op_{backup}} = 0,32 \text{ detik}$$

Maka, relay 2 akan bekerja sebagai relay primer dalam waktu 0,1047 detik dan bekerja dalam waktu 0,32 detik saat sebagai relay *backup*.

Relay 3

<i>Manufacture</i>	: ALSTOM
Model	: P 343
Tipe Kurva	: Very Inverse
Tegangan	: 3,45 kV
<i>Output</i>	: CB 150SS2-EE-0102A OPEN
Rasio CT	: 2000/5 A
FLA	: 1673 A @3,45 kV
<i>Pickup Step</i>	: 0,01
<i>TDS Step</i>	: 0,025
Batas TDS	: 0,025 – 1,2
<i>Isc Max Primer</i>	: 16960 A @3,45 kV
<i>Isc Max Backup</i>	: 16443 A @3,45 kV

Low Set Setting

$$\begin{aligned}1,05 \times \text{FLA} &\leq I_{pickup} \leq 1,4 \times \text{FLA} \\1,05 \times 1673 \text{ A} &\leq I_{pickup} \leq 1,4 \times 1673 \text{ A} \\1756,65 \text{ A} &\leq I_{pickup} \leq 2342,2 \text{ A} \\ \text{Dipilih } I_{pickup} &= 1756,65 \text{ A}\end{aligned}$$

Saturasi

Arus gangguan akan berada didaerah saturasi ketika

$$\mathbf{Isc \ Max \ Primer > 30 \times I_{pickup}}$$

$$16960 \text{ A} < 52699,5 \text{ A} \quad (\text{syarat tidak terpenuhi})$$

$$\mathbf{Isc \ Max \ Backup > 30 \times I_{pickup}}$$

$$16443 \text{ A} < 52699,5 \text{ A} \quad (\text{syarat tidak terpenuhi})$$

Karena syarat saturasinya tidak terpenuhi, maka ketika terjadi gangguan hubung singkat (*Isc*) maksimum, relay 2 saat menjadi relay primer dan *backup* akan bekerja pada daerah *inverse*.

Time Dial Setting (TDS)

Ketika terjadi gangguan hubung singkat di bus 150SS22-EE-0102A (3,45 kV), maka relay 2 akan bekerja sebagai relay *backup* dengan waktu operasi 0,1047 detik + 0,2 detik = 0,3047 detik

Dipilih, *top* = 0,3047 detik

$$\text{TDS} = top \times \frac{\left(\frac{Isc \ Max \ Backup}{I_{pickup}}\right)^\alpha - 1}{K}$$

$$TDS = 0,3047 \times \frac{\left(\frac{16443}{1756,65}\right)^1 - 1}{13,5}$$

$$TDS = 0,19$$

Karena diketahui *Step* TDS dari data relay yaitu 0,025, maka TDS dipilih = 0,2

Waktu Operasi Relay

$$top_{primer} = \frac{K \times TDS}{\left(\frac{Isc \text{ Max Primer}}{I_{pickup}}\right)^{\alpha} - 1} + L$$

(L=0 sesuai data relay ALSTOM P 343)

$$top_{primer} = \frac{13,5 \times 0,2}{\left(\frac{16960}{1756,65}\right)^1 - 1}$$

$$top_{primer} = 0,3120 \text{ detik}$$

$$top_{backup} = \frac{K \times TDS}{\left(\frac{Isc \text{ Max Backup}}{I_{pickup}}\right)^{\alpha} - 1} + L$$

(L=0 sesuai data relay ALSTOM P 343)

$$top_{backup} = \frac{13,5 \times 0,2}{\left(\frac{16443}{1756,65}\right)^1 - 1}$$

$$top_{backup} = 0,3229 \text{ detik}$$

Maka, relay 3 akan bekerja sebagai relay primer dalam waktu 0,3120 detik dan 0,3229 detik ketika menjadi relay *backup*.

Relay 10-2

<i>Manufacture</i>	: ALSTOM
Model	: P 343
Tipe Kurva	: Very Inverse
Tegangan	: 13,8 kV
<i>Output</i>	: CB 150SS2-EE-0011A OPEN
Rasio CT	: 800/5 A
FLA	: 418,4 A @ 13,8 kV
<i>Pickup Step</i>	: 0,01
<i>TDS Step</i>	: 0,025
Batas TDS	: 0,025 – 1,2
<i>Isc Max Primer</i>	: 18607 A @ 13,8 kV
<i>Isc Max Backup</i>	: 4240 A @ 13,8 kV

Low Set Setting

$$\begin{aligned}1,05 \times \text{FLA} &\leq I_{pickup} \leq 1,4 \times \text{FLA} \\1,05 \times 418,4 \text{ A} &\leq I_{pickup} \leq 1,4 \times 418,4 \text{ A} \\439,32 \text{ A} &\leq I_{pickup} \leq 585,76 \text{ A} \\ \text{Dipilih } I_{pickup} &= 439,32 \text{ A}\end{aligned}$$

Saturasi

Arus gangguan akan berada di daerah saturasi ketika

$$\begin{aligned}I_{sc \text{ Max Primer}} &> 30 \times I_{pickup} \\18607 \text{ A} &> 13179,6 \text{ A} \quad (\text{syarat terpenuhi}) \\I_{sc \text{ Max Backup}} &> 30 \times I_{pickup} \\4240 \text{ A} &< 13179,6 \text{ A} \quad (\text{syarat tidak terpenuhi})\end{aligned}$$

Karena syarat saturasi salah satunya terpenuhi, maka ketika terjadi gangguan hubung singkat (I_{sc}) maksimum, relay 10-2 akan bekerja pada daerah saturasi ketika menjadi relay primer dan akan bekerja pada daerah *inverse* ketika menjadi relay *backup*.

Time Dial Setting (TDS)

Karena relay 10-2 berada pada *feeder* yang sama dengan relay 3, maka *setting* relay 10-2 dapat disamakan dengan relay 3. Jadi, ketika terjadi gangguan hubung singkat di bus 72 (13,8 kV), maka relay 10-2 akan bekerja sebagai relay *backup* dengan waktu operasi 0,3120 detik

Dipilih, $top = 0,3120$ detik

$$\begin{aligned}TDS &= top \times \frac{\left(\frac{I_{sc \text{ Max backup}}}{I_{pickup}}\right)^{\alpha} - 1}{K} \\TDS &= 0,3120 \times \frac{\left(\frac{4240}{439,32}\right)^1 - 1}{13,5} \\TDS &= 0,1999\end{aligned}$$

Karena dari data relay diketahui *step* TDS adalah 0.025, maka dipilih TDS = 0,225. Pemilihan TDS di *step* hingga 0,225 karena jika TDS hanya di *step* hingga 0,2 relay 10-2 saat bekerja sebagai primer akan bekerja dibawah 0,1 detik. Sehingga TDS yang dipilih yaitu 0,225.

Waktu Operasi Relay

$$top_{primer} = \frac{K \times TDS}{\left(\frac{I_{sc} \text{ Max Primer}}{I_{pickup}}\right)^{\alpha} - 1} + L$$

(L=0 sesuai data relay ALSTOM P 343)

$$top_{primer} = \frac{K \times TDS}{\left(\frac{I_{sc} \text{ Max Primer}}{I_{pickup}}\right)^{\alpha} - 1}$$

$$top_{primer} = \frac{13,5 \times 0,225}{\left(\frac{30 \times 439,32}{439,32}\right)^1 - 1}$$

$$top_{primer} = 0,1047 \text{ detik}$$

$$top_{backup} = \frac{K \times TDS}{\left(\frac{I_{sc} \text{ Max Backup}}{I_{pickup}}\right)^{\alpha} - 1} + L$$

(L=0 sesuai data relay ALSTOM P 343)

$$top_{backup} = \frac{K \times TDS}{\left(\frac{I_{sc} \text{ Max Backup}}{I_{pickup}}\right)^{\alpha} - 1}$$

$$top_{backup} = \frac{13,5 \times 0,225}{\left(\frac{4240}{439,32}\right)^1 - 1}$$

$$top_{backup} = 0,3511 \text{ detik}$$

Maka, relay 10-2 akan bekerja sebagai relay primer dalam waktu 0,1047 detik dan 0,3511 ketika bekerja sebagai relay *backup*.

Relay Utility

<i>Manufacture</i>	: ALSTOM
Model	: P 343
Tipe Kurva	: Very Inverse
Tegangan	: 13,8 kV
<i>Output</i>	: CB 5 OPEN
Rasio CT	: 800/5 A
FLA	: 418,4 A @ 13,8 kV
<i>Pickup Step</i>	: 0,01
<i>TDS Step</i>	: 0,025
Batas TDS	: 0,025 – 1,2
<i>Isc Max Primer</i>	: 19878 A @ 13,8 kV

Isc Max Backup : 18607 A @13,8 kV

Time Dial Setting (TDS)

Karena relay utility masih berada pada satu feeder yang sama dengan relay 10-2, maka ketika terjadi gangguan hubung singkat (*Isc*) di bus 71 (13,8 kV), setting relay utility disamakan dengan relay 10-2 sebagai relay *backup* dengan waktu operasi 0,3120 detik.

Dipilih, *top* = 0,3120 detik

$$TDS = top \times \frac{(Isc \text{ Max Backup})^\alpha}{Ipickup} - 1$$

$$TDS = 0,3120 \times \frac{\left(\frac{4240}{439,32}\right)^{13,5} - 1}{13,5}$$

$$TDS = 0,1999$$

Karena dari data relay diketahui *step* TDS adalah 0.025, maka dipilih TDS = 0,225

Waktu Operasi Relay

Dengan TDS yang sama dengan relay 10-2, maka relay utility ketika bekerja sebagai relay primer waktu operasinya adalah 0,1047 detik dan bekerja sebagai relay *backup* dalam waktu 0,3511 detik.

Relay INC PLN A

Manufacture : ALSTOM
Model : P 343
Tipe Kurva : Standard Inverse
Tegangan : 13,8 kV
Output : CB INC PLN A **OPEN**
Rasio CT : 2000/5 A
FLA : 1673 A @13,8 kV
Pickup Step : 0,01
TDS Step : 0,025
Batas TDS : 0,025 – 1,2
Isc Max Primer : 15541 A @13,8 kV
Isc Max Backup : 15541 A @13,8 kV

Low Set Setting

$1,05 \times FLA \leq Ipickup \leq 1,4 \times FLA$
 $1,05 \times 1673 \text{ A} \leq Ipickup \leq 1,4 \times 1673 \text{ A}$

$$1756,65 \text{ A} \leq I_{pickup} \leq 2342,2 \text{ A}$$

Dipilih $I_{pickup} = 1756,65 \text{ A}$

Saturasi

Arus gangguan akan berada di daerah saturasi ketika

$$I_{sc} \text{ Max Utama} > 30 \times I_{pickup}$$

$$15541 \text{ A} < 52699,5 \text{ A} \quad (\text{syarat tidak terpenuhi})$$

$$I_{sc} \text{ Max Backup} > 30 \times I_{pickup}$$

$$15541 \text{ A} < 52699,5 \text{ A} \quad (\text{syarat tidak terpenuhi})$$

Karena ketika sebagai relay primer dan *backup* syarat saturasinya tidak terpenuhi, maka ketika terjadi gangguan hubung singkat (I_{sc}) maksimum, relay INC PLN A saat menjadi relay primer dan *backup* akan bekerja pada daerah inverse.

Time Dial Setting (TDS)

Ketika terjadi gangguan hubung singkat di bus INC PLN Feeder A (13,8 kV), maka relay INC PLN A akan bekerja sebagai relay *backup* dengan waktu operasi 0,1047 detik + 0,2 detik = 0,3047 detik

Dipilih, $t_{op} = 0,3047$ detik

$$TDS = t_{op} \times \frac{\left(\frac{I_{sc} \text{ Max Backup}}{I_{pickup}}\right)^{\alpha} - 1}{K}$$

$$TDS = 0,3047 \times \frac{\left(\frac{15541}{1756,65}\right)^{0,02} - 1}{0,14}$$

$$TDS = 0,096$$

Karena dari data relay diketahui *step* TDS adalah 0.025, maka dipilih TDS = 0,1

Waktu Operasi Relay

$$t_{op_{primer}} = \frac{K \times TDS}{\left(\frac{I_{sc} \text{ Max Primer}}{I_{pickup}}\right)^{\alpha} - 1} + L$$

($L=0$ sesuai data relay ALSTOM P 343)

$$t_{op_{primer}} = \frac{K \times TDS}{\left(\frac{I_{sc} \text{ Max Primer}}{I_{pickup}}\right)^{\alpha} - 1}$$

$$top_{primer} = \frac{0,14 \times 0,1}{\left(\frac{15541}{1756,65}\right)^{0,02} - 1}$$

$$top_{primer} = 0,3141 \text{ detik}$$

$$top_{backup} = \frac{K \times TDS}{\left(\frac{Isc \text{ Max Backup}}{I_{pickup}}\right)^{\alpha} - 1} + L$$

(L=0 sesuai data relay ALSTOM P 343)

$$top_{backup} = \frac{0,14 \times 0,1}{\left(\frac{15541}{1756,65}\right)^{0,02} - 1}$$

$$top_{backup} = 0,3141 \text{ detik}$$

Jadi, relay INC PLN A akan bekerja sebagai relay primer dan backup dalam waktu 0,3141 detik.

Relay PLN A

<i>Manufacture</i>	: ALSTOM
Model	: P 343
Tipe Kurva	: Very Inverse
Tegangan	: 150 kV
<i>Output</i>	: CB PLN A OPEN
Rasio CT	: 200/5 A
FLA	: 154 A @ 150 kV
<i>Pickup Step</i>	: 0,01
<i>TDS Step</i>	: 0,025
Batas TDS	: 0,025 – 1,2
<i>Isc Max Primer</i>	: 52565 A @ 150 kV
<i>Isc Max Backup</i>	: 1430 A @ 150 kV

Low Set Setting

$$1,05 \times \text{FLA} \leq I_{pickup} \leq 1,4 \times \text{FLA}$$

$$1,05 \times 154 \text{ A} \leq I_{pickup} \leq 1,4 \times 154 \text{ A}$$

$$161,7 \text{ A} \leq I_{pickup} \leq 215,6 \text{ A}$$

Dipilih $I_{pickup} = 161,7 \text{ A}$

Saturasi

Arus gangguan akan berada di daerah saturasi ketika

$$\mathbf{Isc \text{ Max Utama} > 30 \times I_{pickup}}$$

$$52565 \text{ A} > 4851 \text{ A} \quad (\text{syarat terpenuhi})$$

Isc Max Backup > 30 x Ipickup

1430 A < 4851A

(syarat tidak terpenuhi)

Karena ketika sebagai relay primer syarat saturasinya terpenuhi, maka ketika terjadi gangguan hubung singkat (Isc) maksimum, relay PLN A saat menjadi relay akan bekerja di daerah saturasi.

Time Dial Setting (TDS)

Karena relay PLN A berada dalam satu feeder dengan relay INC PLN A, maka ketika terjadi gangguan hubung singkat di bus 70 (150 kV), maka relay PLN A akan bekerja sebagai relay *backup* dengan waktu operasi 0,3141

Dipilih, $t_{op} = 0,3141$ detik

$$TDS = t_{op} \times \frac{\left(\frac{I_{sc} \text{ Max Backup}}{I_{pickup}}\right)^{\alpha} - 1}{K}$$

$$TDS = 0,3141 \times \frac{\left(\frac{1430}{161,7}\right)^1 - 1}{13,5}$$

$$TDS = 0,18$$

Karena dari data relay diketahui *step* TDS adalah 0.025, maka dipilih TDS = 0,225

Waktu Operasi Relay

$$t_{op_{primer}} = \frac{K \times TDS}{\left(\frac{I_{sc} \text{ Max Primer}}{I_{pickup}}\right)^{\alpha} - 1} + L$$

(L=0 sesuai data relay ALSTOM P 343)

$$t_{op_{primer}} = \frac{K \times TDS}{\left(\frac{I_{sc} \text{ Max Primer}}{I_{pickup}}\right)^{\alpha} - 1}$$

$$t_{op_{primer}} = \frac{13,5 \times 0,225}{\left(\frac{30 \times 161,7}{161,7}\right)^1 - 1}$$

$$t_{op_{primer}} = 0,1047 \text{ detik}$$

$$t_{op_{backup}} = \frac{K \times TDS}{\left(\frac{I_{sc} \text{ Max Backup}}{I_{pickup}}\right)^{\alpha} - 1} + L$$

(L=0 sesuai data relay ALSTOM P 343)

$$t_{op_{backup}} = \frac{13,5 \times 0,225}{\left(\frac{1430}{161,7}\right)^1 - 1}$$

$$t_{op_{backup}} = 0,3873 \text{ detik}$$

Jadi, relay PLN A akan bekerja sebagai relay primer dalam waktu 0,1047 detik dan sebagai *backup* dalam waktu 0,3873 detik.

4.3.2 Perhitungan TDS Tipikal 2

Relay 16

<i>Manufacture</i>	: ALSTOM
Model	: P 343
Tipe Kurva	: Extremely Inverse
Tegangan	: 3,45 kV
<i>Output</i>	: CB E5-2 OPEN
Rasio CT	: 300/5 A
FLA	: 267,8 A @3,45 kV
<i>Pickup Step</i>	: 0,01
<i>TDS Step</i>	: 0,025
Batas TDS	: 0,025 – 1,2
<i>Isc Max Primer</i>	: 23538 A @3,45 kV
<i>Isc Max Backup</i>	: 3480 A @3,45 Kv

Low Set Setting

$$1,05 \times \text{FLA} \leq I_{\text{pickup}} \leq 1,4 \times \text{FLA}$$
$$1,05 \times 267,8 \text{ A} \leq I_{\text{pickup}} \leq 1,4 \times 267,8 \text{ A}$$
$$281,19 \text{ A} \leq I_{\text{pickup}} \leq 374,92 \text{ A}$$

Dipilih $I_{\text{pickup}} = 281,19 \text{ A}$

Saturasi

Arus gangguan akan berada di daerah saturasi ketika

$$\mathbf{Isc \ Max \ Utama > 20 \times I_{pickup}}$$
$$23538 \text{ A} > 5623,8 \text{ A} \quad (\text{syarat terpenuhi})$$

$$\mathbf{Isc \ Max \ Backup > 20 \times I_{pickup}}$$
$$3480 \text{ A} < 5623,8 \text{ A} \quad (\text{syarat tidak terpenuhi})$$

Karena ketika sebagai relay primer syarat saturasinya terpenuhi, maka ketika terjadi gangguan hubung singkat (*Isc*) maksimum, relay 16 saat menjadi relay primer akan bekerja pada daerah saturasi sedangkan saat menjadi *backup* akan bekerja pada daerah *inverse*.

Time Dial Setting (TDS)

Ketika terjadi gangguan hubung singkat di bus 89, maka relay 16 akan bekerja sebagai relay *backup* dengan waktu operasi 0,1 detik.

Dipilih, $t_{op} = 0,1$ detik

$$TDS = t_{op} \times \frac{\left(\frac{I_{sc \text{ Max Primer}}}{I_{pickup}}\right)^{\alpha} - 1}{K}$$

$$TDS = 0,1 \times \frac{\left(\frac{20 \times 281,19}{281,19}\right)^2 - 1}{80}$$

$$TDS = 0,498$$

Karena dari data relay diketahui *step* TDS adalah 0.025, maka dipilih TDS = 0,575. Pemilihan TDS 0,575 juga mempertimbangkan waktu operasi relay 16 ketika bekerja sebagai *backup*. Jika dipilih TDS 0,5 maka relay 16 bekerja sebagai relay *backup* dibawah 0,3 detik dan tidak selektif karena mendahului waktu operasi I_{vc} 0,3 detik.

Waktu Operasi Relay

$$t_{op \text{ primer}} = \frac{K \times TDS}{\left(\frac{I_{sc \text{ Max Primer}}}{I_{pickup}}\right)^{\alpha} - 1} + L$$

(L=0 sesuai data relay ALSTOM P 343)

$$t_{op \text{ primer}} = \frac{80 \times 0,575}{\left(\frac{20 \times 281,19}{281,19}\right)^2 - 1}$$

$$t_{op \text{ primer}} = 0,1153 \text{ detik}$$

$$t_{op \text{ backup}} = \frac{K \times TDS}{\left(\frac{I_{sc \text{ Max Backup}}}{I_{pickup}}\right)^{\alpha} - 1} + L$$

(L=0 sesuai data relay ALSTOM P 343)

$$t_{op \text{ backup}} = \frac{80 \times 0,575}{\left(\frac{3480}{281,19}\right)^2 - 1}$$

$$t_{op \text{ backup}} = 0,3023 \text{ detik}$$

Jadi, relay 16 akan bekerja sebagai relay primer dalam waktu 0,1153 detik dan bekerja sebagai relay *backup* dalam waktu 0,3023 detik.

