



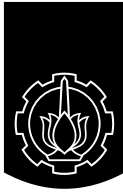
**TUGAS AKHIR - TE 141599**

**ANALISA KESTABILAN TRANSIEN DAN KOORDINASI  
PROTEKSI PADA PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA  
SURYA 3 MW YANG TERHUBUNG KE PLN 20 KV**

**Hidayatul Jihad  
NRP 2215105036**

**Dosen Pembimbing  
Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, MT.  
Dr. Eng. Ardyono Priyadi, ST., M. Eng.**

**DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO  
Fakultas Teknologi Elektro  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2017**



**ITS**  
Institut  
Teknologi  
Sepuluh Nopember

**TUGAS AKHIR - TE 141599**

**ANALISA KESTABILAN TRANSIEN DAN KOORDINASI  
PROTEKSI PADA PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA  
SURYA 3 MW YANG TERHUBUNG KE PLN 20 KV**

**Hidayatul Jihad  
NRP 2215105036**

**Dosen Pembimbing  
Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, MT.  
Dr. Eng. Ardyono Priyadi, ST., M. Eng.**

**DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO  
Fakultas Teknologi Elektro  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2017**





**FINAL PROJECT - TE 141599**

***TRANSIENT STABILITY ANALYSIS AND PROTECTION  
COORDINATION IN SOLAR POWER PLANT 3 MW  
WHICH CONNECTED TO GOVERNMENT GRID (PLN)  
20 KV***

**Hidayatul Jihad  
NRP 2215105036**

**Advisor  
Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, MT.  
Dr. Eng. Ardyono Priyadi, ST., M. Eng.**

**ELECTRICAL ENGINEERING DEPARTEMENT  
Faculty Of Electrical Technology  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2017**



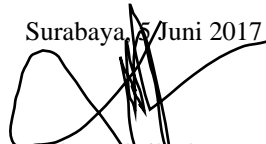
## **PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR**

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul “ANALISA KESTABILAN TRANSIEN DAN KOORDINASI PROTEKSI PADA PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA SURYA 3 MW YANG TERHUBUNG KE PLN 20 KV” 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, 5 Juni 2017



Hidayatul Jihad  
NRP. 2215105036

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

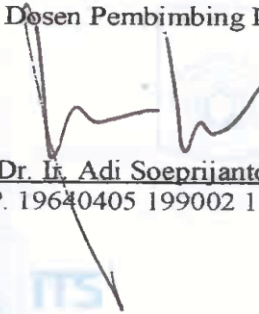
**ANALISA KESTABILAN TRANSIEN DAN KOORDINASI  
PROTEKSI PADA PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA SURYA  
3 MW YANG TERHUBUNG KE PLN 20 KV**

**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

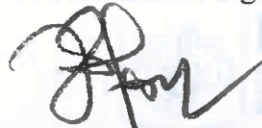
Menyetujui:

Dosen Pembimbing I



Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, MT.  
NIP. 19640405 199002 1 001

Dosen Pembimbing II



Dr. Eng. Ardvono Priyadi, ST., M. Eng.  
NIP. 19730927 199803 1 004





*Halaman ini sengaja dikosongkan*

# **ANALISA KESTABILAN TRANSIEN DAN KOORDINASI PROTEKSI PADA PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA SURYA 3 MW YANG TERHUBUNG KE PLN 20 KV**

**Nama** : Hidayatul Jihad  
**Pembimbing I** : Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, MT  
**Pembimbing II** : Dr. Eng. Ardyono Priyadi, ST., M. Eng.

## **ABSTRAK**

PLT Surya sebesar 3 MW akan terinterkoneksi dengan jaringan distribusi PT. PLN (Persero) Wilayah Maluku dan Maluku Utara. Rencana interkoneksi antara PLT Surya 3 MW dengan distribusi jaringan PT. PLN (Persero) Wilayah Maluku dan Maluku Utara. Interkoneksi ini memerlukan studi analisis sistem kelistrikan PLT Surya 3 MW dan jaringan distribusi PT. PLN (Persero) wilayah Maluku dan Maluku Utara yang meliputi analisis aliran daya (*power flow*), analisis hubung singkat (*short circuit*), analisis stabilitas transien (*transient stability*) dan analisis koordinasi proteksi (*protection coordination*).