Relay 5

Manufacture : ALSTOM
Model : P 343
Tipe Kurva : Very Inverse

Tegangan	: 3,45 kV
Output	: CB E5-2 OPEN
Rasio CT	: 2000/5 A
FLA	: 1673 A @3,45 kV
Pickup Step	: 0,01
TDS Step	: 0,025
Batas TDS	: 0,025 – 1,2
Isc Max Primer	: 18794 A @3,45 kV
Isc Max Backup	: 18794 A @3,45 kV

Low Set Setting

$$1,05 \times \text{FLA} \leq I_{\text{pickup}} \leq 1,4 \times \text{FLA}$$

$$1,05 \times 1673 \text{ A} \leq I_{\text{pickup}} \leq 1,4 \times 1673 \text{ A}$$

$$1756,65 \text{ A} \leq I_{\text{pickup}} \leq 2342,2 \text{ A}$$

Dipilih $I_{\text{pickup}} = 1756,65 \text{ A}$

Saturasi

Arus gangguan akan berada di daerah saturasi ketika

$$\mathbf{Isc \ Max \ Utama > 30 \times I_{pickup}}$$

$$18794 \text{ A} < 52699,5 \text{ A} \quad (\text{syarat tidak terpenuhi})$$

$$\mathbf{Isc \ Max \ Backup > 30 \times I_{pickup}}$$

$$18794 \text{ A} < 52699,5 \text{ A} \quad (\text{syarat tidak terpenuhi})$$

Karena ketika sebagai relay primer dan *backup* syarat saturasinya tidak terpenuhi, maka ketika terjadi gangguan hubung singkat (*Isc*) maksimum, relay 5 akan bekerja pada daerah saturasinya ketika sebagai relay primer dan *backup*.

Time Dial Setting (TDS)

Ketika terjadi gangguan hubung singkat di bus 80EE2127C (3,45 kV), maka relay 5 akan bekerja sebagai relay *backup* dengan waktu operasi $0,1153 \text{ detik} + 0,2 \text{ detik} = 0,3153 \text{ detik}$

Dipilih, $top = 0,3153 \text{ detik}$

$$\text{TDS} = top \times \frac{\left(\frac{Isc \ Max \ backup}{I_{pickup}}\right)^{\alpha} - 1}{K}$$

$$\text{TDS} = 0,3153 \times \frac{\left(\frac{18794}{1756,65}\right)^1 - 1}{13,5}$$

$$TDS = 0,226$$

Karena dari data relay diketahui *step* TDS adalah 0.025, maka dipilih TDS = 0,25.

Waktu Operasi Relay

$$top_{primer} = \frac{K \times TDS}{\left(\frac{I_{sc} \text{ Max Primer}}{I_{pickup}}\right)^{\alpha} - 1} + L$$

(L=0 sesuai data relay ALSTOM P 343)

$$top_{primer} = \frac{13,5 \times 0,25}{\left(\frac{18794}{1756,65}\right)^1 - 1}$$

$$top_{primer} = 0,3480 \text{ detik}$$

$$top_{backup} = \frac{K \times TDS}{\left(\frac{I_{sc} \text{ Max Backup}}{I_{pickup}}\right)^{\alpha} - 1} + L$$

(L=0 sesuai data relay ALSTOM P 343)

$$top_{backup} = \frac{13,5 \times 0,25}{\left(\frac{18794}{1756,65}\right)^1 - 1}$$

$$top_{backup} = 0,3480 \text{ detik}$$

Jadi, relay 5 akan bekerja sebagai relay primer dan *backup* dalam waktu 0,3480 detik.

Relay 80 ss-21b

<i>Manufacture</i>	: ALSTOM
Model	: P 343
Tipe Kurva	: Very Inverse
Tegangan	: 13,8 kV
<i>Output</i>	: CB 29-1 OPEN
Rasio CT	: 800/5 A
FLA	: 418,4 A @ 13,8 kV
<i>Pickup Step</i>	: 0,01
<i>TDS Step</i>	: 0,025
Batas TDS	: 0,025 – 1,2
<i>Isc Max Primer</i>	: 15262 A @ 13,8 kV
<i>Isc Max Backup</i>	: 4698 A @ 13,8 kV

Low Set Setting

$$1,05 \times \text{FLA} \leq I_{pickup} \leq 1,4 \times \text{FLA}$$

$$1,05 \times 418,4 \text{ A} \leq I_{pickup} \leq 1,4 \times 418,4 \text{ A}$$

$$439,32 \text{ A} \leq \overline{I_{pickup}} \leq 585,76 \text{ A}$$

Dipilih $I_{pickup} = 439,32 \text{ A}$

Saturasi

Arus gangguan akan berada di daerah saturasi ketika

$$\mathbf{Isc \text{ Max Utama} > 30 \times I_{pickup}}$$

$$15262 \text{ A} > 12552 \text{ A} \quad (\text{syarat terpenuhi})$$

$$\mathbf{Isc \text{ Max Backup} > 30 \times I_{pickup}}$$

$$4698 \text{ A} < 12552 \text{ A} \quad (\text{syarat tidak terpenuhi})$$

Karena ketika sebagai relay primer syarat saturasinya terpenuhi, maka ketika terjadi gangguan hubung singkat (Isc) maksimum, relay 80-SS-21B akan bekerja sebagai relay primer pada daerah saturasinya.

Time Dial Setting (TDS)

Karena masih dalam satu feeder dengan relay 5, ketika terjadi gangguan hubung singkat di bus 32 (13,8 kV), maka relay 80-SS-21B akan bekerja sebagai relay *backup* dengan waktu operasi 0,3480 detik.

Dipilih, $top = 0,3480$ detik

$$TDS = top \times \frac{\left(\frac{Isc \text{ Max backup}}{I_{pickup}}\right)^{\alpha} - 1}{K}$$

$$TDS = 0,3480 \times \frac{\left(\frac{4698}{439,32}\right)^1 - 1}{13,5}$$

$$TDS = 0,249$$

Karena dari data relay diketahui *step* TDS adalah 0.025, maka dipilih TDS = 0,25.

Waktu Operasi Relay

$$top_{primer} = \frac{K \times TDS}{\left(\frac{Isc \text{ Max Primer}}{I_{pickup}}\right)^{\alpha} - 1} + L$$

($L=0$ sesuai data relay ALSTOM P 343)

$$top_{primer} = \frac{13,5 \times 0,25}{\left(\frac{30 \times 439,32}{439,32}\right)^1 - 1}$$

$$top_{primer} = 0,1164 \text{ detik}$$

$$top_{backup} = \frac{K \times TDS}{\left(\frac{I_{sc} \text{ Max Backup}}{I_{pickup}}\right)^{\alpha} - 1} + L$$

(L=0 sesuai data relay ALSTOM P 343)

$$top_{backup} = \frac{13,5 \times 0,25}{\left(\frac{4698}{439,32}\right)^1 - 1}$$

$$top_{backup} = 0,3482 \text{ detik}$$

Jadi, relay 5 akan bekerja sebagai relay primer dalam waktu 0,1164 detik dan sebagai *backup* dalam waktu 0,3482 detik.

Relay INC PLN B

<i>Manufacture</i>	: ALSTOM
Model	: P 343
Tipe Kurva	: Standard Inverse
Tegangan	: 13,8 kV
<i>Output</i>	: CB INC PLN B OPEN
Rasio CT	: 2000/5 A
FLA	: 1673 A @ 13,8 kV
<i>Pickup Step</i>	: 0,01
<i>TDS Step</i>	: 0,025
Batas TDS	: 0,025 – 1,2
<i>Isc Max Primer</i>	: 15541 A @ 13,8 kV
<i>Isc Max Backup</i>	: 13155 A @ 13,8 kV

Low Set Setting

$$1,05 \times \text{FLA} \leq I_{pickup} \leq 1,4 \times \text{FLA}$$

$$1,05 \times 1673 \text{ A} \leq I_{pickup} \leq 1,4 \times 1673 \text{ A}$$

$$1756,65 \text{ A} \leq I_{pickup} \leq 2342,2 \text{ A}$$

Dipilih $I_{pickup} = 1756,65 \text{ A}$

Saturasi

Arus gangguan akan berada di daerah saturasi ketika

$$\mathbf{I_{sc} \text{ Max Utama} > 30 \times I_{pickup}}$$

$$15541 \text{ A} < 52699,5 \text{ A} \quad (\text{syarat tidak terpenuhi})$$

$$\mathbf{I_{sc} \text{ Max Backup} > 30 \times I_{pickup}}$$

$$13155 \text{ A} < 52699,5 \text{ A} \quad (\text{syarat tidak terpenuhi})$$

Karena ketika sebagai relay primer dan *backup* syarat saturasinya tidak terpenuhi, maka ketika terjadi gangguan hubung singkat (*Isc*)

maksimum, relay INC PLN B saat menjadi relay primer dan *backup* akan bekerja pada daerah *inverse*.

Time Dial Setting (TDS)

Ketika terjadi gangguan hubung singkat di bus INC PLN Feeder B (13,8 kV), maka relay INC PLN B akan bekerja sebagai relay *backup* dengan waktu operasi 0,1164 detik + 0,2 detik = 0,3164 detik

Dipilih, $t_{op} = 0,3164$ detik

$$TDS = t_{op} \times \frac{\left(\frac{I_{sc \text{ Max Backup}}}{I_{pickup}}\right)^{\alpha} - 1}{K}$$

$$TDS = 0,3164 \times \frac{\left(\frac{13155}{1756,65}\right)^{0,02} - 1}{0,14}$$

$$TDS = 0,09$$

Karena dari data relay diketahui *step* TDS adalah 0.025, maka dipilih TDS = 0,1

Waktu Operasi Relay

$$t_{op \text{ primer}} = \frac{K \times TDS}{\left(\frac{I_{sc \text{ Max Primer}}}{I_{pickup}}\right)^{\alpha} - 1} + L$$

(L=0 sesuai data relay ALSTOM P 343)

$$t_{op \text{ primer}} = \frac{0,14 \times 0,1}{\left(\frac{15541}{1756,65}\right)^{0,02} - 1}$$

$$t_{op \text{ primer}} = 0,3141 \text{ detik}$$

$$t_{op \text{ backup}} = \frac{K \times TDS}{\left(\frac{I_{sc \text{ Max Backup}}}{I_{pickup}}\right)^{\alpha} - 1} + L$$

(L=0 sesuai data relay ALSTOM P 343)

$$t_{op \text{ backup}} = \frac{0,14 \times 0,1}{\left(\frac{13155}{1756,65}\right)^{0,02} - 1}$$

$$t_{op \text{ backup}} = 0,3407 \text{ detik}$$

Jadi, relay INC PLN B akan bekerja sebagai relay primer dalam waktu 0,3141 detik dan sebagai *backup* dalam waktu 0,3407 detik.

Relay PLN B

Manufacture : ALSTOM

Model : P 343

Tipe Kurva : Very Inverse
 Tegangan : 150 kV
 Output : CB PLN A **OPEN**
 Rasio CT : 200/5 A
 FLA : 154 A @150 kV
 Pickup Step : 0,01
 TDS Step : 0,025
 Batas TDS : 0,025 – 1,2
 Isc Max Primer : 52668 A @150 kV
 Isc Max Backup : 1430 A @150 kV

Low Set Setting

$1,05 \times \text{FLA} \leq I_{pickup} \leq 1,4 \times \text{FLA}$
 $1,05 \times 154 \text{ A} \leq I_{pickup} \leq 1,4 \times 154 \text{ A}$
 $161,7 \text{ A} \leq I_{pickup} \leq 215,6 \text{ A}$
 Dipilih $I_{pickup} = 161,7 \text{ A}$

Saturasi

Arus gangguan akan berada di daerah saturasi ketika

$I_{sc \text{ Max Utama}} > 30 \times I_{pickup}$
 $52668 \text{ A} > 4851 \text{ A}$ (syarat terpenuhi)

$I_{sc \text{ Max Backup}} > 30 \times I_{pickup}$
 $1430 \text{ A} < 4851 \text{ A}$ (syarat tidak terpenuhi)

Karena ketika sebagai relay primer syarat saturasinya terpenuhi, maka ketika terjadi gangguan hubung singkat (I_{sc}) maksimum, relay PLN B saat menjadi relay akan bekerja di daerah saturasi.

Time Dial Setting (TDS)

Karena relay PLN B berada dalam satu feeder dengan relay INC PLN B, maka ketika terjadi gangguan hubung singkat di bus 40, relay PLN B akan bekerja sebagai relay *backup* dengan waktu operasi 0,3141

Dipilih, $top = 0,3141$ detik

$$TDS = top \times \frac{\left(\frac{I_{sc \text{ Max Backup}}}{I_{pickup}}\right)^{\alpha} - 1}{K}$$

$$TDS = 0,3141 \times \frac{\left(\frac{1430}{161,7}\right)^1 - 1}{13,5}$$

$$TDS = 0,18$$

Karena dari data relay diketahui *step* TDS adalah 0.025, maka dipilih TDS = 0,225. Jika TDS di *step* hingga 0,2 saja maka relay PLN B akan bekerja sebagai primer ketika terjadi gangguan dibawah 0,1 detik.

Waktu Operasi Relay

$$top_{primer} = \frac{K \times TDS}{\left(\frac{I_{sc} \text{ Max Primer}}{I_{pickup}}\right)^{\alpha} - 1} + L$$

(L=0 sesuai data relay ALSTOM P 343)

$$top_{primer} = \frac{K \times TDS}{\left(\frac{I_{sc} \text{ Max Primer}}{I_{pickup}}\right)^{\alpha} - 1}$$

$$top_{primer} = \frac{13,5 \times 0,225}{\left(\frac{30 \times 161,7}{161,7}\right)^1 - 1}$$

$$top_{primer} = 0,1047 \text{ detik}$$

$$top_{backup} = \frac{K \times TDS}{\left(\frac{I_{sc} \text{ Max Backup}}{I_{pickup}}\right)^{\alpha} - 1} + L$$

(L=0 sesuai data relay ALSTOM P 343)

$$top_{backup} = \frac{13,5 \times 0,225}{\left(\frac{1430}{161,7}\right)^1 - 1}$$

$$top_{backup} = 0,3873 \text{ detik}$$

Jadi, relay PLN B akan bekerja sebagai relay primer dalam waktu 0,1047 detik dan sebagai *backup* dalam waktu 0,3873 detik.

4.3.3 Rangkuman Nilai TDS Minimum Tiap Relay Perhitungan Manual

Berikut rangkuman nilai TDS minimum dari tiap relay pada tiap perhitungan.

Tabel 4. 5 Rangkuman Tipikal 1 Pola Operasi 1

No	ID-Relay	Tegangan (kV)	Ipick up(A)	TDS	Top Primer (detik)	Top Backup (detik)
1	Relay 2	3.45	368	0,225	0,1047	0,3204

Tabel 4. 5 Lanjutan

2	Relay 3	3,45	1760	0,2	0,3120	0,3229
3	Relay 10-2	13,8	440	0,225	0,1047	0,3511
4	Relay Utility	13,8	440	0,225	0,1047	0,3511
5	Relay INC PLN A	13,8	1760	0,1	0,3141	0,3141
6	Relay PLN A	150	162	0,225	0,1047	0,3873

Tipikal 1 Pola Operasi 1 dengan TDS yang sama dalam simulasi ETAP

No.	ID-Relay	Tegangan (kV)	Ipickup (A)	TDS	Top Primer (detik)	Top Backup (detik)
1	Relay 2	3,45	368	0,225	0,105	0,321
2	Relay 3	3,45	1760	0,2	0,313	0,324
3	Relay 10-2	13,8	440	0,225	0,105	0,352
4	Relay Utility	13,8	440	0,225	0,105	0,105
5	Relay INC PLN A	13,8	1760	0,1	0,314	0,314
6	Relay PLN A	150	162	0,225	0,105	0,388

Tabel 4. 6 Rangkuman Tipikal 2 Pola Operasi 2

No.	ID-Relay	Tegangan (kV)	Ipickup (A)	TDS	Top Primer (detik)	Top Backup (detik)
1	Relay 16	3,45	282	0,575	0,1153	0,3023
2	Relay 5	3,45	1760	0,25	0,3480	0,3480
3	Relay 80 SS-21B	13,8	440	0,25	0,1164	0,3482

Tabel 4. 6 Lanjutan

4	Relay INC PLN B	13,8	1760	0,1	0,3141	0,3407
5	Relay PLN B	150	162	0,225	0,1047	0,3873

Tipikal 2 Pola Operasi 2 dengan TDS yang sama dalam simulasi **ETAP**

No.	ID-Relay	Tegangan (kV)	Ipickup (A)	TDS	Top Primer (detik)	Top <i>Backup</i> (detik)
1	Relay 16	3,45	282	0,575	0,1150	0,3040
2	Relay 5	3,45	1760	0,25	0,3490	0,3490
3	Relay 80 SS-21B	13,8	440	0,25	0,1160	0,3490
4	Relay INC PLN B	13,8	1760	0,1	0,3140	0,3410
5	Relay PLN B	150	162	0,225	0,1050	0,3880

4.4 Perhitungan *Time Dial Setting* Menggunakan *AMFA*

Perhitungan TDS dengan menggunakan *AMFA* menggunakan software *matlab* versi 2016. Perhitungan TDS menggunakan *AMFA* pada program diperlukan pengisian beberapa parameter seperti tegangan pada tiap relay, tegangan base (kV *base*), FLA, arus gangguan maksimum saat relay bekerja sebagai primer dan *backup*, CT primer, target waktu operasi minimum dan maksimum, menginput pasangan relay primer *backup*, dan memilih kurva yang akan digunakan. Batas bawah relay bekerja (waktu operasi minimum = 0,1) diberikan agar relay tidak bekerja dibawah 0,1 detik. Serta mengantisipasi agar relay tidak akan beroperasi ketika ada gangguan temporer. Untuk batas atas relay bekerja (waktu operasi maksimum) dengan waktu 1 detik, diberikan agar relay tidak bekerja terlalu lama ketika terjadi gangguan. Jika relay beroperasi terlalu lama ketika ada sebuah gangguan, akan dapat merusak peralatan.

4.4.1 Perhitungan TDS Tipikal 1

Beberapa parameter yang akan diinput dalam program untuk menghitung nilai TDS tiap relay diperlihatkan seperti pada gambar 4.4. Perhitungan TDS dengan menggunakan AMFA ini pada Tugas Akhir ini mempertimbangkan waktu operasi LVCB dengan asumsi waktu operasi LVCB yaitu 0,1 dan 0,3. Pertimbangan ini dimasukkan untuk mengetahui koordinasi proteksi tiap relay jika waktu operasi LVCB diperhitungkan.

Gambar 4. 4 Parameter nilai *input* Tipikal 1 pada Program

Berikut data penomoran relay pada program untuk memudahkan saat perhitungan.

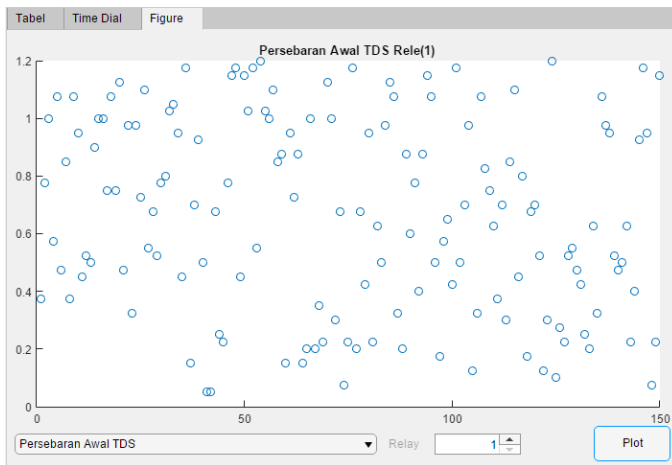
Tabel 4. 7 Data Nomor Relay Pada Program Tipikal 1

Relay No	Relay ID
1	Relay 2
2	Relay 3
3	Relay 10-2

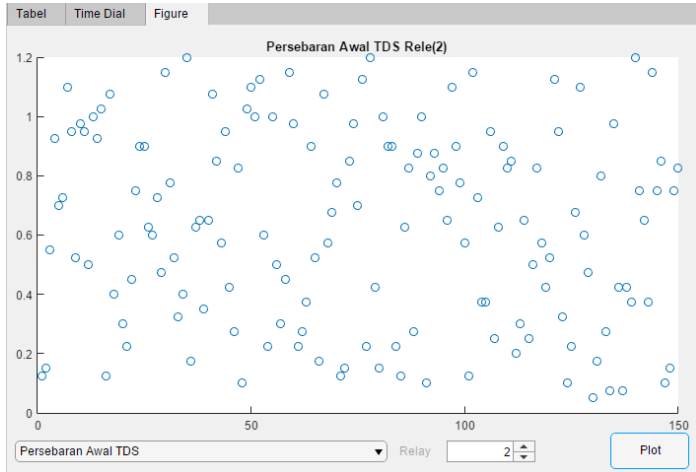
Tabel 4. 7 Lanjutan

Relay No	Relay ID
4	Relay Utility
5	Relay INC PLN A
6	Relay PLN A

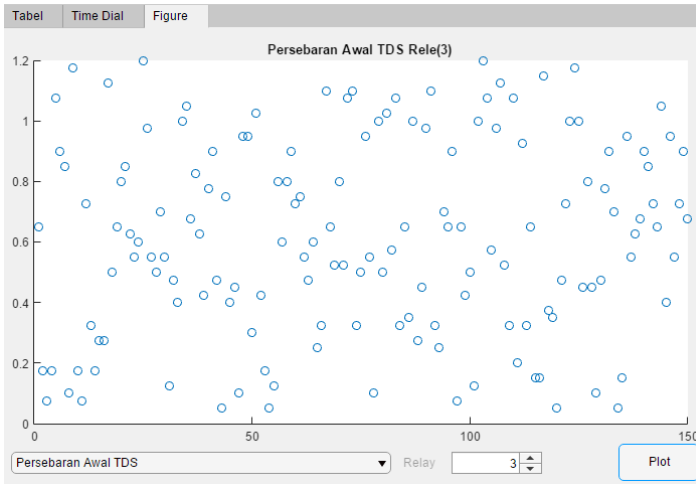
Setelah memasukkan parameter yang dibutuhkan dalam perhitungan TDS, kemudian populasi awal *firefly* akan dibangkitkan secara acak sebanyak 150 populasi. Inisiasi awal sebaran *firefly* secara acak mewakili nilai TDS dalam posisi acak juga. Nilai TDS yang dibangkitkan memiliki rentang nilai 0,025 – 1,2 sesuai dengan spesifikasi relay yang digunakan yaitu ALSTOM P343. Berikut persebaran awal *firefly* dari Relay 2 – Relay PLN A sejumlah 150 populasi.



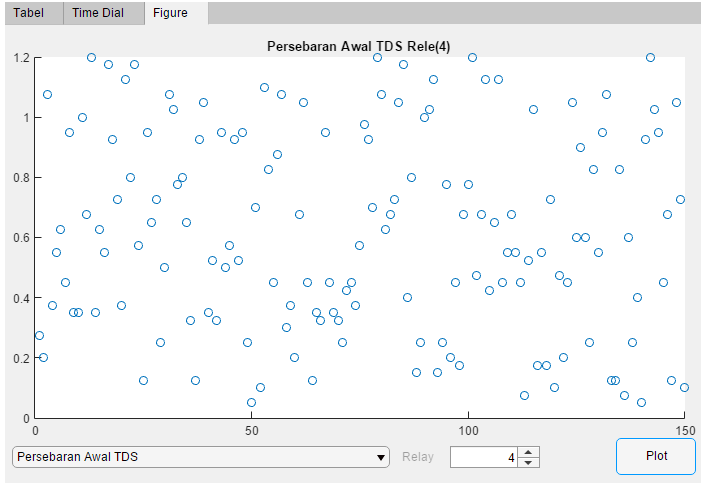
Gambar 4. 5 Persebaran Awal TDS Relay 1 Tipikal 1



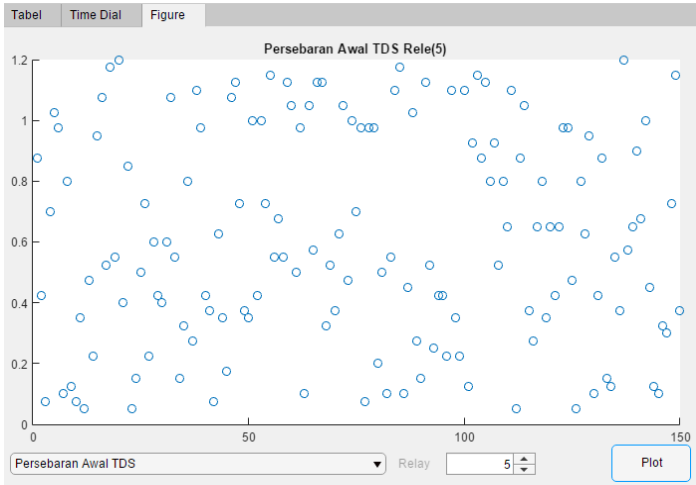
Gambar 4. 6 Persebaran Awal TDS Relay 2 Tipikal 1



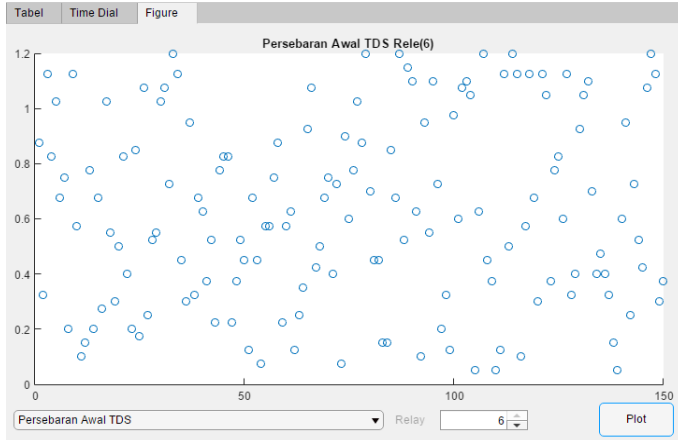
Gambar 4. 7 Persebaran Awal TDS Relay 3 Tipikal 1



Gambar 4. 8 Persebaran Awal TDS Relay 4 Tipikal 1



Gambar 4. 9 Persebaran Awal TDS Relay 5 Tipikal 1



Gambar 4. 10 Persebaran Awal TDS Relay 6 Tipikal 1

Dari persebaran partikel di gambar 4.5 sampai 4.10 terlihat bahwa TDS dibangkitkan dengan nilai acak dan berada dalam *range* TDS relay yaitu 0,025 – 1,2 . Nilai TDS dari tiap relay dapat dirangkum di tabel 4.8

Tabel 4. 8 Nilai Persebaran TDS Relay Tipikal 1

Populasi	TDS Relay 1	TDS Relay 2	TDS Relay 3	TDS Relay 4	TDS Relay 5	TDS Relay 6
1	0.375	0.125	0.65	0.275	0.875	0.225
2	0.775	0.15	0.175	0.2	0.425	0.2
3	1	0.55	0.075	1.075	0.075	0.45
4	0.575	0.925	0.175	0.375	0.7	0.2
5	1.075	0.7	1.075	0.55	1.025	1.175
6	0.475	0.725	0.9	0.625	0.975	1
7	0.85	1.1	0.85	0.45	0.1	0.925
8	0.375	0.95	0.1	0.95	0.8	0.825
9	1.075	0.525	1.175	0.35	0.125	0.075
10	0.95	0.975	0.175	0.35	0.075	0.525

Tabel 4. 8 (Lanjutan)

Populasi	TDS Relay 1	TDS Relay 2	TDS Relay 3	TDS Relay 4	TDS Relay 5	TDS Relay 6
11	0.45	0.95	0.075	1	0.35	0.6
12	0.525	0.5	0.725	0.675	0.05	0.725
13	0.5	1	0.325	1.2	0.475	1.175
14	0.9	0.925	0.175	0.35	0.225	0.65
15	1	1.025	0.275	0.625	0.95	0.8
16	1	0.125	0.275	0.55	1.075	0.425
17	0.75	1.075	1.125	1.175	0.525	0.95
18	1.075	0.4	0.5	0.925	1.175	0.175
19	0.75	0.6	0.65	0.725	0.55	1.1
20	1.125	0.3	0.8	0.375	1.2	0.45
21	0.475	0.225	0.85	1.125	0.4	1.175
22	0.975	0.45	0.625	0.8	0.85	0.125
23	0.325	0.75	0.55	1.175	0.05	0.775
24	0.975	0.9	0.6	0.575	0.15	0.35
25	0.725	0.9	1.2	0.125	0.5	0.55
26	1.1	0.625	0.975	0.95	0.725	0.625
27	0.55	0.6	0.55	0.65	0.225	0.25
28	0.675	0.725	0.5	0.725	0.6	0.925
29	0.525	0.475	0.7	0.25	0.425	0.05
30	0.775	1.15	0.55	0.5	0.4	0.775
31	0.8	0.775	0.125	1.075	0.6	0.325
32	1.025	0.525	0.475	1.025	1.075	0.85
33	1.05	0.325	0.4	0.775	0.55	0.225
34	0.95	0.4	1	0.8	0.15	0.525
35	0.45	1.2	1.05	0.65	0.325	0.125
36	1.175	0.175	0.675	0.325	0.8	0.9
37	0.15	0.625	0.825	0.125	0.275	0.475
38	0.7	0.65	0.625	0.925	1.1	0.825
39	0.925	0.35	0.425	1.05	0.975	0.075
40	0.5	0.65	0.775	0.35	0.425	0.25
41	0.05	1.075	0.9	0.525	0.375	0.175

Tabel 4. 8 Lanjutan

Populasi	TDS Relay 1	TDS Relay 2	TDS Relay 3	TDS Relay 4	TDS Relay 5	TDS Relay 6
42	0.05	0.85	0.475	0.325	0.075	0.85
43	0.675	0.575	0.05	0.95	0.625	0.425
44	0.25	0.95	0.75	0.5	0.35	0.2
45	0.225	0.425	0.4	0.575	0.175	0.275
46	0.775	0.275	0.45	0.925	1.075	0.6
47	1.15	0.825	0.1	0.525	1.125	0.575
48	1.175	0.1	0.95	0.95	0.725	0.925
49	0.45	1.025	0.95	0.25	0.375	0.975
50	1.15	1.1	0.3	0.05	0.35	0.075
.
145	0.925	0.75	0.4	0.45	0.1	0.95
146	1.175	0.85	0.95	0.675	0.325	1.075
147	0.95	0.1	0.55	0.125	0.3	0.925
148	0.075	0.15	0.725	1.05	0.725	0.175
149	0.225	0.75	0.9	0.725	1.15	0.275
150	1.15	0.825	0.675	0.1	0.375	0.7

Dari data TDS tiap relay pada tabel 4.8 diatas, dapat dihitung nilai waktu operasi tiap relay ketika relay bekerja sebagai primer dan *backup*. Perhitungan waktu operasi sesuai dengan persamaan kurva IEC *inverse*. Setelah diperoleh TDS secara acak dari 150 populasi, selanjutnya dapat dihitung fungsi objektif (*cost*) dari tiap populasi. Fungsi objektif adalah penjumlahan waktu operasi primer dari tiap relay pada setiap populasi.

Tabel 4. 9 Fungsi Objektif Tiap Populasi Tipikal 1

Populasi	Fungsi Objektif
1	3.653627534
2	2.197523413
3	2.303861922
4	4.258648336
5	6.115711878
6	5.590309753

Tabel 4. 9 Lanjutan

Populasi	Fungsi Objektif
7	3.461429198
8	5.04238877
9	2.456850254
10	2.687483061
11	3.570564541
12	2.170610591
13	4.541663786
14	3.115616439
15	5.840070962
16	4.619409567
17	5.188135996
18	5.560351077
19	4.164971965
20	5.517816246
21	3.295027792
22	4.547557127
23	2.642035804
24	3.038859535
25	4.184904816
26	4.951559541
27	2.573755041
28	4.330815425
29	2.785936536
30	4.260723496
31	4.176048743
32	5.767051978
33	3.375240437
34	2.619716004
35	3.95181657
36	4.217565436
37	2.571976691
38	5.900911908
39	4.760973657
40	3.221839358
41	3.622958954

Tabel 4. 9 Lanjutan

Populasi	Cost
42	2.35284804
43	3.837874861
44	3.372719714
45	1.899316194
46	5.086144006
47	5.914918949
48	4.295575213
49	3.998846325
50	3.548505877
51	6.342197225
52	4.346814505
53	5.462227228
54	4.129779199
55	6.347891508
56	4.067177741
57	3.98495522
58	3.837892699
59	6.654625175
60	5.459409695
.	.
140	5.443903276
141	4.523951639
142	5.45875365
143	3.37184998
144	3.792525357
145	2.752554588
146	4.150700581
147	2.285475893
148	3.4541706
149	5.771724915
150	3.686878568

Pada *Main Loop Firefly Algorithm*, langkah selanjutnya setelah diperoleh *Cost* dari 150 populasi acak *firefly* (nilai TDS) yaitu pada tiap iterasinya akan dibandingkan nilai *cost* tiap populasi. Populasi yang memiliki nilai *cost* yang lebih tinggi akan bergerak/bergeser menuju nilai

fungsi objektif yang lebih rendah, sehingga terjadi pergeseran TDS. Artinya, jika intensitas cahaya *firefly* (i) > *firefly* (j) maka *firefly* (j) akan bergerak menuju *firefly* (i). pembaruan posisi TDS terjadi. Nilai fungsi objektif akan diperbarui tiap iterasinya. Populasi dengan nilai fungsi objektif paling rendah pada tiap iterasi akan terpilih sebagai TDS minimum. Jika *firefly*(i) < *firefly* (j), artinya *firefly* cenderung diam atau tidak bergerak. TDS yang telah terpilih sebagai TDS minimum tidak akan tergantikan oleh TDS yang memiliki nilai lebih tinggi.

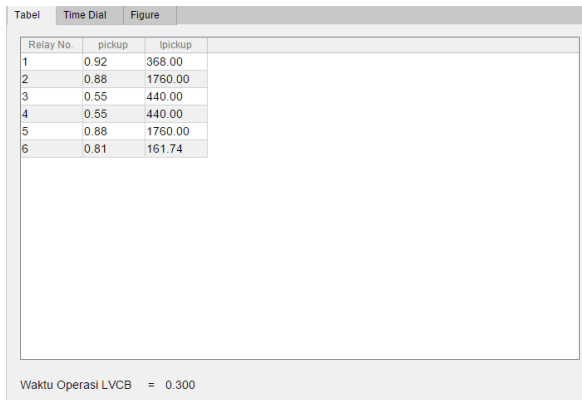
Tabel 4. 10 Nilai Fungsi Objektif Minimum Tiap Iterasi Tipikal 1

Iterasi	Fungsi Objektif (<i>Cost</i>)	TDS Relay 1	TDS Relay 2	TDS Relay 3	TDS Relay 4	TDS Relay 5	TDS Relay 6
1	1.940699 111	0.325	0.5	0.6	0.4	0.125	0.325
2	1.668879 237	0.225	0.35	0.525	0.35	0.15	0.3
3	1.438442 281	0.35	0.275	0.375	0.35	0.125	0.25
4	1.328466 812	0.3	0.225	0.475	0.225	0.1	0.425
5	1.274359 333	0.225	0.25	0.375	0.225	0.1	0.4
6	1.212087 502	0.275	0.225	0.4	0.225	0.1	0.275
7	1.107346 122	0.25	0.225	0.225	0.225	0.1	0.25
8	1.103263 946	0.25	0.2	0.325	0.225	0.1	0.225
9	1.068350 153	0.225	0.2	0.25	0.225	0.1	0.25
10	1.056712 222	0.225	0.2	0.25	0.225	0.1	0.225
11	1.045074 291	0.225	0.2	0.225	0.225	0.1	0.225
.

Tabel 4. 10 Lanjutan

Iterasi	Fungsi Objektif (<i>Cost</i>)	TDS Relay 1	TDS Relay 2	TDS Relay 3	TDS Relay 4	TDS Relay 5	TDS Relay 6
.
48	1.045074 291	0.225	0.2	0.225	0.225	0.1	0.225
49	1.045074 291	0.225	0.2	0.225	0.225	0.1	0.225
50	1.045074 291	0.225	0.2	0.225	0.225	0.1	0.225

Di akhir iterasi, diperoleh nilai TDS yang paling minimum atau remdah. Nilai TDS yang paling rendah pada populasi ini terpilih sebagai TDS minimum atau *objective function* algoritma *firefly*. Setelah terpilih TDS minimum dari populasi ke-50 untuk tiap-tiap relay, program akan memberikan hasil berupa parameter yang digunakan untuk setting relay 51 dan diperoleh waktu operasi relaynya



The screenshot shows a software window with a table titled 'Tabel' containing relay parameters. The table has three columns: 'Relay No.', 'pickup', and 'Ipickup'. Below the table, there is a status bar that reads 'Waktu Operasi LVCB = 0.300'.

Relay No.	pickup	Ipickup
1	0.92	368.00
2	0.88	1760.00
3	0.55	440.00
4	0.55	440.00
5	0.88	1760.00
6	0.81	161.74

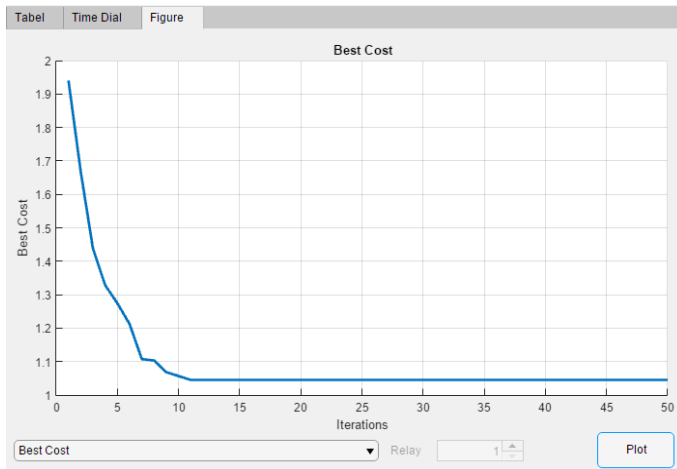
Waktu Operasi LVCB = 0.300

Gambar 4. 11 Parameter *Output* Tipikal 1 dari Program

Relay No.	TDS	WAKTU OPERASI PRIM...	WAKTU OPERASI SEKUN...	CURVE TYPE
1	0.2250	0.1047	0.3204	Very Inverse
2	0.2000	0.3120	0.3229	Very Inverse
3	0.2250	0.1047	0.3511	Very Inverse
4	0.2250	0.1047	0.3511	Very Inverse
5	0.1000	0.3141	0.3141	Standard Inverse
6	0.2250	0.1047	0.3873	Very Inverse

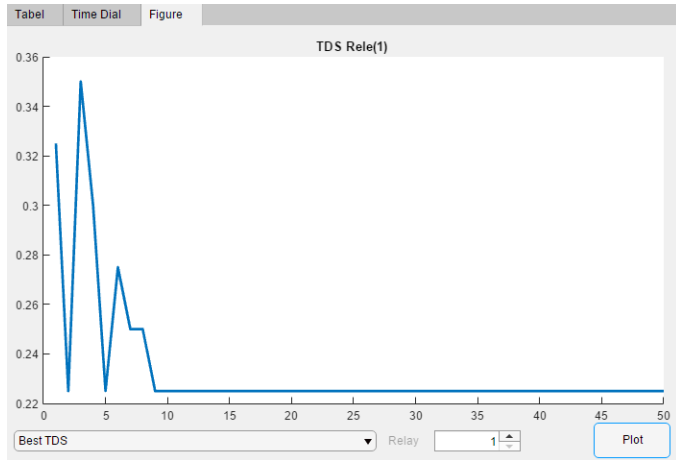
Gambar 4. 12 Parameter *Output* Tipikal 1 dari Program

Setelah didapatkan hasil yang optimal dari TDS tiap relay, maka pada gambar 4.13 akan terlihat nilai fungsi objektif (total waktu operasi relay ketika relay menjadi relay primer) dari tiap iterasi hingga mencapai suatu nilai konvergen pada sebuah nilai dalam iterasi tertentu. Fungsi objektif konvergen mulai dari iterasi ke-11

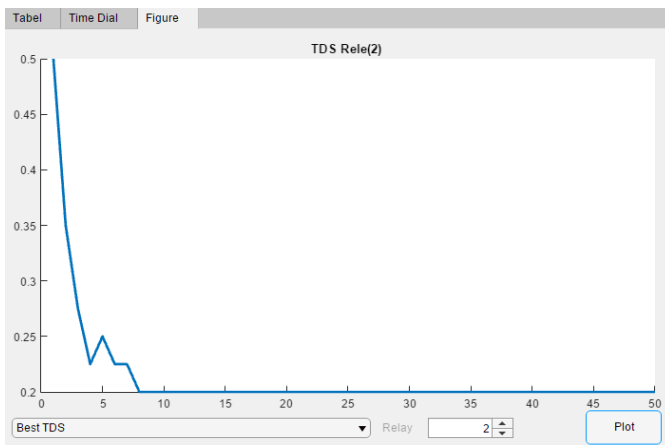


Gambar 4. 13 Kurva Konvergensi Fungsi Objektif Tipikal 1

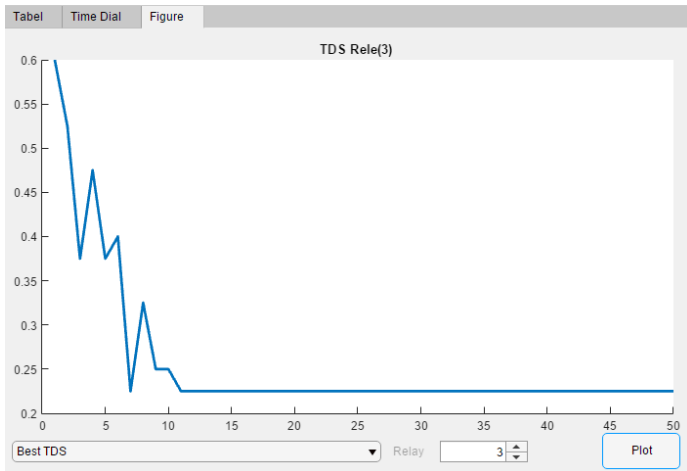
Kemudian setelah diperoleh nilai fungsi objektifnya, nilai TDS tiap relay diplot pada setiap iterasi untuk mengetahui pergerakan TDS dari tiap relay.