Pada penelitian tugas akhir ini membahas tentang analisis hubung singkat (*short circuit*), analisis stabilitas transien (*transient stability*) dan analisis koordinasi proteksi (*protection coordination*). Untuk mendapatkan hasil analisis yang akurat dan dapat dipercaya digunakan perangkat lunak atau *software* yang memiliki *license* yaitu *Electrical Transient Analysis Program* (ETAP).

Hasil dari simulasi dan analisa yang dilakukan pada tugas akhir ini merupakan rekomendasi dan saran untuk diterapkan pada sistem distribusi PT. PLN ketika PLTS sebesar 3 MW diinterkoneksi dengan sistem distribusi PT. PLN (Persero) Wilayah Maluku dan Maluku Utara.

**Kata kunci** : distribusi PLN, hubung singkat, stabilitas transien, koordinasi proteksi, PLTS

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

**TRANSIENT STABILITY ANALYSIS AND PROTECTION  
COORDINATION IN SOLAR POWER PLANT 3 MW  
WHICH CONNECTED TO GOVERNMENT GRID (PLN)  
20 KV**

*Name* : Hidayatul Jihad  
*Supervisor* : Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, MT  
*Co-Supervisor* : Dr. Eng. Ardyono Priyadi, ST., M. Eng.

**ABSTRACT**

Solar Power Plant 3 MW will be interconnected to government grid (PLN) Maluku and south Maluku region distribution system. The planning of interconnection between solar power plant and PLN distribution system (Maluku and south Maluku region) need an analysis of solar power plant 3 MW electrical specification and PLN distribution system (Maluku and south Maluku region) specification. The analysis contains power flow, short circuit, transient stability and protection coordination.

In this final project will explain about short circuit, transient stability and protection coordination. to increase the accuration of simulation project, etap 12.6.0 will be used as a software. Because etap has licensed as a software for analyzing electrical problem.

The output from the final project will be used as a recommendation or advice that will be applied to PLN distribution system (Maluku and south Maluku region) when Solar Power Plant 3 MW has been interconnected

**Keywords:** PLN distribution, short circuit, transient stability, protection coordination, Solar Power Plant

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## KATA PENGANTAR



Segala puji dan syukur penulis panjatkan kehadirat Allah SWT yang telah memberikan rahmat dan ridho-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan buku Proyek Akhir yang berjudul "*ANALISA KESTABILAN TRANSIEN DAN KOORDINASI PROTEKSI PADA PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA SURYA 3 MW YANG TERHUBUNG KE PLN 20 KV*".

Selain itu penulis mengucapkan terima kasih kepada pihak-pihak yang telah membantu penulis dalam menyelesaikan tugas akhir ini. Penulis mengucapkan terima kasih kepada:

1. **Allah SWT**, karena perlindungan, pertolongan dan ridho-Nya saya mampu menyelesaikan Proyek Akhir ini serta hamba-Nya yang termulia Nabi Besar **Muhammad SAW**.
2. **Mama, Ayah** dan seluruh **Keluarga** yang selalu memberi dukungan dan mendoakan dari awal hingga akhir dalam kegiatan pembelajaran penulis dan penyelesaian Tugas Akhir ini.
3. **Vania Aprilia Ukhti** yang telah membantu selesainya tugas akhir ini.
4. Bapak **Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, MT** dan Bapak **Dr. Eng. Ardyono Priyadi, ST., M. Eng.** selaku dosen pembimbing Tugas Akhir penulis.
5. Teman-teman kontrakan yang sudah mensupport penulis.
6. Teman-teman jurusan **Sistem Teknik Tenaga** dan teman-teman **Lintas Jalur Angkatan 2015** yang memberi dukungan dan doa dalam penyelesaian Proyek Akhir ini.
7. Semua pihak yang telah membantu penulis hingga terselesaikannya Proyek Akhir ini yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu.

Semoga Allah SWT selalu memberikan perlindungan, rahmat, dan nikmat-Nya bagi kita semua. Amin.