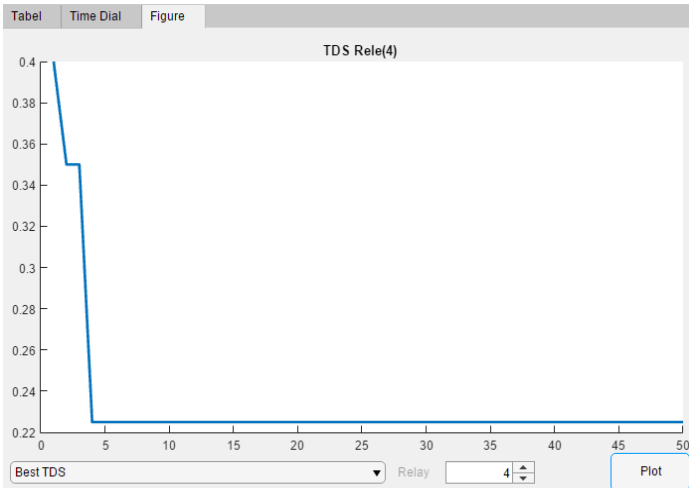
Gambar 4. 14 Pergerakan TDS Relay 1 di Tiap Iterasi Tipikal 1



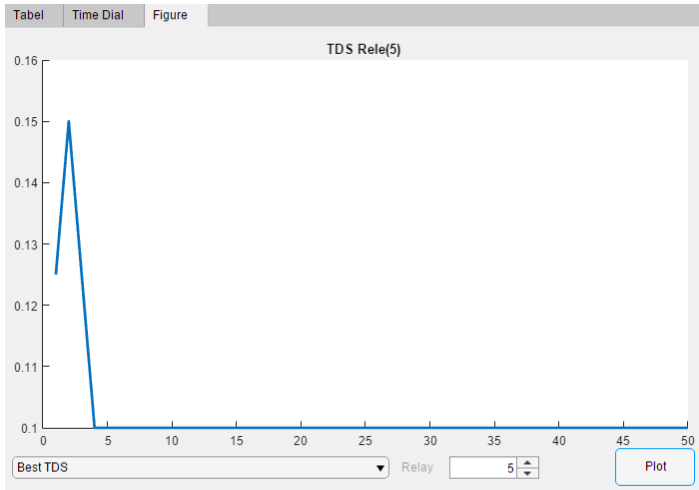
Gambar 4. 15 Pergerakan TDS Relay 2 di Tiap Iterasi Tipikal 1



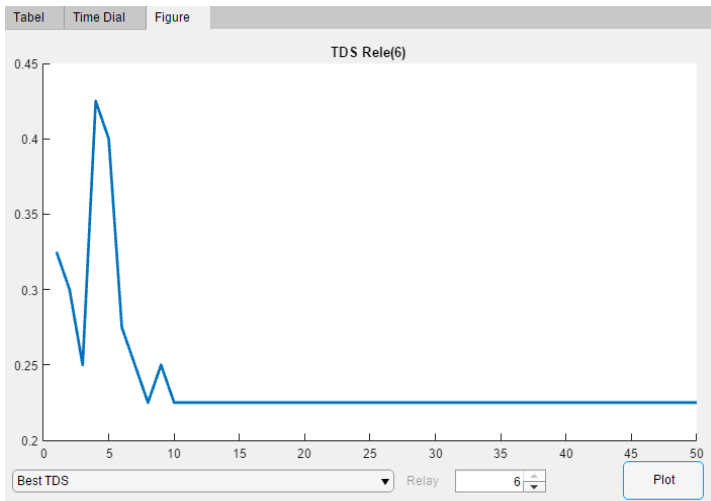
Gambar 4. 16 Pergerakan TDS Relay 3 di Tiap Iterasi Tipikal 1



Gambar 4. 17 Pergerakan TDS Relay 4 di Tiap Iterasi Tipikal 1

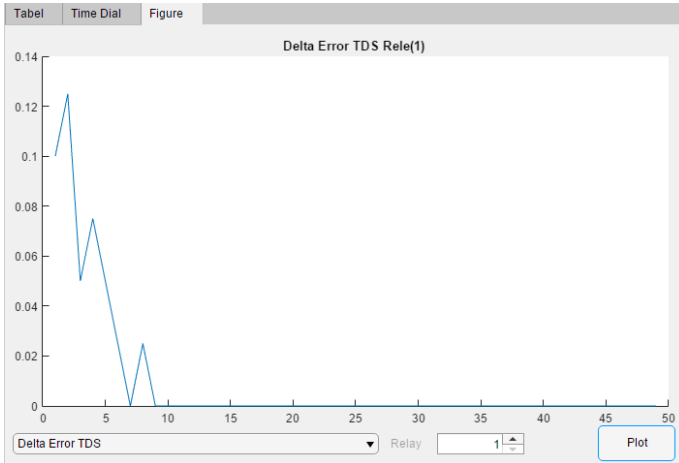


Gambar 4. 18 Pergerakan TDS Relay 5 di Tiap Iterasi Tipikal 1

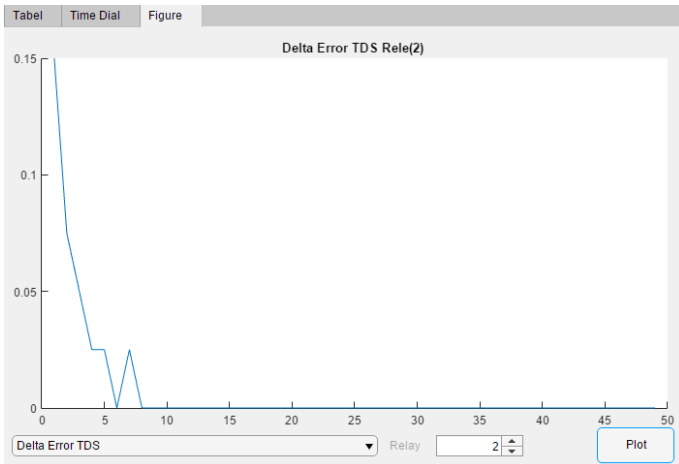


Gambar 4. 19 Pergerakan TDS Relay 6 di Tiap Iterasi Tipikal 1

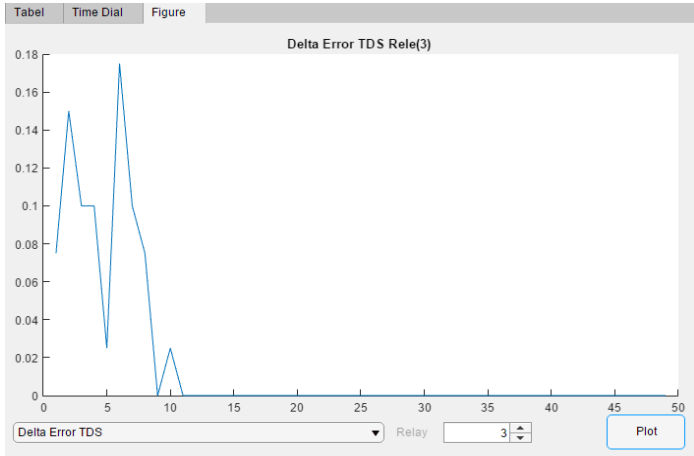
Setelah diperoleh TDS setiap iterasi dari tiap relay, *delta error* (selisih dari nilai TDS iterasi ke n – iterasi ke $n-1$) di plot. Kurva mencapai nilai konvergen saat nilai *delta error* sudah sama dengan 0.



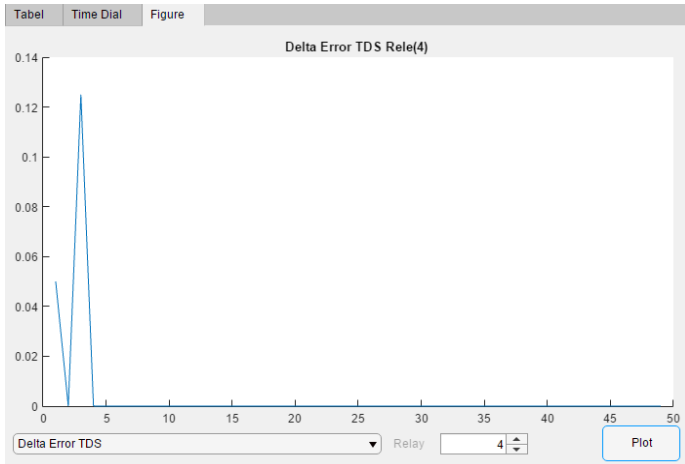
Gambar 4. 20 *Delta Error* TDS di Tiap Iterasi Relay 1 Tipikal 1



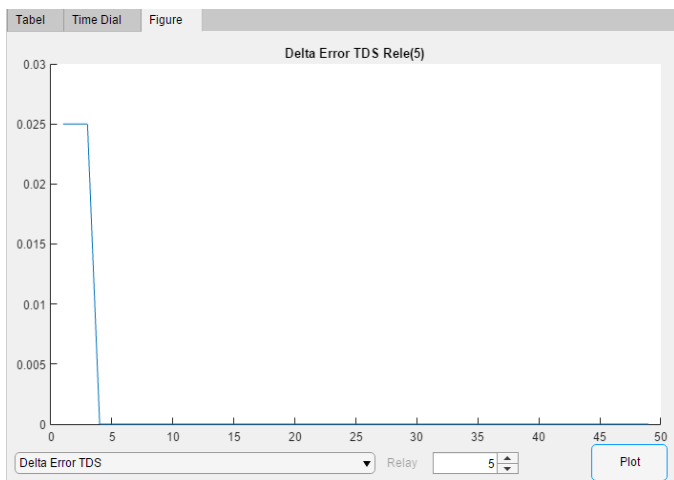
Gambar 4. 21 *Delta Error* TDS di Tiap Iterasi Relay 2 Tipikal 1



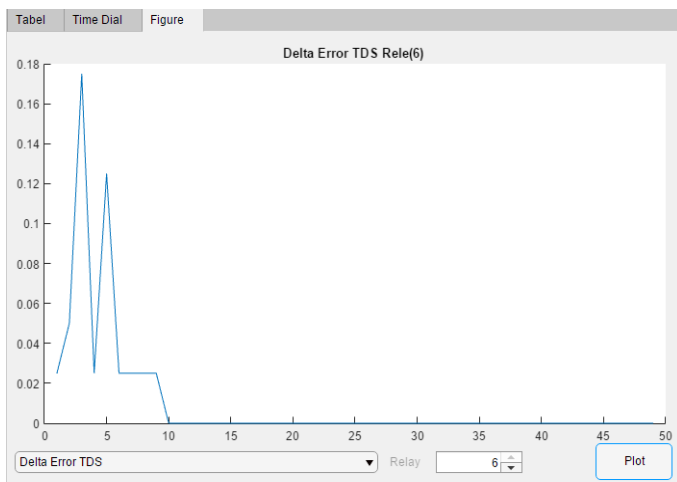
Gambar 4. 22 Delta Error TDS di Tiap Iterasi Relay 3 Tipikal 1



Gambar 4. 23 Delta Error TDS di Tiap Iterasi Relay 4 Tipikal 1

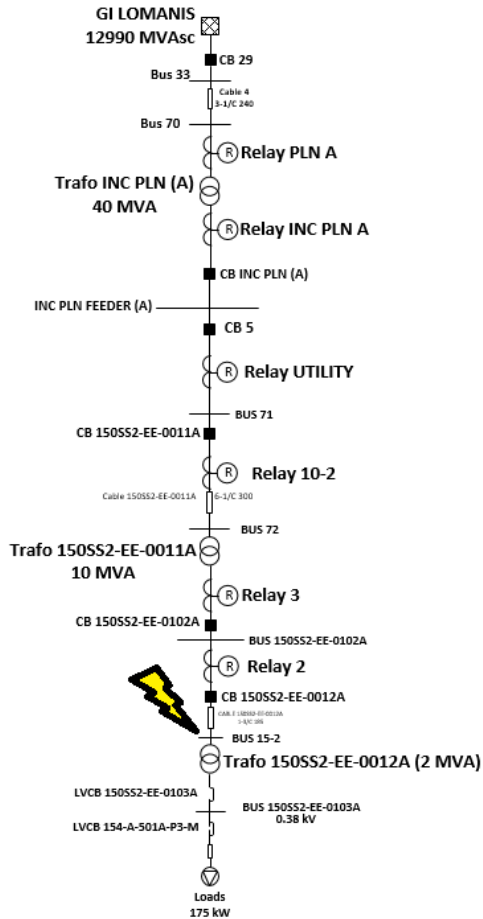


Gambar 4. 24 Delta Error TDS di Tiap Iterasi Relay 5 Tipikal 1

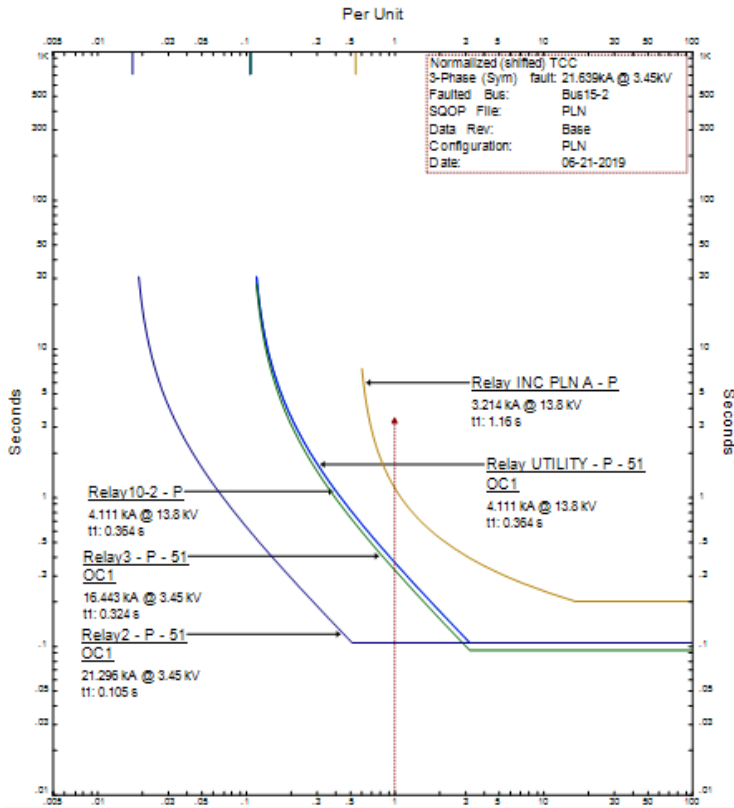


Gambar 4. 25 Delta Error TDS di Tiap Iterasi Relay 6 Tipikal 1

Selanjutnya, plot hasil TDS tipikal 1 yang telah didapatkan dari program menggunakan ETAP 12.6 untuk diamati waktu operasi relay primer dan *backup* ketika terjadi gangguan tiap bus.

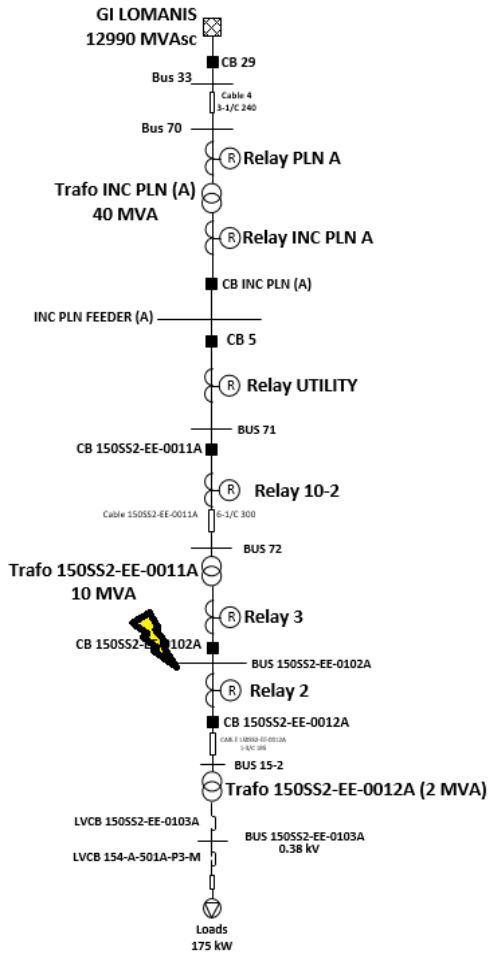


Gambar 4. 26 Koordinasi Proteksi Tipikal 1 Gangguan di Bus 15-2 (3,45 kV)

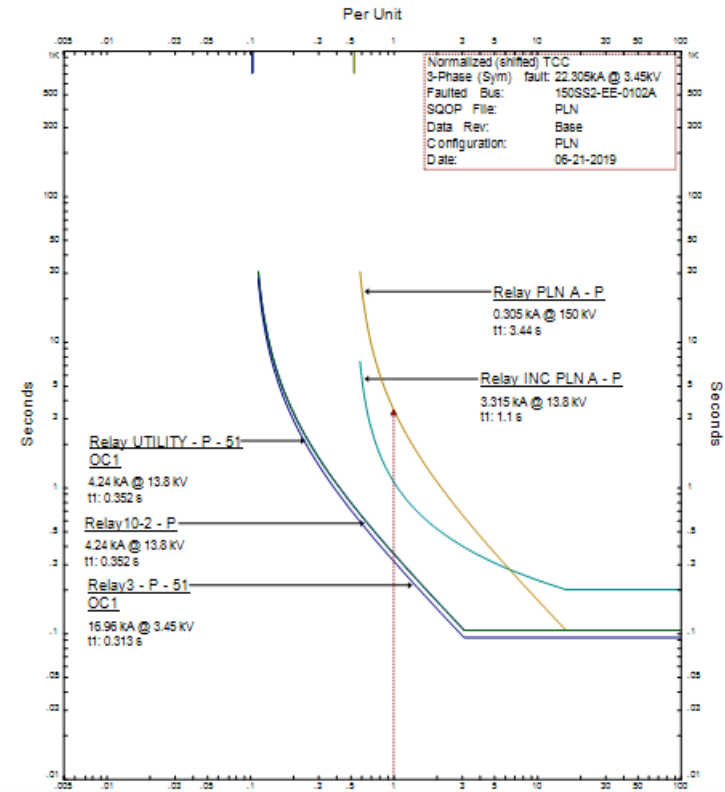


Gambar 4. 27 Hasil Tipikal 1 pada ETAP Ketika Gangguan di Bus 15-2 (3,45 kV)

Dari gambar 4.27 terlihat bahwa ketika terjadi gangguan pada bus 15-2, waktu operasi relay 2 sebagai relay primer yaitu 0,105 detik dan relay 3 sebagai *backup* yaitu 0,324 detik. Sehingga CTI nya diperoleh sebesar 0,219. Berdasarkan standar IEEE 242, koordinasi proteksi ini dapat dikatakan aman.



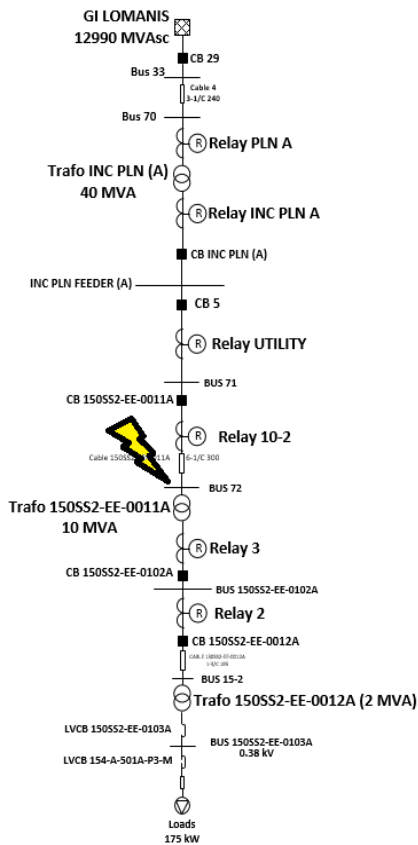
Gambar 4. 28 Koordinasi Proteksi Tipikal 1 Gangguan di Bus 150SS2-EE-0102A (3,45 kV)



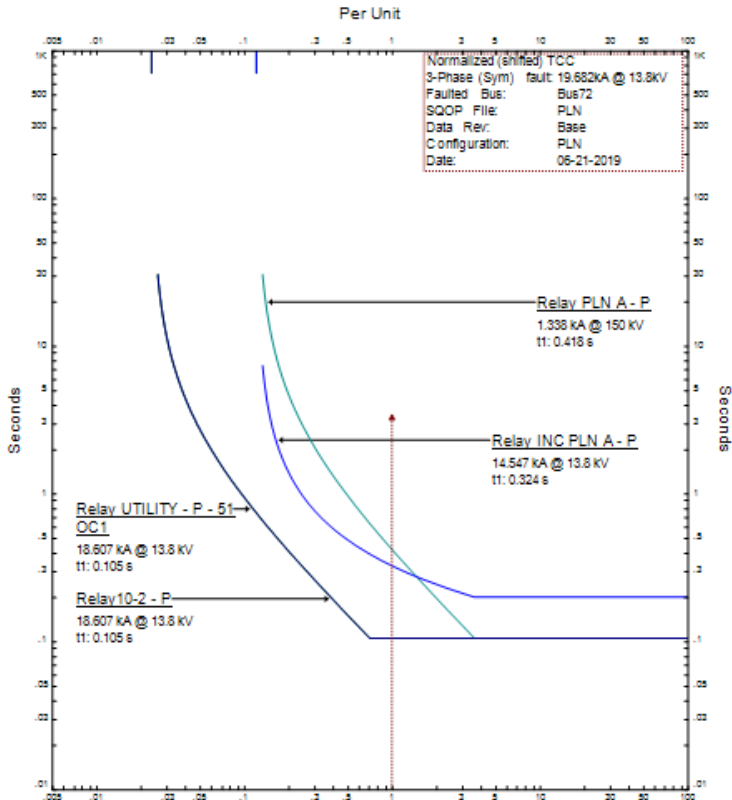
Gambar 4. 29 Hasil Tipikal 1 pada ETAP Ketika Gangguan di Bus 150SS2-EE-0102A (3,45 kV)

Dari gambar 4.29, ketika gangguan terjadi pada bus 150 SS2-EE-0102A (3,45 kV), waktu operasi relay 3 bekerja sebagai relay primer dalam waktu 0,313 detik. Sedangkan relay *backup* nya yaitu relay 10-2 bekerja dalam waktu 0,352 detik. Dari sini dapat dilihat bahwa CTI antara relay *backup* dan primer didapatkan sebesar 0,039 detik. Selisih ini didapat karena pemilihan TDS keduanya dilihat saat relay bekerja sebagai relay primer. Jika relay 10-2 menggunakan TDS yang sama seperti relay 3 yaitu 0,2 maka relay 10-2 akan bekerja sebagai relay primer dalam waktu dibawah 0,1 detik. Sehingga, nilai TDS pada relay 10-2 perlu

ditambahkan dengan menaikkan TDS stepnya dan didapat TDS yang optimal pada relay 10-2 yaitu 0,225. Koordinasi proteksi ini aman karena kedua relay masih berada pada satu feeder.

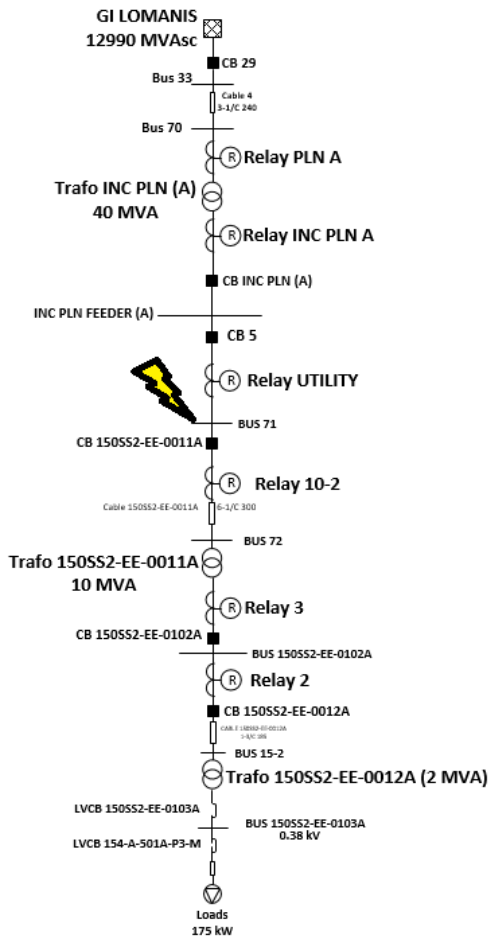


Gambar 4. 30 Koordinasi Proteksi Tipikal 1 Gangguan di Bus 72 (13,8 kV)

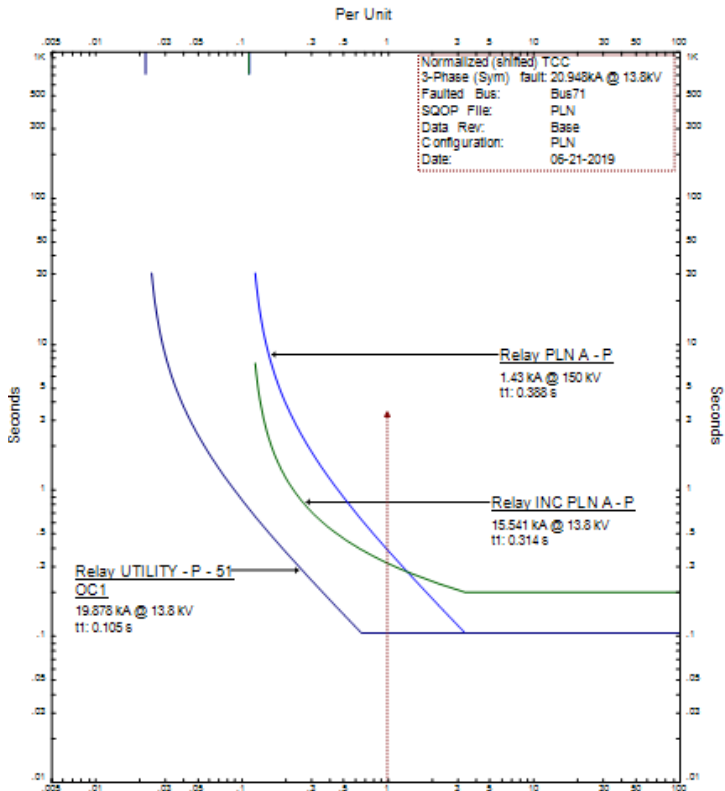


Gambar 4. 31 Hasil Tipikal 1 pada ETAP Ketika Gangguan di Bus 72 (13,8 kV)

Dari gambar 4.31 relay 10-2 dan relay utility karena berada dalam satu feeder, setting relay keduanya dibuat sama. Maka didapatkan hasil yaitu relay 10-2 sebagai relay primer ketika terjadi gangguan bekerja dalam waktu 0,105 detik pada daerah saturasi, dan relay utility sebagai relay *backup* bekerja dalam waktu yg sama yaitu 0,105 detik pada daerah *inverse*.

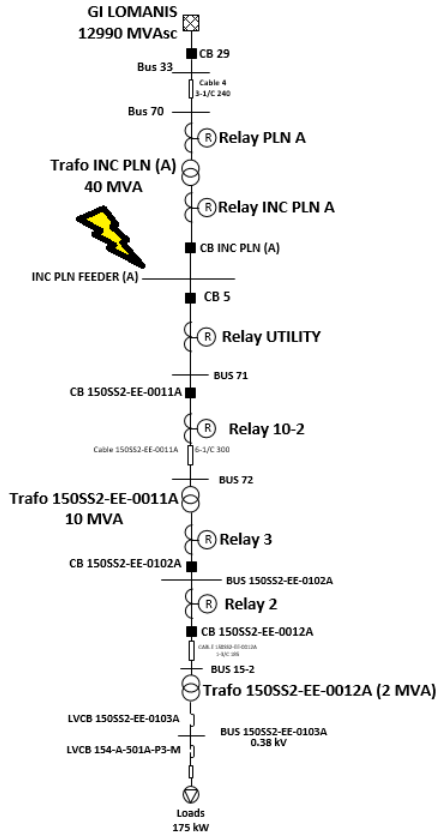


Gambar 4. 32 Koordinasi Proteksi Tipikal 1 Gangguan di Bus 71 (13,8 kV)

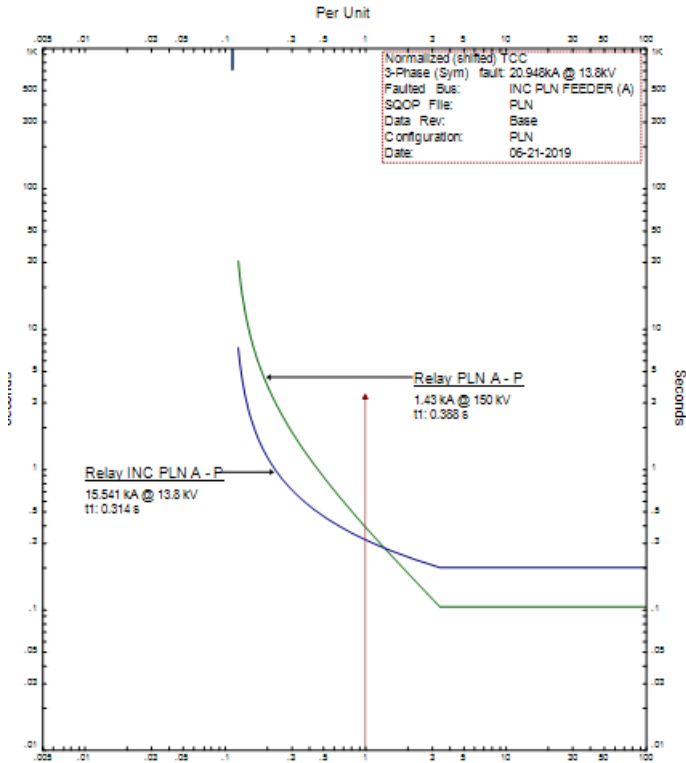


Gambar 4. 33 Hasil Tipikal 1 pada ETAP Ketika Gangguan di Bus 71 (13,8 kV)

Berdasarkan gambar 4.33, terlihat bahwa ketika terjadi gangguan pada bus 71, relay utility bekerja sebagai relay primer dalam waktu 0,105 detik pada daerah saturasi dan relay *backup* nya yaitu relay INC PLN A bekerja dalam waktu 0,314 detik pada daerah *inverse*. CTI antara kedua relay tersebut sebesar 0,209 detik. Kondisi ini dapat dikatakan aman berdasarkan standar IEEE 242.



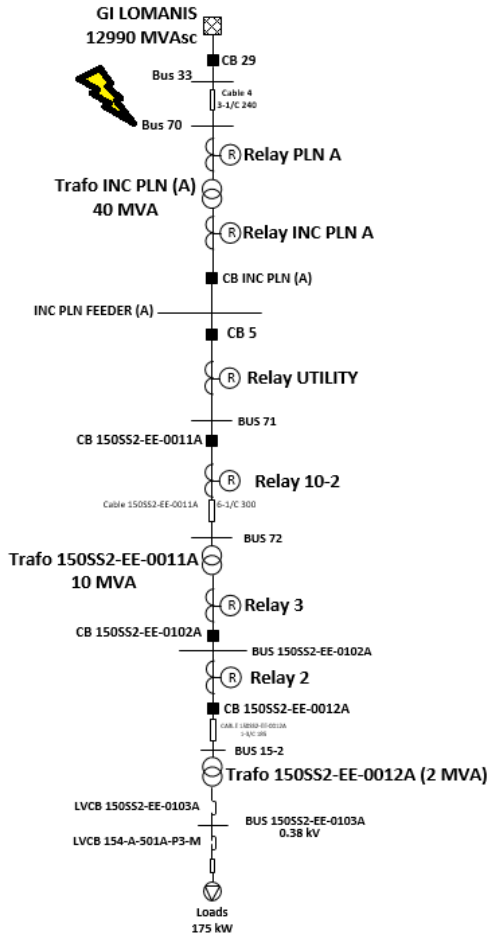
Gambar 4. 34 Koordinasi Proteksi Tipikal 1 ketika Gangguan di Bus INC PLN Feeder A (13,8 kV)



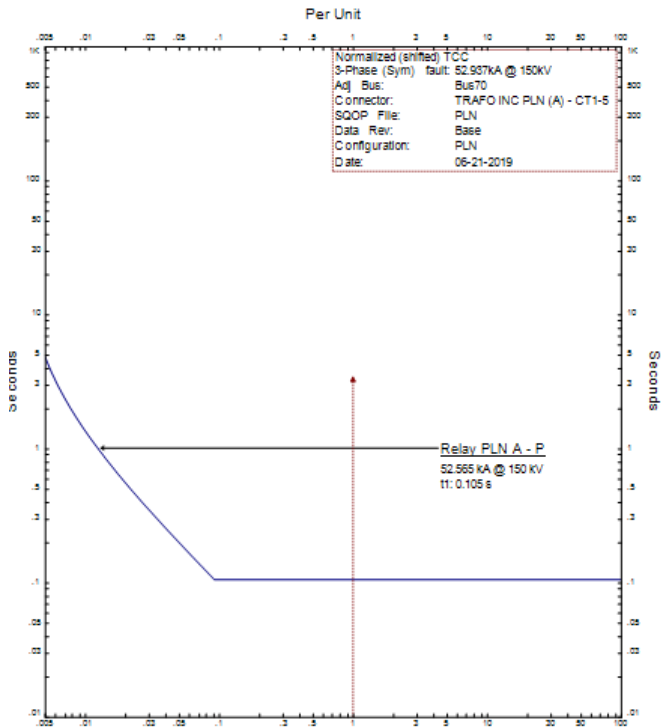
Gambar 4.35 Hasil Tipikal 1 pada ETAP Ketika Gangguan di Bus INC PLN Feeder A (13,8 kV)

Dari hasil plot kurva pada gambar 4.35, didapatkan waktu operasi relay INC PLN A sebagai relay primer ketika terjadi gangguan di bus INC PLN Feeder A yaitu 0,314 detik, sedangkan relay *backup* nya yaitu relay PLN A bekerja dalam waktu 0,388 detik. Ada selisih waktu antara relay primer dan *backup* yaitu 0,074 detik. Perbedaan ini karena kedua relay memiliki TDS yang berbeda. Pemilihan TDS pada kedua relay ini juga melihat saat relay bekerja sebagai primer dan *backup*. Jika relay PLN A menggunakan TDS 0,2 tidak *distep* hingga 0,225, maka ketika terjadi gangguan relay PLN A akan bekerja sebagai relay primer

dibawah 0,1 detik dari batas minimum waktu operasi relay. Maka dari itu, dipilih TDS 0,225 sebagai nilai yang optimal untuk relay PLN A.



Gambar 4. 36 Koordinasi Proteksi Tipikal 1 ketika Gangguan di Bus 70 (150 kV)



Gambar 4. 37 Hasil Tipikal 1 pada ETAP Ketika Gangguan di Bus 70 (150 kV)

Berdasarkan gambar 4.37, ketika gangguan terjadi pada bus 70 (150 kV), terlihat bahwa relay PLN A bekerja dalam waktu 0,105 detik pada daerah saturasi.

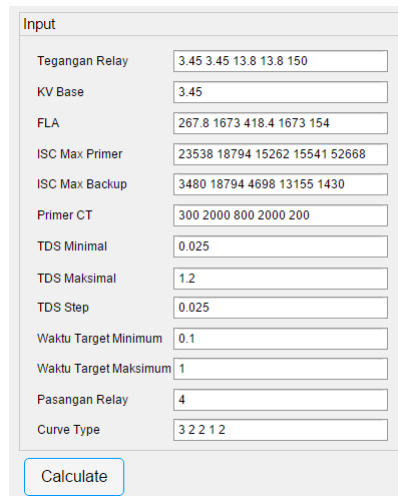
Dari hasil plot kurva TCC pada gambar 4.26 sampai 4.37, terlihat bahwa besar CTI dari tiap relay primer dan *backup* yaitu lebih besar dari 0,2 detik. Hal ini dapat disimpulkan bahwa antar relay sudah terkoordinasi dengan baik. Berikut rangkuman waktu operasi tiap relay pada tipikal 1 terhadap arus gangguan yang ada

Tabel 4. 11 Waktu Operasi Tiap Relay Pada Tipikal 1

No.	Relay ID	TDS	Top Primer (detik)	Top Backup (detik)	Konvergen pada Iterasi ke-
1	Relay 2	0,225	0,1047	0,3204	7
2	Relay 3	0,200	0,3120	0,3229	8
3	Relay 10-2	0,225	0,1047	0,3511	11
4	Relay Utility	0,225	0,1047	0,3511	10
5	Relay INC PLN A	0,1	0,3141	0,3141	3
6	Relay PLN A	0,225	0,1047	0,3873	9

4.4.2 Perhitungan TDS Tipikal 2

Pada perhitungan TDS di tipikal 2, parameter sebagai *input* yang digunakan untuk mendapatkan TDS tiap relaynya sama seperti tipikal 1.



Tegangan Relay	3.45 3.45 13.8 13.8 150
KV Base	3.45
FLA	267.8 1673 418.4 1673 154
ISC Max Primer	23538 18794 15262 15541 52668
ISC Max Backup	3480 18794 4698 13155 1430
Primer CT	300 2000 800 2000 200
TDS Minimal	0.025
TDS Maksimal	1.2
TDS Step	0.025
Waktu Target Minimum	0.1
Waktu Target Maksimum	1
Pasangan Relay	4
Curve Type	3 2 2 1 2

Calculate

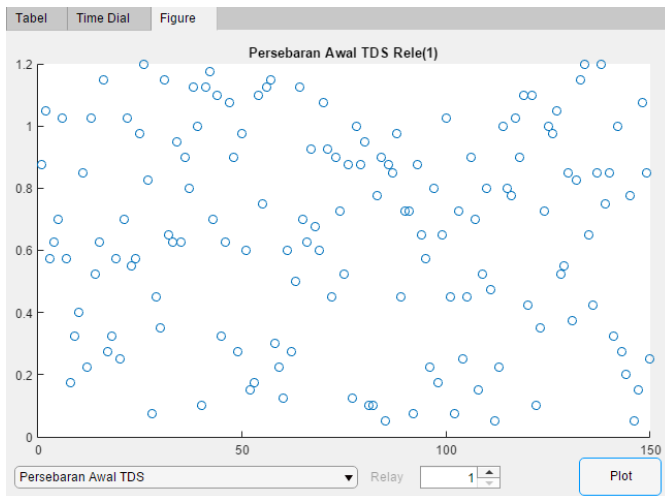
Gambar 4. 38 Parameter nilai *input* Tipikal 2 pada Program

Dibawah ini data penomoran relay pada tipikal 2 untuk mempermudah saat perhitungannya

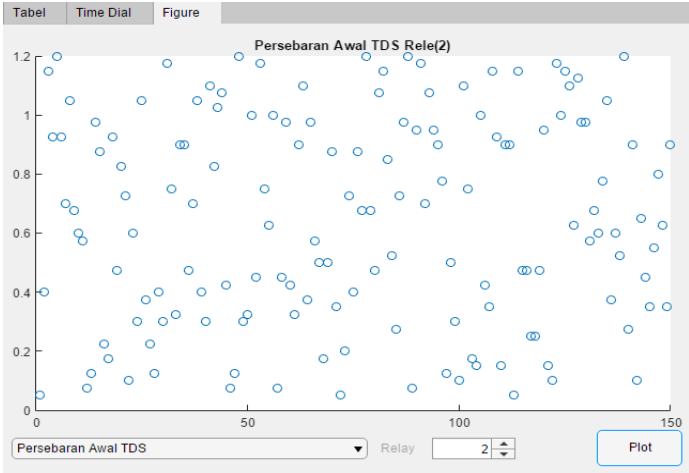
Tabel 4. 12 Data Nomor Relay Pada Program Tipikal 2

Relay No	Relay ID
1	Relay 16
2	Relay 5
3	Relay 80SS-21B
4	Relay INC PLN B
5	Relay PLN B