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

# DAFTAR ISI

## JUDUL

## LEMBAR PERNYATAAN KEASLIAN

## LEMBAR PENGESAHAN

ABSTRAK .....	ix
ABSTRACT .....	xi
KATA PENGANTAR.....	xiii
DAFTAR ISI.....	xv
DAFTAR GAMBAR.....	xix
DAFTAR TABEL .....	xxiii

## BAB 1 PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Permasalahan .....	2
1.3 Batasan Masalah .....	2
1.4 Tujuan .....	2
1.5 Metodologi .....	2
1.6 Sistematika .....	3
1.7 Relevansi .....	4

## BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Definisi Kestabilan.....	5
2.2 Stabilitas Sistem Tenaga Listrik.....	5
2.2.1 Kestabilan Sudut Rotor[4].....	6
2.2.2 Kestabilan Frekuensi[7] .....	7
2.2.3 Kestabilan Tegangan[7] .....	7
2.3 Kestabilan Transient .....	7
2.4 Dinamika Rotor dan Persamaan Ayunan[7].....	8
2.5 Pelepasan Beban .....	8
2.6 Gangguan Pada Sistem Tenaga Listrik .....	10
2.6.1 Gangguan Hubung Singkat .....	11
2.6.1.1 Gangguan Hubung Singkat Simetri[3] .....	11
2.6.1.2 Gangguan Hubung Singkat Asimetri[3] .....	12
2.6.2 Gangguan Beban Lebih .....	13
2.6.3 Rele Arus Lebih[3].....	13
2.6.3.1 Rele Arus Lebih Waktu Seketika[3].....	14



2.6.3.2 Rele Arus Lebih Waktu Terbalik[3].....	14
2.6.3.3 Rele Arus Lebih Waktu Terbatas[3].....	15

### **BAB 3 SISTEM KELISTRIKAN PT. PLN (KAIRATU – PIRU)**

3.1 Single Line Sistem Distribusi PT. PLN (Kairatu – Piru).....	17
3.2 Data Rating Tegangan PT. PLN (Kairatu – Piru) .....	19
3.3 Sistem Pembangkit Tenaga Listrik PT. PLN (Kairatu – Piru) .....	21
3.4 Sistem Distribusi PT. PLN (Kairatu – Piru) .....	22
3.5 Kapasitor Bank .....	23

### **BAB 4 SIMULASI DAN ANALISA**

4.1 Pemodelan Sistem Kelistrikan PT. PLN (Kairatu – Piru). .....	25
4.2 Analisis Hubung Singkat .....	30
4.3 Koordinasi Pengaman Arus Lebih .....	32
4.3.1 Koordinasi Proteksi Fasa Tipikal 1 .....	35
4.3.2 Koordinasi Proteksi Fasa Tipikal 2 .....	41
4.3.3 Koordinasi Proteksi Fasa Tipikal 3 .....	45
4.3.4 Koordinasi Proteksi Fasa Tipikal 4 .....	51
4.3.5 Koordinasi Proteksi Fasa Tipikal 5 .....	58
4.4 Koordinasi Proteksi Ke Tanah .....	62
4.4.1 Sistem Pembumian Pada Distribusi Kairatu .....	62
4.4.2 Sistem Pembumian Pada Distribusi Piru.....	62
4.4.3 Sistem Pembumian Setelah Pemasangan PLTS.....	63
4.4.4 Koordinasi Gangguan Tanah Tipikal 1 .....	64
4.4.5 Koordinasi Gangguan Tanah Tipikal 2 .....	67
4.4.6 Koordinasi Gangguan Tanah Tipikal 3 .....	70
4.4.7 Koordinasi Gangguan Tanah Tipikal 4 .....	73
4.4.8 Koordinasi Proteksi Fasa Tipikal 5 .....	77
4.5 Simulasi Stabilitas Transien.....	79
4.5.1 Case-1: Generator 1 Sakabaja 2 trip saat semua generator aktif kecuali PLTS. ....	81
4.5.1.1 Case-1: Generator 1 Sakabaja 2 trip saat semua generator aktif kecuali PLTS, Load Shedding tahap 1 (t= 5,561 detik). .....	83
4.5.1.2 Case-1: Generator 1 Sakabaja 2 trip saat semua generator aktif kecuali PLTS, Load Shedding tahap 2 (t= 7,002 detik). .....	85

4.5.1.3 Case-1: Generator 1 Sakabaja 2 trip saat semua generator aktif kecuali PLTS, Load Shedding tahap 3 ( $t= 7,403$ detik). .....	87
4.5.2 Case-2: Generator 1 Sakabaja 2 trip saat semua generator aktif dan PLTS aktif.....	90
4.5.3 Case-3: Generator 1 Sakabaja 2 dan PLTD Piru trip saat semua generator aktif dan PLTS aktif.....	92

## **BAB 5 PENUTUP**

5.1 Kesimpulan .....	95
----------------------	----

5.2 Saran .....	96
-----------------	----

<b>DAFTAR PUSTAKA</b> .....	97
-----------------------------	----

## **PROFIL PENULIS**

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

# TABLE OF CONTENT

<b>TITLE</b>	
<b>COPYRIGHT SHEET</b>	
<b>LEGALIZAION SHEET</b>	
<b>ABSTRAK</b> .....	<b>ix</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>xi</b>
<b>PREFACE</b> .....	<b>xiii</b>
<b>TABLE OF CONTENT</b> .....	<b>xv</b>
<b>LIST OF PICTURE</b> .....	<b>xix</b>
<b>LIST OF TABLE</b> .....	<b>xxiii</b>

## **BAB 1 INTRODUCTION**

1.1 Background .....	1
1.2 Problem .....	2
1.3 Scope of Problem .....	2
1.4 Purpose.....	2
1.5 Methodology .....	2
1.6 Writing Systematic .....	3
1.7 Relevance .....	4

## **BAB 2 LITERATURE REVIEW**

2.1 Definition of Stability .....	5
2.2 Power System Stability .....	5
2.2.1 Rotor Angle Stability[4] .....	6
2.2.2 Frequency Stability[7] .....	7
2.2.3 Voltage Stability[7] .....	7
2.3 Transient Stability .....	7
2.4 Rotor Dynamics and Swing Equation[7].....	8
2.5 Load Shedding .....	8
2.6 Power System Fault .....	10
2.6.1 Short Circuit Fault.....	11
2.6.1.1 Symmetrical Short Circuit Fault[3] .....	11
2.6.1.2 Asymmetrical Short Circuit Fault[3] .....	12
2.6.2 Overload Fault.....	13
2.6.3 Overcurrent Relay[3].....	13
2.6.3.1 Instaneous Overcurrent Relay[3] .....	14
2.6.3.2 Invers Overcurrent Relay[3] .....	14

2.6.3.3 Definite Overcurrent Relay[3].....	15
--	----

**BAB 3 ELECTRICITY SYSTEM AT PT. PLN (KAIRATU – PIRU)**

3.1 Single Line Distribution System at PT. PLN (Kairatu – Piru).....	17
3.2 Voltage Rating Data at PT. PLN (Kairatu – Piru).....	19
3.3 Power Generating System at PT. PLN (Kairatu – Piru).....	21
3.4 Distribution System at PT. PLN (Kairatu – Piru).....	22
3.5 Capacitor Bank .....	23

**BAB 4 SIMULATION AND ANALYSIS**

4.1 Electricity System Modelling for PT. PLN (Kairatu – Piru).....	25
4.2 Short Circuit Analysis.....	30
4.3 Overcurrent Coordination Protection.....	32
4.3.1 Phase Overcurrent Coordination Protection Typical 1.....	35
4.3.2 Phase Overcurrent Coordination Protection Typical 2.....	41
4.3.3 Phase Overcurrent Coordination Protection Typical 3.....	45
4.3.4 Phase Overcurrent Coordination Protection Typical 4.....	51
4.3.5 Phase Overcurrent Coordination Protection Typical 5.....	58
4.4 Ground Fault Coordination Protection.....	62
4.4.1 Earthing System at Kairatu`s Distribution .....	62
4.4.2 Earthing System at Piru`s Distribution .....	62
4.4.3 Earthing System after Installation Solar Power Plant .....	63
4.4.4 Ground Fault Coordination Protection Typical 1.....	64
4.4.5 Ground Fault Coordination Protection Typical 2.....	67
4.4.6 Ground Fault Coordination Protection Typical 3.....	70
4.4.7 Ground Fault Coordination Protection Typical 4.....	73
4.4.8 Ground Fault Coordination Protection Typical 5.....	77
4.5 Simulation of Transient Stability.....	79
4.5.1 Case-1: Generator 1 Sakabaja 2 failing when all Generator Activated except Solar Power Plant. ....	81
4.5.1.1 Case-1: Generator 1 Sakabaja 2 failing when all Generator Activated except Solar Power Plant, Load Shedding Phase 1 (t= 5,561 second). ....	83
4.5.1.2 Case-1: Generator 1 Sakabaja 2 failing when all Generator Activated except Solar Power Plant, Load Shedding Phase 2 (t= 7,002 second). ....	85
4.5.1.3 Case-1: Generator 1 Sakabaja 2 failing when all Generator Activated except Solar Power Plant, Load Shedding Phase 3 (t= 7,403 second). ....	87