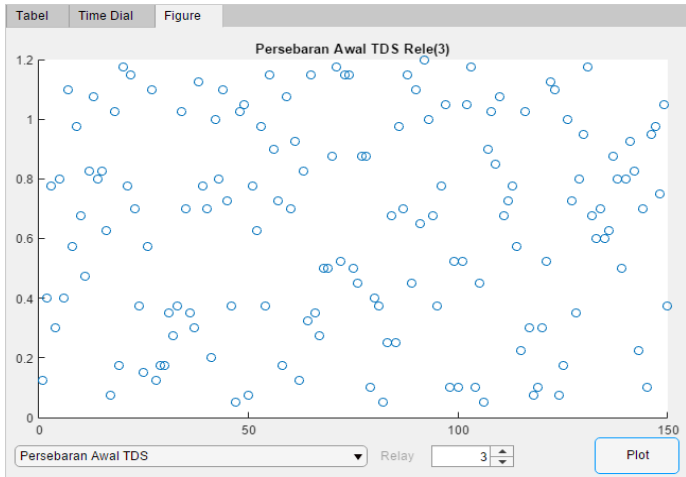
Pertama, akan dibangkitkan 150 populasi *firefly* secara acak sebagai nilai TDS dengan rentang nilai 0,025 – 1,2 sesuai dengan spesifikasi relay yang digunakan pada plant ini yaitu ALSTOM P343. Berikut persebaran awal *firefly* dari Relay 16 – Relay PLN B sejumlah 150 populasi



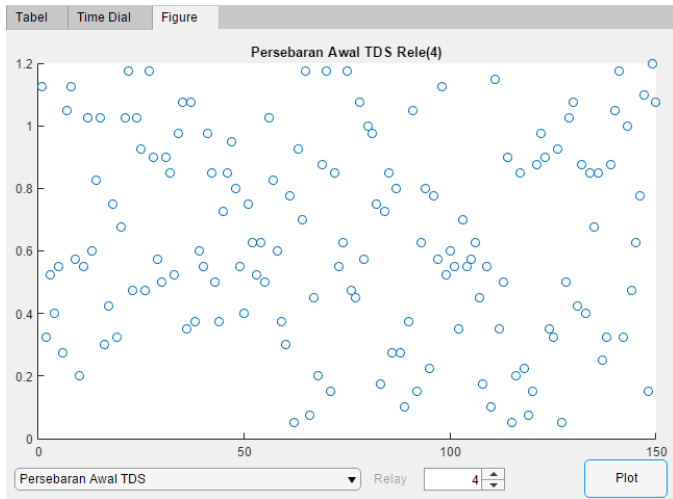
Gambar 4. 39 Persebaran awal *firefly* Relay 1 Tipikal 2



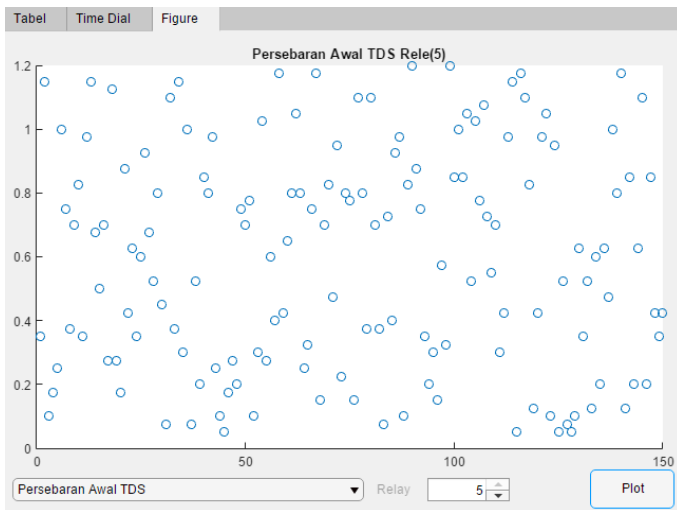
Gambar 4. 40 Persebaran Awal TDS Relay 2 Tipikal 2



Gambar 4. 41 Persebaran Awal TDS Relay 3 Tipikal 2



Gambar 4. 42 Persebaran Awal TDS Relay 4 Tipikal 2



Gambar 4. 43 Persebaran Awal TDS Relay 5 Tipikal 2

Berdasarkan gambar 4.39 sampai 4.43 terlihat bahwa TDS dibangkitkan secara acak dengan nilai yang berada *range* yaitu 0,025 – 1,2 . Nilai TDS dari tiap relay dapat dirangkum di tabel 4.13

Tabel 4. 13 Nilai Persebaran TDS Relay Tipikal 2

Populasi	TDS Relay 1	TDS Relay 2	TDS Relay 3	TDS Relay 4	TDS Relay 5
1	0.875	0.05	0.125	1.125	0.35
2	1.05	0.4	0.4	0.325	1.15
3	0.575	1.15	0.775	0.525	0.1
4	0.625	0.925	0.3	0.4	0.175
5	0.7	1.2	0.8	0.55	0.25
6	1.025	0.925	0.4	0.275	1
7	0.575	0.7	1.1	1.05	0.75
8	0.175	1.05	0.575	1.125	0.375
9	0.325	0.675	0.975	0.575	0.7
10	0.4	0.6	0.675	0.2	0.825
11	0.85	0.575	0.475	0.55	0.35
12	0.225	0.075	0.825	1.025	0.975
13	1.025	0.125	1.075	0.6	1.15
14	0.525	0.975	0.8	0.825	0.675
15	0.625	0.875	0.825	1.025	0.5
16	1.15	0.225	0.625	0.3	0.7
17	0.275	0.175	0.075	0.425	0.275
18	0.325	0.925	1.025	0.75	1.125
19	0.575	0.475	0.175	0.325	0.275
20	0.25	0.825	1.175	0.675	0.175
21	0.7	0.725	0.775	1.025	0.875
22	1.025	0.1	1.15	1.175	0.425
23	0.55	0.6	0.7	0.475	0.625
24	0.575	0.3	0.375	1.025	0.35

Tabel 4. 13 Lanjutan

Populasi	TDS Relay 1	TDS Relay 2	TDS Relay 3	TDS Relay 4	TDS Relay 5	TDS Relay 6
25	0.975	1.05	0.15	0.925	0.6	0.975
26	1.2	0.375	0.575	0.475	0.925	1.2
27	0.825	0.225	1.1	1.175	0.675	0.825
28	0.075	0.125	0.125	0.9	0.525	0.075
29	0.45	0.4	0.175	0.575	0.8	0.45
30	0.35	0.3	0.175	0.5	0.45	0.35
25	0.975	1.05	0.15	0.925	0.6	0.975
26	1.2	0.375	0.575	0.475	0.925	1.2
27	0.825	0.225	1.1	1.175	0.675	0.825
28	0.075	0.125	0.125	0.9	0.525	0.075
29	0.45	0.4	0.175	0.575	0.8	0.45
30	0.35	0.3	0.175	0.5	0.45	0.35
.
148	1.075	0.625	0.75	0.15	0.425	1.075
149	0.85	0.35	1.05	1.2	0.35	0.85
150	0.25	0.9	0.375	1.075	0.425	0.25

Dari data TDS yang didapat secara acak pada tabel 4.13, waktu operasi saat relay bekerja sebagai primer dan *backup* dapat dihitung dengan persamaan kurva IEC *inverse*. Kemudian, nilai fungsi objektif (total waktu operasi relay saat bekerja sebagai relay primer) tiap populasi dapat dihitung.

Tabel 4. 14 Fungsi Objektif Tiap Populasi Tipikal 2

Populasi	Fungsi Objektif (<i>Cost</i>)
1	4.000242151
2	2.509807789
3	3.772574051
4	2.890532008
5	4.027233909
6	3.008659687
7	5.24932582

Tabel 4. 14 *Lanjutan*

Populasi	Cost
8	5.472940579
9	3.590766946
10	2.241915565
11	3.082612333
12	4.20738388
13	3.300126822
14	4.740694874
15	5.180006584
16	2.102993774
17	1.796755706
18	4.709616568
19	2.006895375
20	3.947366558
21	5.13754799
22	4.769053244
23	3.054413031
24	4.090312223
25	4.911956101
26	2.953020424
27	4.996047518
28	3.318884025
29	2.907187165
30	2.349407381
31	4.891206539
32	4.484557122
33	2.57606835
34	5.518586854
35	5.220582205
.	.
148	2.103688515
149	5.079017415
150	5.052290786

Setelah diperoleh nilai *cost* dari 150 populasi acak *firefly* (nilai TDS), pada *Main Loop Firefly Algorithm* di tiap iterasinya akan

dibandingkan nilai fungsi objektifnya (*cost*) tiap populasi. Populasi dengan nilai fungsi objektif yang lebih tinggi akan bergeser menuju nilai fungsi objektif yang lebih rendah, sehingga terjadi pergeseran TDS. Artinya, jika intensitas cahaya *firefly* (*i*) > *firefly* (*j*) maka *firefly* (*j*) akan bergerak menuju *firefly* (*i*). Nilai fungsi objektif akan diperbarui tiap iterasinya. Populasi dengan nilai fungsi objektif paling rendah pada tiap iterasi akan terpilih sebagai TDS minimum. Jika *firefly*(*i*) < *firefly* (*j*), artinya *firefly* cenderung diam atau tidak bergerak. TDS yang telah terpilih sebagai TDS minimum tidak akan tergantikan oleh TDS yang memiliki nilai lebih tinggi.

Tabel 4. 15 Nilai *Cost* Minimum Tiap Iterasi Tipikal 2

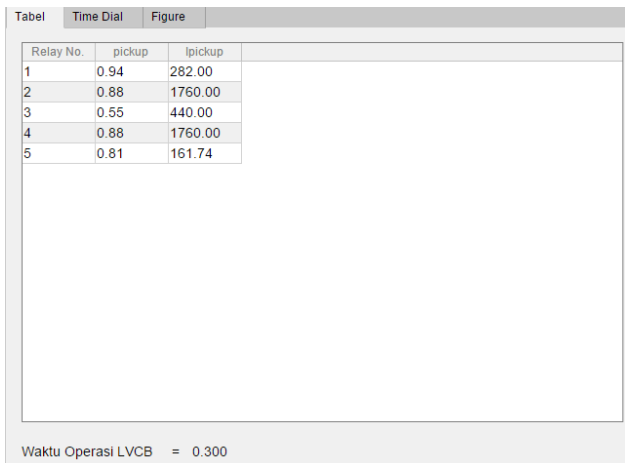
Iterasi	Fungsi Objektif (<i>Cost</i>)	TDS Relay 1	TDS Relay 2	TDS Relay 3	TDS Relay 4	TDS Relay 5
1	1.449366669	0.925	0.35	0.35	0.125	0.475
2	1.289538705	0.75	0.275	0.3	0.1	0.65
3	1.183242806	0.975	0.3	0.3	0.1	0.25
4	1.063521062	0.725	0.25	0.25	0.1	0.3
5	1.051883131	0.725	0.25	0.275	0.1	0.25
6	1.020195074	0.625	0.25	0.25	0.1	0.25
7	0.99853208	0.575	0.25	0.25	0.1	0.225
8	0.99853208	0.575	0.25	0.25	0.1	0.225
9	0.99853208	0.575	0.25	0.25	0.1	0.225
10	0.99853208	0.575	0.25	0.25	0.1	0.225
11	0.99853208	0.575	0.25	0.25	0.1	0.225
.

Tabel 4. 15 Lanjutan

Iterasi	Fungsi Objektif (Cost)	TDS Relay 1	TDS Relay 2	TDS Relay 3	TDS Relay 4	TDS Relay 5
48	0.99853208	0.575	0.25	0.25	0.1	0.225
49	0.99853208	0.575	0.25	0.25	0.1	0.225
50	0.99853208	0.575	0.25	0.25	0.1	0.225

Setelah nilai fungsi objektif tiap iterasi dibandingkan untuk didapatkan nilai fungsi objektif yang paling minimum, maka pada akhir iterasi diperoleh nilai TDS yang paling optimal. Nilai TDS yang paling optimal pada populasi ini terpilih sebagai TDS minimum atau *objective function* algoritma *firefly*.

Setelah terpilih TDS minimum dari populasi ke-50 untuk tiap-tiap relay, program akan memberikan hasil berupa parameter yang digunakan untuk setting relay 51 dan diperoleh waktu operasi tiap relaynya.



Relay No.	pickup	tpickup
1	0.94	282.00
2	0.88	1760.00
3	0.55	440.00
4	0.88	1760.00
5	0.81	161.74

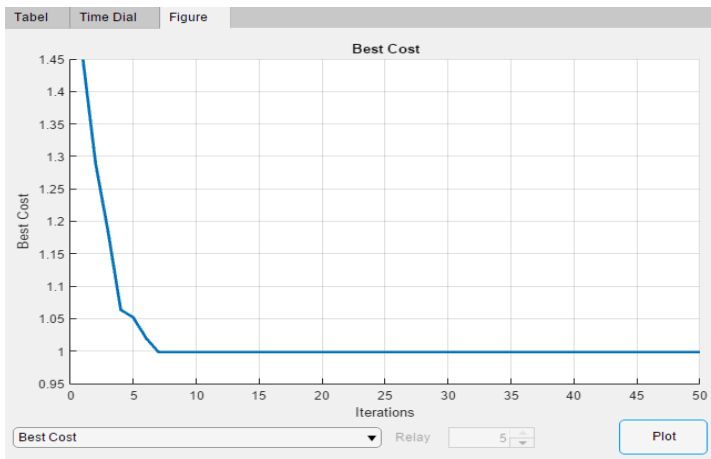
Waktu Operasi LVCB = 0.300

Gambar 4. 44 Parameter *Output* Tipikal 2 dari Program

Relay No.	TDS	WAKTU OPERASI PRIM...	WAKTU OPERASI SEKUN...	CURVE TYPE
1	0.5750	0.1153	0.3023	Extremely Inverse
2	0.2500	0.3480	0.3480	Very Inverse
3	0.2500	0.1164	0.3482	Very Inverse
4	0.1000	0.3141	0.3407	Standard Inverse
5	0.2250	0.1047	0.3873	Very Inverse

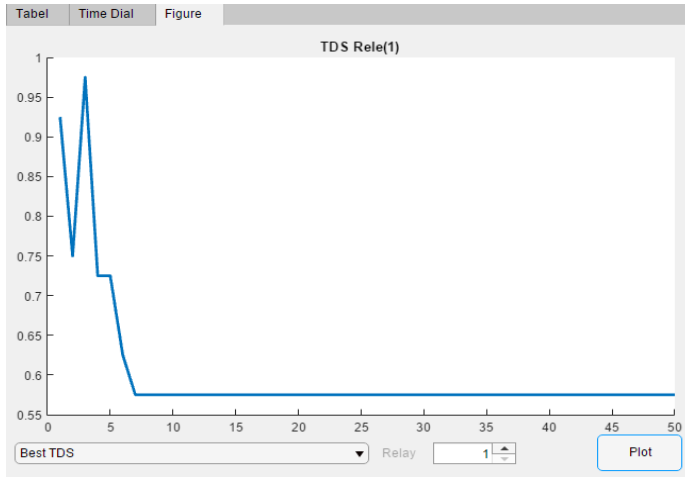
Gambar 4. 45 Parameter *Output* Tipikal 2 dari Program

Setelah didapatkan waktu operasi relay dari hasil TDS yang paling optimal, maka pada gambar 4.46 akan terlihat nilai fungsi objektif (total waktu operasi relay ketika relay menjadi relay primer) dari tiap iterasi hingga mencapai suatu nilai konvergen dalam iterasi tertentu. Fungsi objektif (*Cost*) mulai konvergen pada iterasi ke-11.

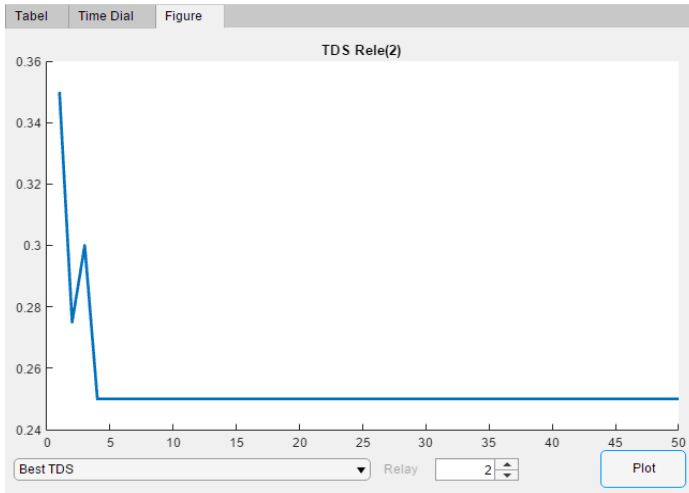


Gambar 4. 46 Kurva Konvergensi Fungsi Objektif Tipikal 2

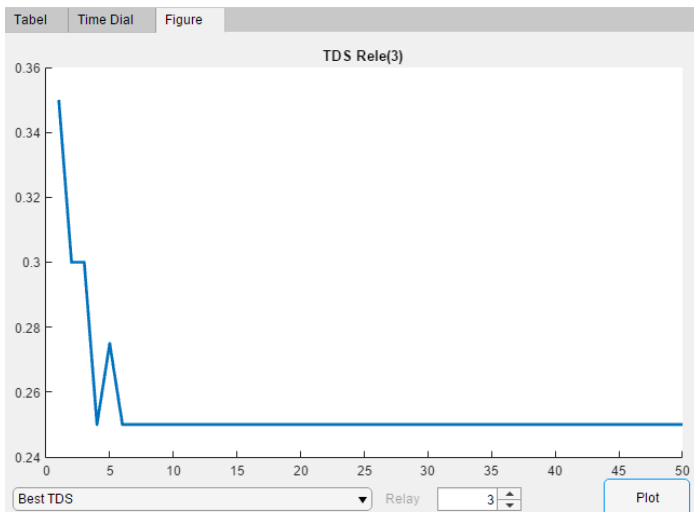
Pada gambar 4.46 setelah diperoleh nilai fungsi objektifnya (*cost*) di tiap iterasi dari total 50 iterasi, nilai TDS tiap relay diplot pada setiap iterasinya untuk mengetahui pergerakan TDS dari tiap relay.



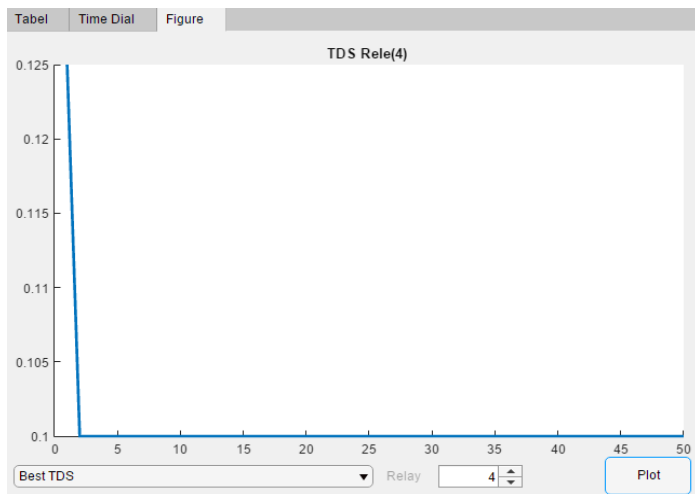
Gambar 4. 47 Pergerakan TDS Relay 1 di Tiap Iterasi Tipikal 2



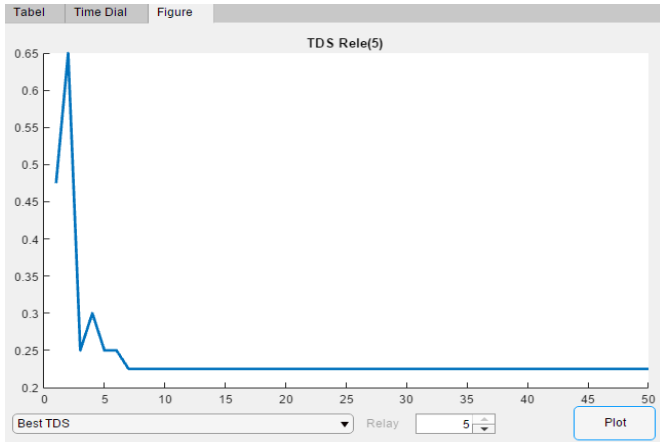
Gambar 4. 48 Pergerakan TDS Relay 2 di Tiap Iterasi Tipikal 2



Gambar 4. 49 Pergerakan TDS Relay 3 di Tiap Iterasi Tipikal 2

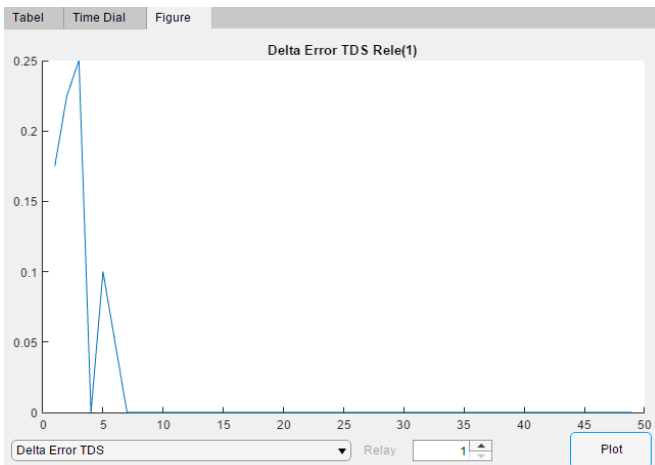


Gambar 4. 50 Pergerakan TDS Relay 4 di Tiap Iterasi Tipikal 2

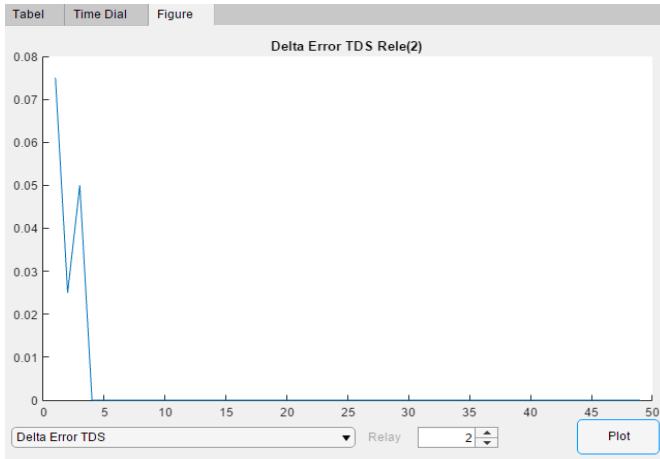


Gambar 4. 51 Pergerakan TDS Relay 5 di Tiap Iterasi Tipikal 2

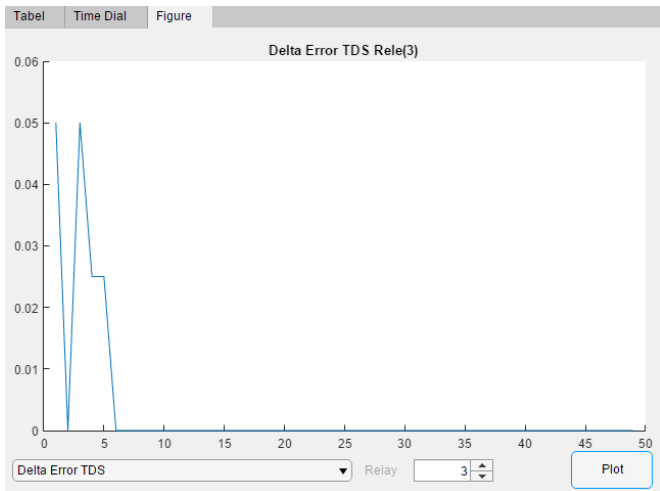
Setelah didapat TDS pada setiap iterasi dari masing-masing relay, maka selanjutnya selisih dari TDS pada iterasi ke n dan iterasi ke n-1 di plot. Jika delta error sudah bernilai 0, maka kurva dikatakan konvergen.



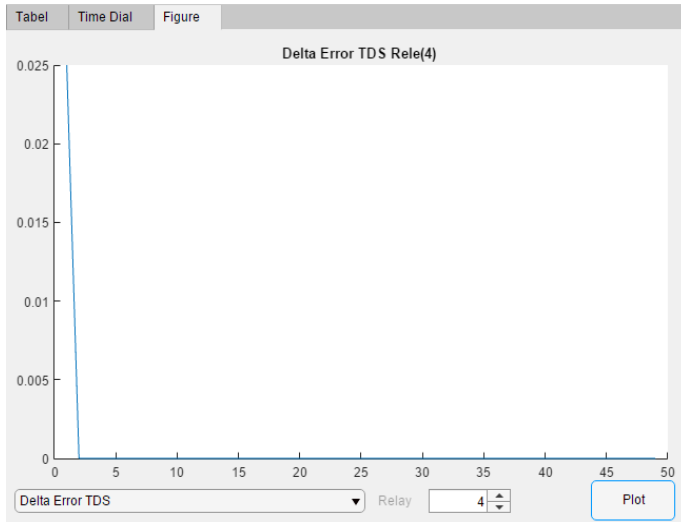
Gambar 4. 52 Delta Error TDS di Tiap Iterasi Relay 1 Tipikal



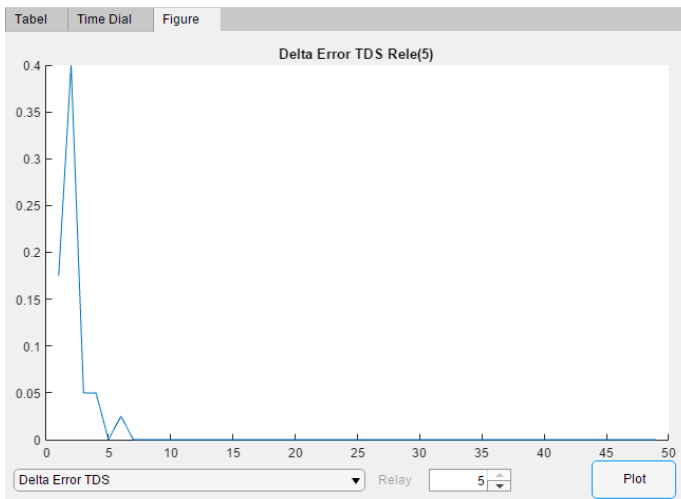
Gambar 4. 53 *Delta Error TDS* di Tiap Iterasi Relay 2 Tipikal 2



Gambar 4. 54 *Delta Error TDS* di Tiap Iterasi Relay 3 Tipikal 2

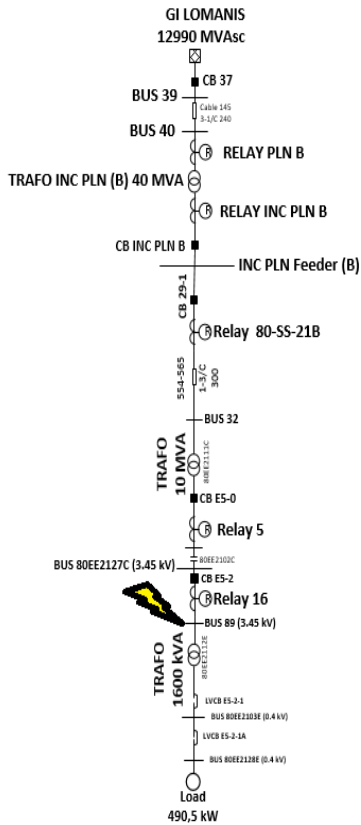


Gambar 4. 55 Delta Error TDS di Tiap Iterasi Relay 4 Tipikal 2

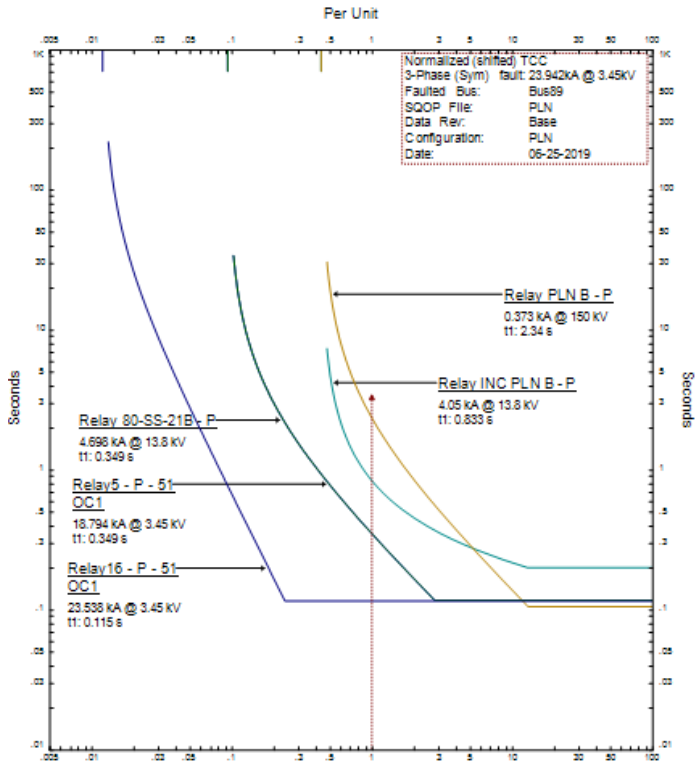


Gambar 4. 56 Delta Error TDS di Tiap Iterasi Relay 5 Tipikal 2

Setelah nilai TDS yang paling optimal telah didapat, maka pada *software* ETAP 12.6 tiap relay disetting sesuai dengan TDS yang sudah diperoleh dan di plot untuk diamati waktu operasi relay ketika bekerja sebagai primer maupun *backup* saat gangguan terjadi pada tiap busnya.

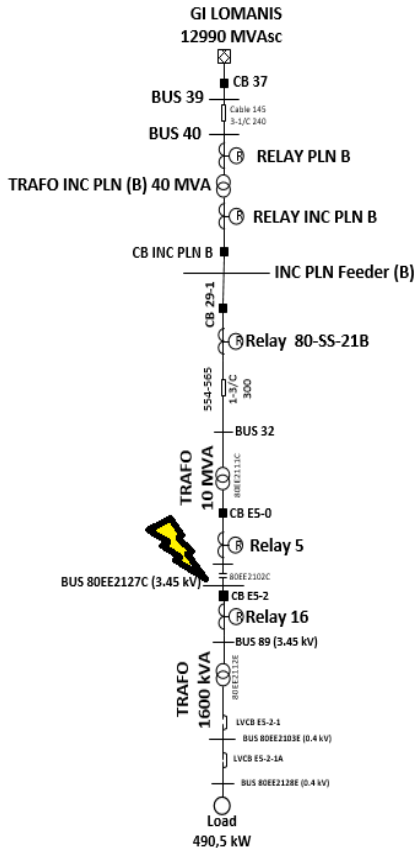


Gambar 4. 57 Koordinasi Proteksi Tipikal 2 ketika Gangguan di Bus 89 (3.45 kV)

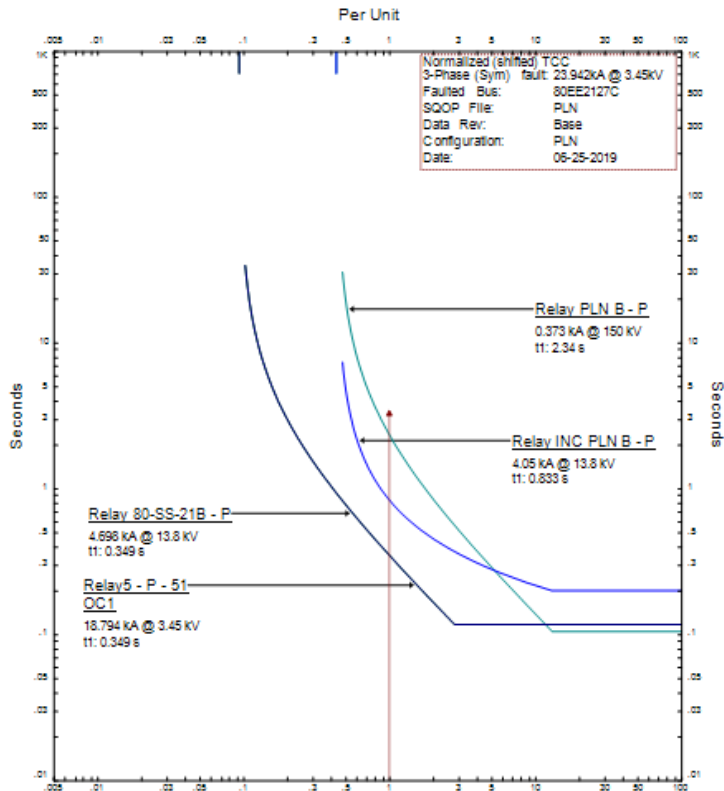


Gambar 4. 58 Koordinasi Proteksi Tipikal 2 Gangguan di Bus 89 (3,45 kV)

Berdasarkan hasil plot kurva tipikal 2 saat gangguan terjadi di bus 89, relay 16 bekerja sebagai relay primer dalam waktu 0,115 detik pada daerah saturasi dan relay 5 sebagai relay *back-up*nya dalam waktu 0,349 detik. CTI antara kedua relay ini sebesar 0,234 detik. Sesuai standar IEEE 242, koordinasi proteksi ini dapat dikatakan aman.

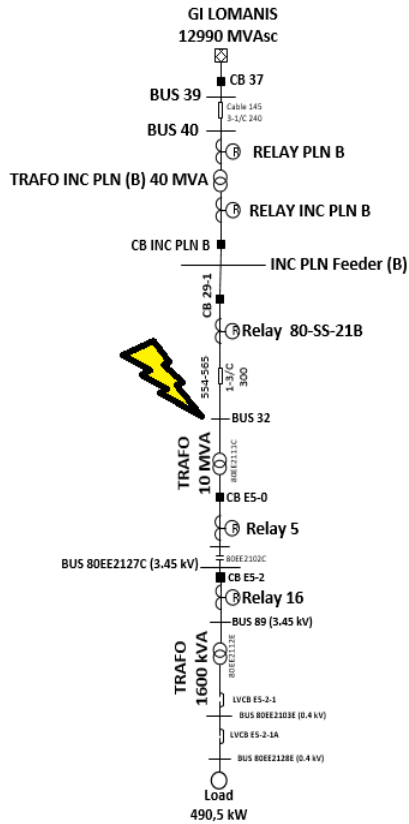


Gambar 4. 59 Koordinasi Proteksi Tipikal 2 ketika Gangguan di Bus 80EE2127C (3.45 kV)

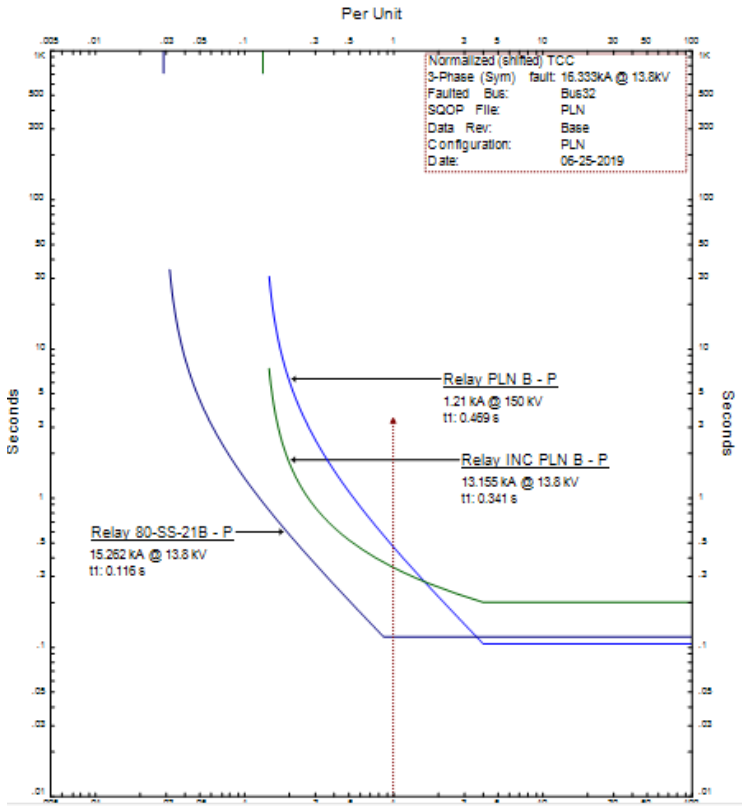


Gambar 4. 60 Koordinasi Proteksi Tipikal 2 Gangguan di Bus 80EE2127C (3,45 kV)

Dari gambar 4.60 terlihat bahwa ketika gangguan terjadi di bus 80EE2127C (3,45 kV), relay 5 bekerja sebagai relay primer untuk mengisolasi gangguan dalam waktu 0,349 detik dan sebagai *backunya* yaitu relay 80-SS-21B bekerja dalam waktu yang sama yaitu 0,340 detik. Karena relay 3 dan relay 10-2 berada dalam satu feeder, kedua relay bekerja dalam waktu yang sama. Koordinasi ini dapat dikatakan aman dan sudah sesuai standar IEEE 242.

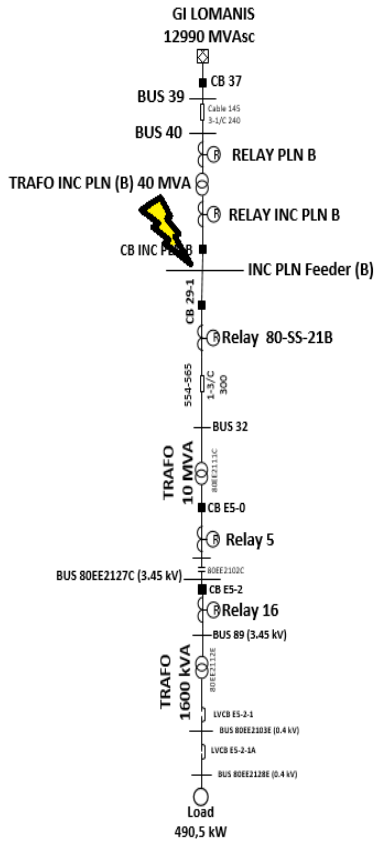


Gambar 4. 61 Koordinasi Proteksi Tipikal 2 ketika Gangguan di Bus 32 (13.8 kV)

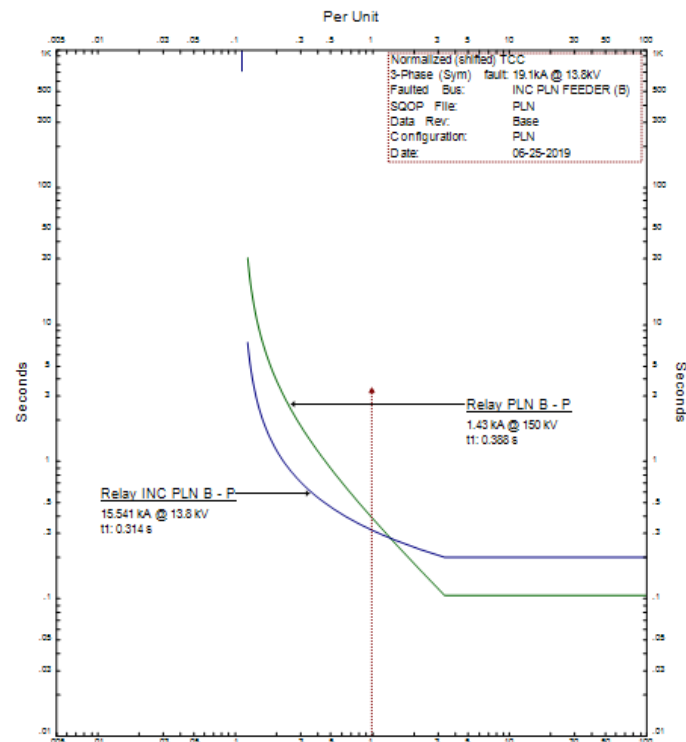


Gambar 4. 62 Koordinasi Proteksi Tipikal 2 Gangguan di Bus 32 (13.8 kV)

Dari gambar 4.62, terlihat bahwa waktu operasi relay 80 SS-21B sebagai relay primer ketika terjadi gangguan pada bus 32 (13,8 kV) bekerja dalam waktu 0,116 detik pada daerah saturasi. Sedangkan relay INC PLN B sebagai *backup* nya bekerja dalam waktu 0,341 detik. Antar kedua relay terpaud CTI sebesar 0,225 detik. Kondisi tersebut terkoordinasi dengan baik sesuai dengan standar IEEE 242.