4.5.2 Case-2: Generator 1 Sakabaja 2 failing when all Generator and Solar Power Plant Activated.....	90
4.5.3 Case-3: Generator 1 Sakabaja 2 and Piru`s Diesel Power Plant Failing when all Generator and Solar Power Plant Activated....	92

**BAB 5 CLOSING**

5.1 Conclusion .....	95
5.2 Suggestion.....	96
<b>REFERENCES</b> .....	97

**BIOGRAPHY**

*This Page Was Blanked Deliberately*

## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 2. 1</b>	Diagram faktor umum untuk masalah kestabilan.....	6
<b>Gambar 2. 2</b>	Rotor dari Generator dengan Torsi Mekanik dan Torsi Elektrik .....	8
<b>Gambar 2. 3</b>	Karakteristik Kurva Rele Arus Lebih Waktu Seketika.....	14
<b>Gambar 2. 4</b>	Karakteristik Rele Arus Lebih Waktu Terbalik [3].....	15
<b>Gambar 2. 5</b>	Karakteristik Rele Arus Lebih Waktu Terbatas [3] .....	15
<b>Gambar 3. 1</b>	<i>Single Line Diagram</i> Sistem Distribusi Kairatu.....	17
<b>Gambar 3. 2</b>	<i>Single Line Diagram</i> Sistem Distribusi Piru.....	18
<b>Gambar 4. 1</b>	<i>Typical</i> 1 dan 2 untuk daerah Kairatu .....	26
<b>Gambar 4. 2</b>	<i>Typical</i> 3, 4 dan 5 untuk daerah Piru .....	27
<b>Gambar 4. 3</b>	Koordinasi rele proteksi gangguan fasa eksisting dari P. Kairatu sampai Generator 2 Sakabaja 1 .....	35
<b>Gambar 4. 4</b>	Koordinasi rele gangguan fasa <i>resetting</i> dari P. Kairatu sampai Generator 2 Sakabaja 1.....	40
<b>Gambar 4. 5</b>	Koordinasi rele proteksi gangguan fasa eksisting dari P. Kairatu sampai G MTU .....	41
<b>Gambar 4. 6</b>	Koordinasi rele gangguan fasa <i>resetting</i> dari P. Kairatu sampai G MTU .....	44
<b>Gambar 4. 7</b>	<i>Single Line Typical</i> 3 (P. Kota sampai PLTS) .....	45
<b>Gambar 4. 8</b>	<i>Setting</i> koordinasi rele gangguan fasa dari P. Kota sampai PLTS.....	50
<b>Gambar 4. 9</b>	Koordinasi rele proteksi gangguan fasa eksisting dari P. Kota sampai Generator 1 Sakabaja 2.....	51
<b>Gambar 4. 10</b>	<i>Single Line Typical</i> 4 (P. Kota sampai Generator 1 Sakabaja 2) .....	52
<b>Gambar 4. 11</b>	Koordinasi rele gangguan fasa <i>resetting</i> dari P. Kota sampai Generator 1 Sakabaja 2.....	57
<b>Gambar 4. 12</b>	Koordinasi rele proteksi gangguan fasa eksisting dari P. Kota sampai PLTD Piru .....	58
<b>Gambar 4. 13</b>	Koordinasi rele gangguan fasa <i>resetting</i> dari P. Kota sampai PLTD Piru .....	61
<b>Gambar 4. 14</b>	Koordinasi rele proteksi gangguan ke tanah eksisting dari P. Kairatu sampai Generator 2 Sakabaja 1 .....	64



<b>Gambar 4. 15</b>	Koordinasi rele proteksi gangguan ketanah <i>resetting</i> dari P. Kairatu sampai Generator 2 Sakabaja 1 .....	66
<b>Gambar 4. 16</b>	Koordinasi rele proteksi gangguan ke tanah eksisting dari P. Kairatu sampai G MTU .....	67
<b>Gambar 4. 17</b>	Koordinasi rele proteksi gangguan ketanah <i>resetting</i> dari P. Kairatu sampai G MTU.....	69
<b>Gambar 4. 18</b>	<i>Single Line Typical 3</i> (P. Kota sampai PLTS).....	70
<b>Gambar 4. 19</b>	<i>Setting</i> koordinasi rele proteksi gangguan ketanah dari P. Kota sampai PLTS .....	72
<b>Gambar 4. 20</b>	Koordinasi rele proteksi gangguan ke tanah eksisting dari P. Kota sampai Generator 1 Sakabaja 2 .....	73
<b>Gambar 4. 21</b>	<i>Single Line Typical 4</i> (P. Kota sampai Generator 1 Sakabaja 2).....	74
<b>Gambar 4. 22</b>	Koordinasi rele proteksi gangguan ke tanah <i>resetting</i> dari P. Kota sampai Generator 1 Sakabaja 2 .	76
<b>Gambar 4. 23</b>	Koordinasi rele proteksi gangguan ke tanah eksisting dari P. Kota sampai PLTD Piru.....	77
<b>Gambar 4. 24</b>	Koordinasi rele proteksi gangguan ke tanah <i>resetting</i> dari P. Kota sampai PLTD Piru .....	78
<b>Gambar 4. 25</b>	Respon frekuensi pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 sebelum pemasangan PLTS dan sebelum terjadi gangguan. ....	79
<b>Gambar 4. 26</b>	Respon tegangan pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 sebelum pemasangan PLTS dan sebelum terjadi gangguan. ....	79
<b>Gambar 4. 27</b>	Respon frekuensi pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 setelah pemasangan PLTS dan sebelum terjadi gangguan. ....	80
<b>Gambar 4. 28</b>	Respon tegangan pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 setelah pemasangan PLTS dan sebelum terjadi gangguan. ....	81

<b>Gambar 4. 29</b>	Respon frekuensi pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 untuk <i>case-1</i> sebelum <i>Load Shedding</i> . .....	82
<b>Gambar 4. 30</b>	Respon tegangan pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 untuk <i>case-1</i> sebelum <i>Load Shedding</i> . .....	82
<b>Gambar 4. 31</b>	Respon frekuensi pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 untuk <i>case-1</i> setelah <i>Load Shedding</i> tahap 1. ....	84
<b>Gambar 4. 32</b>	Respon tegangan pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 untuk <i>case-1</i> setelah <i>Load Shedding</i> tahap 1. ....	85
<b>Gambar 4. 33</b>	Respon frekuensi pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 untuk <i>case-1</i> setelah <i>Load Shedding</i> tahap 2. ....	86
<b>Gambar 4.34</b>	Respon tegangan pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 untuk <i>case-1</i> setelah <i>Load Shedding</i> tahap 2. ....	87
<b>Gambar 4. 35</b>	Respon frekuensi pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 untuk <i>case-1</i> setelah <i>Load Shedding</i> tahap 3. ....	88
<b>Gambar 4. 36</b>	Respon tegangan pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 untuk <i>case-1</i> setelah <i>Load Shedding</i> tahap 3. ....	89
<b>Gambar 4. 37</b>	Respon frekuensi pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 untuk <i>case-2</i> . ....	90
<b>Gambar 4. 38</b>	Respon tegangan pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 untuk <i>case-2</i> . ....	91
<b>Gambar 4. 39</b>	Respon frekuensi pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 untuk <i>case-3</i> . ....	92