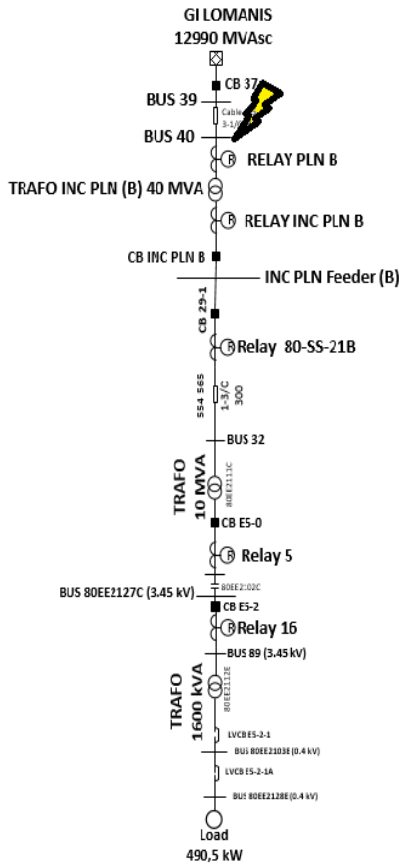


Gambar 4. 63 Koordinasi Proteksi Tipikal 2 ketika Gangguan di Bus INC PLN Feeder B (13.8 kV)

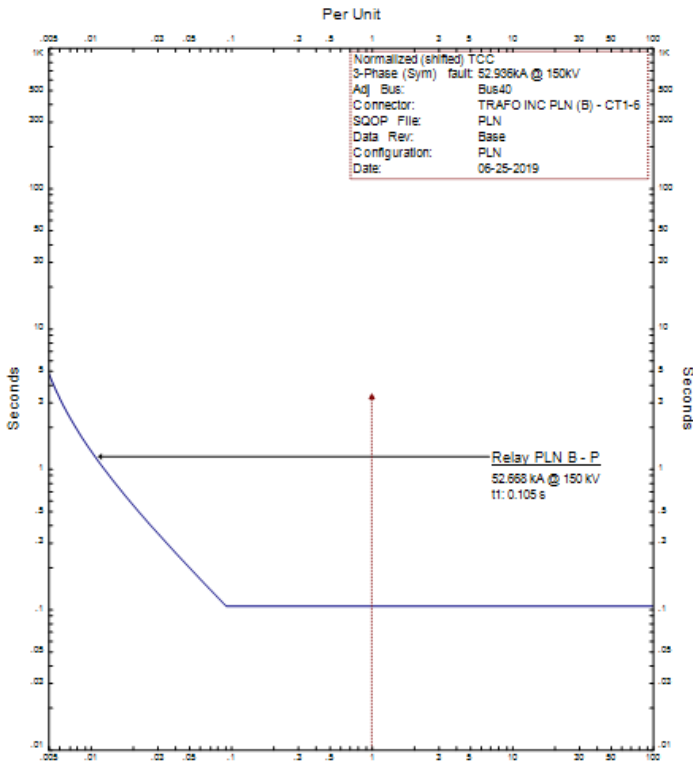


Gambar 4. 64 Koordinasi Proteksi Tipikal 2 Gangguan di Bus INC PLN Feeder B (13.8 kV)

Dari gambar 4.64, terlihat bahwa relay INC PLN B bekerja dalam waktu 0,314 detik pada daerah *inverse* ketika gangguan terjadi pada bus INC PLN Feeder B. Sedangkan relay PLN B sebagai relay *backupnya* bekerja dalam waktu 0,388 detik. CTI antara kedua relay sebesar 0,074 detik. Koordinasi seperti ini dikatakan aman karena kedua relay masih berada dalam satu feeder yang sama.



Gambar 4. 65 Koordinasi Proteksi Tipikal 2 ketika Gangguan di Bus PLN Feeder B (150 kV)



Gambar 4. 66 Koordinasi Proteksi Tipikal 2 Gangguan di Bus PLN Feeder B (150 kV)

Berdasarkan gambar 4.66 didapatkan bahwa ketika gangguan terjadi pada bus PLN Feeder B (150 kV) relay PLN B akan bekerja dalam waktu 0,105 detik pada daerah saturasi.

Dari hasil plot kurva TCC pada gambar 4.57 – 4.66, dapat disimpulkan bahwa tiap relay sudah terkoordinasi dengan baik berdasarkan CTI antara relay primer dan *backup* pada tiap level tegangan lebih besar dari 0,2 detik. Berikut rangkuman waktu operasi tiap relay pada tipikal 2 terhadap arus gangguan yang ada

Tabel 4. 16 Waktu Operasi Tiap Relay Pada Tipikal 2

No.	Relay ID	TDS	Top Primer (detik)	Top Backup (detik)	Konvergen pada Iterasi ke-
1	Relay 16	0,575	0,1153	0,3023	7
2	Relay 5	0,250	0,3480	0,3480	4
3	Relay 80-SS-21B	0,250	0,1164	0,3482	6
4	Relay INC PLN B	0,100	0,3141	0,3407	2
5	Relay PLN B	0,225	0,1047	0,3873	7

4.4.3 Rangkuman Nilai TDS Tiap Relay dengan AMFA

Berdasarkan perhitungan menggunakan AMFA, dapat dirangkum *setting* relay yang digunakan pada tipikal 1 hingga tipikal 4 pada tabel 4.17 – 4.42 sebagai berikut

Tabel 4. 17 Rangkuman *Setting* Relay Tipikal 1

No.	Relay ID	Jenis Kurva	TDS	Top Primer (detik)	Top Backup (detik)	Konvergen pada Iterasi ke-
1	Relay 2	<i>Very Inverse</i>	0,225	0,1047	0,3204	7
2	Relay 3	<i>Very Inverse</i>	0,200	0,3120	0,3229	8
3	Relay 10-2	<i>Very Inverse</i>	0,225	0,1047	0,3511	11
4	Relay Utility	<i>Very Inverse</i>	0,225	0,1047	0,3511	10
5	Relay INC PLN A	<i>Standard Inverse</i>	0,1	0,3141	0,3141	3
6	Relay PLN A	<i>Very Inverse</i>	0,225	0,1047	0,3873	9

Tabel 4. 18 Waktu Operasi Relay Tipikal 1

No.	Relay Primer	Relay Backup	Top Primer (detik)	Top Backup (detik)	CTI (detik)
1	Relay 2	Relay 3	0,105	0,324	0,219
2	Relay 3	Relay 10-2	0,313	0,352	0,039
3	Relay 10-2	Relay Utility	0,105	0,105	0
4	Relay Utility	Relay INC PLN A	0,105	0,314	0,209
5	Relay INC PLN A	Relay PLN A	0,314	0,388	0,074
6	Relay PLN A	-	0,105	-	-

Tabel 4. 19 Rangkuman *Setting* Relay Tipikal 2

No.	Relay ID	Jenis Kurva	TDS	Top Primer (detik)	Top Backup (detik)	Konvergen pada Iterasi ke-
1	Relay 16	<i>Extremely Inverse</i>	0,575	0,1153	0,3023	7
2	Relay 5	<i>Very Inverse</i>	0,250	0,3480	0,3480	4
3	Relay 80-SS-21B	<i>Very Inverse</i>	0,250	0,1164	0,3482	6
4	Relay INC PLN B	<i>Standard Inverse</i>	0,100	0,3141	0,3407	2
5	Relay PLN B	<i>Very Inverse</i>	0,225	0,1047	0,3873	7

Tabel 4. 20 Waktu Operasi Relay Tipikal 2

No.	Relay Primer	Relay Backup	Top Primer (detik)	Top Backup (detik)	CTI (detik)
1	Relay 16	Relay 5	0,115	0,349	0,234
2	Relay 5	Relay 80-SS-21B	0,349	0,349	0
3	Relay 80-SS-21B	Relay INC PLN B	0,116	0,341	0,225
4	Relay INC PLN B	Relay PLN B	0,314	0,388	0,074
5	Relay PLN B	-	0,105	-	-

Tabel 4. 21 Analisis Hasil Program Tipikal 1

Tipikal	No.	Relay Primer	Top Primer (detik)	Konvergen pada Iterasi ke-
Tipikal 1	1	Relay 2	0,105	7
	2	Relay 3	0,314	8
	3	Relay 10-2	0,105	11
	4	Relay Utility	0,105	10
	5	Relay INC PLN A	0,317	3
	6	Relay PLN A	0,105	9
Rata-rata			0,174	8

Tabel 4. 22 Analisis Hasil Program Tipikal 2

Tipikal	No.	Relay Primer	Top Primer (detik)	Konvergen pada Iterasi ke-
Tipikal 2	1	Relay 16	0,1153	7

Tabel 4. 37 Analisis Hasil Program Tipikal 1 & 2 (*Lanjutan*)

Tipikal	No.	Relay Primer	Top Primer (detik)	Konvergen pada Iterasi ke-
Tipikal 2	2	Relay 5	0,3480	8
	3	Relay 80-SS-21B	0,1164	11
	4	Relay INC PLN B	0,3141	10
	5	Relay PLN B	0,1047	3
Rata-rata			0,199	5,2

Dari hasil perhitungan dengan program, waktu operasi primer rata-rata yang didapat dari tipikal 1 sebesar 0,174 detik dengan rata-rata nilai TDS konvergen pada iterasi ke 8. Sedangkan pada tipikal 2 didapatkan waktu operasi primer rata-rata sebesar 0,199 detik dan konvergen pada iterasi ke-5.

Berdasarkan *setting* relay pada tipikal 1 dan tipikal 2, terlihat bahwa seluruh nilai TDS, waktu operasi, dan CTI yang didapat dengan menggunakan AMFA sebagai metode perhitungannya telah memenuhi batasan yang telah ditentukan diantaranya

1. Waktu operasi relay tidak dibawah 0,1 detik dan tidak melebihi 1 detik
2. CTI antar relay primer dan *backup* tidak kurang dari 0,2 detik
3. Nilai TDS yang didapat sesuai dengan spesifikasi relay yang digunakan pada plant Pertamina RU IV Cilacap yaitu ALSTOM 343 dengan range 0,025 – 1,2 dengan step TDS nya 0,025

4.5 Perbandingan Hasil TDS dengan Perhitungan Manual dan Program

Berikut hasil perbandingan perolehan nilai TDS yang didapat dengan perhitungan manual (tabel 4.43 & 4.44) dan program (4.45 & 4.46)

Tabel 4. 23 Data Nilai TDS Perhitungan Manual

No	Tipikal 1		Tipikal 2	
	Relay ID	TDS	Relay ID	TDS
1	Relay 2	0,225	Relay 16	0,575
2	Relay 3	0,200	Relay 5	0,250
3	Relay 10-2	0,225	Relay 80-SS-21B	0,250
4	Relay Utility	0,225	Relay INC PLN B	0,100
5	Relay INC PLN A	0,100	Relay PLN A	0,225
6	Relay PLN A	0,225	-	-

Tabel 4. 24 Data Nilai TDS Perhitungan melalui Program

No	Tipikal 1		Tipikal 2	
	Relay ID	TDS	Relay ID	TDS
1	Relay 2	0,225	Relay 16	0,575
2	Relay 3	0,200	Relay 5	0,250
3	Relay 10-2	0,225	Relay 80-SS-21B	0,250
4	Relay Utility	0,225	Relay INC PLN B	0,100
5	Relay INC PLN A	0,100	Relay PLN A	0,225
	Relay PLN A	0,225	-	-

Berdasarkan hasil perhitungan manual dan program pada tipikal 1 dan tipikal 2 lalu dibandingkan hasil keduanya, didapatkan hasil yang sama ketika menggunakan cara yang berbeda. Hal ini dapat ditarik kesimpulan bahwa program sudah teruji untuk dapat mencari nilai TDS minimum.

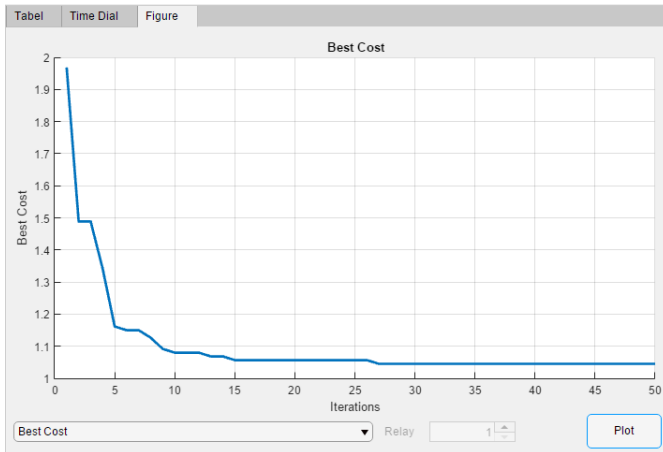
4.6 Perbandingan Menggunakan Metode FA, MFA, dan AMFA

Pada sub bab ini, akan dibandingkan hasil nilai TDS dengan menggunakan *Firefly Algorithm* (FA), *Modified Firefly Algorithm* (MFA), serta *Adaptive Modified Firefly Algorithm* (AMFA). Perbedaan pada ketika metode ini terletak pada koefisien nilai alpha (α). Pada FA,

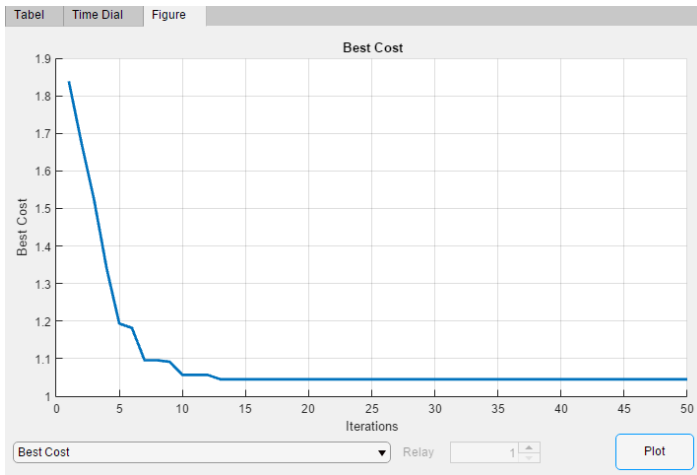
nilai α akan konstan di tiap iterasinya, sedangkan MFA α akan dikurangi dengan nilai konstanta pada tiap iterasinya. Untuk AMFA, nilai α akan berubah-ubah pada tiap iterasinya. Nilai α bernilai 0 sampai 1. Koefisien α merupakan parameter acak dari pergerakan *firefly*. Semakin besar nilai α , gerakan *firefly* akan semakin acak untuk dalam mendekati *firefly* lain yang lebih terang. Jika nilai α semakin kecil, gerakan *firefly* dalam mendekati *firefly* lain semakin minim atau cenderung diam. Konstanta k pada persamaan 4.1 merupakan urutan iterasi dan k_{max} adalah iterasi maksimum

$$\alpha^{k+1} = \alpha^k \times \left(\frac{1}{2} \times k_{max}\right)^{\frac{1}{k_{max}+1}} \quad (4.1)$$

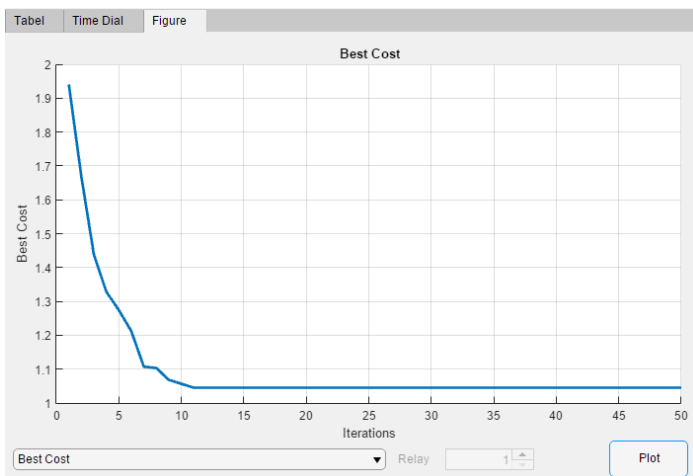
Ketiga metode akan dilihat perbandingan konvergensinya dengan mengambil contoh dari hasil tipikal 1. Hasil ketiga metode akan menampilkan waktu konvergensi yang berbeda-beda seperti gambar dibawah ini



Gambar 4. 67 Konvergensi dengan Metode *Firefly Algorithm* (FA)



Gambar 4.68 Konvergensi dengan metode *Modified Firefly Algorithm* (MFA)



Gambar 4.69 Konvergensi ketika Menggunakan Metode *Adaptive Modified Firefly Algorithm* (AMFA)

Dari ketiga gambar diatas (4.67 – 4.69) , perhitungan TDS menggunakan metode *Firefly Algorithm* (FA) konvergen pada iterasi ke-27. Perhitungan dengan metode *Modified Firefly Algorithm* (MFA) hasil konvergen pada iterasi ke-13. Sedangkan dengan metode *Adaptive Modified Firefly Algorithm* (AMFA) didapatkan hasil konvergen pada iterasi ke-11. Berdasarkan hasil dari ketiga metode diatas, disimpulkan bahwa AMFA dapat menghasilkan nilai TDS yang optimum dengan mencapai waktu konvergensi yang lebih cepat dibanding FA dan MFA. AMFA meminimalisir pergerakan acak *firefly* dengan memasukkan nilai random α yang dapat disesuaikan dengan perubahan iterasi.

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB 5

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil simulasi dan analisis perhitungan yang telah dilakukan dengan metode *Adaptive Modified Firefly Algorithm* pada sistem kelistrikan PT. Pertamina RU IV Cilacap, maka dapat diambil beberapa kesimpulan sebagai berikut:

1. Hasil perhitungan dengan menggunakan AMFA dapat digunakan dan telah diperoleh nilai TDS yang minimum sesuai dengan batasan yang telah ditentukan seperti CTI dan waktu operasi minimum relay.
2. Program dapat digunakan untuk menghitung *setting* relay dengan level tegangan yang berbeda serta dengan pertimbangan waktu operasi LVCB
3. Rata-rata waktu operasi relay primer yang diperoleh yaitu 0,174 detik pada tipikal 1 dan 0,199 detik pada tipikal 2.
4. Rata-rata waktu konvergensi dari kedua tipikal mencapai waktu konvergensi rata-rata pada iterasi ke-7
5. Nilai Fungsi Objektif pada tipikal 1 1,0451 detik dan tipikal 2 sebesar 0,9985 detik.

5.2 Saran

Berdasarkan hasil kesimpulan dan analisis yang telah dilakukan pada Tugas Akhir ini, penulis dapat memberikan saran untuk penelitian selanjutnya dengan topik sejenis sebagai berikut:

1. Pada penelitian selanjutnya, program dapat dikembangkan agar dapat digunakan untuk *setting* relay 50 *instantaneous*.
2. Mengembangkan metode AI dengan mempertimbangkan *motor starting*, *damage curve*, dan *inrush current*.

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR PUSTAKA

- [1] “IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems,” p. 751.
- [2] J. D. Pico, D. Celeita, and G. Ramos, “Protection Coordination Analysis Under a Real-Time Architecture for Industrial Distribution Systems Based on the Std IEEE 242-2001,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 52, no. 4, pp. 2826–2833, Jul. 2016.
- [3] J. L. Blackburn and T. J. Domin, “Protective Relaying: Principles and Applications,” p. 638, 2006.
- [4] N. D. Wijayanto, A. Soeprijanto, and O. Penangsang, “Koordinasi Proteksi Tegangan Kedip dan Arus Lebih pada Sistem Kelistrikan Industri Nabati.”
- [5] Dr.Prof. Mohammed Tawfeeq, “Power System Protection.”
- [6] A. Tjahjono *et al.*, “Adaptive modified firefly algorithm for optimal coordination of overcurrent relays,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 11, no. 10, pp. 2575–2585, Jul. 2017.
- [7] Wahyudi, “Diktat Kuliah Pengaman Sistem Tenaga Listrik by Wahyudi.”
- [8] WAHYUDI, “DIKTAT KULIAH PENGAMAN RELAY ARUS LEBIH.”
- [9] “Technical Manual MiCOM P141, P142, P143 P342 P343 P344 P345 P346 P391 ALSTOM.”
- [10] H. Setiawan, L. H. Hanafi, and K. R. Prilianti, “Implementasi Algoritma Kunang-Kunang Untuk Penjadwalan Mata Kuliah di Universitas Ma Chung,” *J. Buana Inform.*, vol. 6, no. 4, Oct. 2015.

Halaman ini sengaja dikosongkan

BIOGRAFI PENULIS



Kiki Fajriati, dilahirkan di Jakarta, 18 Agustus 1997. Anak pertama dari dua bersaudara. Penulis lulus dari SMA Negeri 62 Jakarta pada tahun 2015 dan melanjutkan pendidikan ke Institut Teknologi Sepuluh Nopember Departemen Teknik Elektro Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga. Selain kegiatan perkuliahan, penulis aktif di berbagai kegiatan kepanitiaan, organisasi, dan berpartisipasi dalam kegiatan nasional maupun Internasional. Penulis terdaftar sebagai asisten Laboratorium Instrumentasi, Pengukuran dan Identifikasi Sistem Tenaga (LIPIST) periode 2018-2019. Pada semester 6 penulis melakukan kerja praktik di PT. PJB UP Paiton Unit 1&2. Penghargaan yang diterima penulis selama perkuliahan yaitu Juara 1 Lomba Karya Tulis Ilmiah bidang Energi Ramah Lingkungan bersama dengan tim dalam ajang OSPC 2019 yang diadakan oleh Indonesian Young Scientist Association (IYSA). Selain itu, penulis juga berkesempatan untuk melakukan Studi Ekskursi ke Luar Negeri selama perkuliahan. Penulis dapat dihubungi melalui email kikif180@gmail.com.