**Gambar 4. 40** Respon tegangan pada BUS 20 KV PIRU,  
BUS 20 KV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja  
2 untuk *case-3*. .....93

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 2. 1</b>	Skema Pelepasan Beban Tiga Langkah.....	9
<b>Tabel 2. 2</b>	Skema Pelepasan Beban Enam Langkah.....	9
<b>Tabel 2. 3</b>	Setting waktu untuk relay frekuensi generator IEEE.....	10
<b>Tabel 2. 4</b>	Tabel Koefisien Kurva Rele Invers .....	15
<b>Tabel 3. 1</b>	Rating Tegangan Bus .....	19
<b>Tabel 3. 2</b>	Data Pembangkit PT. PLN (Kairatu-Piru).....	21
<b>Tabel 3. 3</b>	Data Trafo Kairatu – Sakabaja 1 .....	23
<b>Tabel 3. 4</b>	Data Trafo Sakabaja 2 – Piru.....	23
<b>Tabel 3. 5</b>	Data Pemasangan Kapasitor Sistem Distribusi PT. ....	24
<b>Tabel 4. 1</b>	Data pembangkitan dan pembebanan PT. PLN Kairatu ....	27
<b>Tabel 4. 2</b>	Data Pembangkitan dan Pembebanan PT. PLN Piru.....	28
<b>Tabel 4. 3</b>	Studi Kasus Sebelum Pemasangan PLTS.....	28
<b>Tabel 4. 4</b>	Studi Kasus Setelah Pemasangan PLTS.....	29
<b>Tabel 4. 5</b>	Penjelasan kasus stabilitas transien dan pelepasan beban .	29
<b>Tabel 4. 6</b>	Penjelasan kasus stabilitas transien dan pelepasan beban .	30
<b>Tabel 4. 7</b>	Data hubung singkat <i>1/2 cycle, 4 cycle</i> dan <i>30 cycle</i> .....	31
<b>Tabel 4. 8</b>	Data hubung singkat <i>1/2 cycle, 4 cycle</i> dan <i>30 cycle</i> dalam .....	32
<b>Tabel 4. 9</b>	Data Setting Rele Proteksi Fasa Eksisting Pada Sistem PLN .....	34
<b>Tabel 4. 10</b>	Data Setting Rele Proteksi Gangguan ke Tanah Eksisting .....	63
<b>Tabel 4. 11</b>	Rekapitulasi Hasil Perhitungan <i>Transient Stability</i> Sebelum Gangguan .....	80
<b>Tabel 4. 12</b>	Rekapitulasi Hasil Perhitungan <i>Transient Stability</i> Setelah Gangguan.....	81
<b>Tabel 4. 13</b>	Rekapitulasi Hasil Perhitungan <i>Case-1</i> <i>Transient Stability</i> .....	83
<b>Tabel 4. 14</b>	Rekapitulasi Hasil Perhitungan <i>Case-1</i> <i>Transient Stability</i> .....	84
<b>Tabel 4. 15</b>	Rekapitulasi Hasil Perhitungan <i>Case-1</i> <i>Transient Stability</i> .....	86
<b>Tabel 4. 16</b>	Rekapitulasi Hasil Perhitungan <i>Case-1</i> <i>Transient Stability</i> .....	88
<b>Tabel 4. 17</b>	Rekapitulasi Hasil Perhitungan <i>Case-2</i> <i>Transient Stability</i> .....	92

<b>Tabel 4. 18</b> Rekapitulasi Hasil Perhitungan <i>Case-3</i> <i>Transient Stability</i> .....	94
---	----

# BAB 1

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Kebutuhan listrik untuk masyarakat Indonesia akan meningkat seiring meningkatnya waktu, hal ini dikarenakan penduduk Indonesia dan pendapatan masyarakat perkapita meningkat seiring waktu. Oleh sebab itu pembangunan juga akan meningkat hal ini akan berpengaruh pada peralatan-peralatan tenaga listrik yang akan meningkat pula. Sehingga pasokan tenaga listrik harus di tambah. Tetapi umumnya karena pembangkitan tenaga listrik membutuhkan energi dari sumber daya yang tak terbaharukan maka dicarilah alternatif energi dari sumber daya yang terbaharukan, misal tenaga matahari atau surya. Karena tegangan untuk pembangkitan yang menggunakan tenaga matahari tidak bisa menghasilkan tegangan tinggi seperti pembangkit-pembangkit pada umumnya, sehingga pembangkit listrik tenaga surya (PLTS) akan dihubungkan langsung pada sistem distribusi 20 kV.

Dalam penambahan pembangkit menggunakan energi yang tergarahkan ini (PLTS) butuh analisa awal sebelum pembangkit tersebut masuk ke dalam sistem, analisa tersebut meliputi analisis aliran daya (*power flow*), analisis hubung singkat (*short circuit*), analisis stabilitas transien (*transient stability*) dan analisis koordinasi proteksi (*protection coordination*).

Pada analisis aliran daya (*power flow*) berfungsi Untuk mengetahui tegangan (*drop* tegangan), arus, dan daya (aktif dan reaktif) yang mengalir kepada tiap-tiap bus selain itu untuk mengetahui daya aktif dan reaktif yang di *supply* oleh generator.

Pada analisis *short circuit* berfungsi untuk menganalisa gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah, tiga fasa antar fasa ketanah dan dua fasa ke tanah yang nanti dari data hubung singkat tersebut akan diperoleh nilai hubung singkat maksimum dan minimum yang akan digunakan pada koordinasi proteksi. Selain itu analisis *short circuit* berfungsi untuk mengetahui *breaking capacity* peralatan.

Koordinasi proteksi berfungsi untuk mengatur *overcurrent relay* (OCR) agar dapat mengamankan gangguan secara cepat dan tidak terjadi *sympathetic trip* pada saat terjadi gangguan, adapun peralatan yang diamankan pada sistem tenaga listrik seperti generator, transformator dan *feeder* beban.

Analisis stabilitas transien berfungsi untuk menganalisis gangguan berat yang bersifat mendadak pada sistem tenaga listrik, analisis stabilitas transien ini dilakukan untuk mengetahui waktu pemutusan kritis (*Critical Clearing time*). Untuk mengantisipasi terjadinya ketidakstabilan pada sistem setelah analisis stabilitas transien dilakukan *load shedding* atau pelepasan beban

## **1.2 Permasalahan**

1. Analisa hubung singkat dengan kemampuan peralatan.
2. Koordinasi proteksi pada jaringan Kairatu – Piru saat pembangkit listrik tenaga surya masuk pada jaringan.
3. Menganalisa transien pada saat pembangkit listrik tenaga surya masuk pada jaringan Kairatu – Piru.

## **1.3 Batasan Masalah**

1. Tidak membahas masalah *arc flash*.
2. Rele yang digunakan adalah *Overcurrent Relay (OCR)* dan *Ground Fault*.
3. Pembahasan masalah hanya pada lingkup tegangan AC.
4. Penyelesaian masalah transien menggunakan metode *load shedding*.

## **1.4 Tujuan**

1. Mengevaluasi koordinasi proteksi dari sistem yang telah ada.
2. Koordinasi ulang untuk penambahan sumber PLT Surya.
3. Mendapatkan solusi dan step pelepasan beban jika terjadi masalah transien.

## **1.5 Metodologi**

1. Studi Literatur.  
Studi literatur bertujuan untuk menyelesaikan masalah yang berhubungan dengan judul tugas akhir seperti studi tentang analisis transien, *load shedding*, *load flow*, koordinasi proteksi.
2. Pengumpulan Data.  
Data yang diperlukan untuk melakukan analisa transien dan koordinasi proteksi adalah data-data CB, *relay*, generator dari sistem.

3. Perencanaan dan Perhitungan.  
Melakukan perhitungan terhadap data-data yang diperoleh sesuai dengan teori-teori terkait sesuai dengan pokok bahasan tugas akhir.
4. Simulasi.  
Memasukkan data-data sistem yang sudah diperoleh dan disimulasikan ke dalam *software computer* (ETAP 12.6.0)
5. Analisis.  
Dengan melakukan analisis hasil data kemudian dapat ditentukan urutan pelepasan beban dan koordinasi ulang *relay* sistem.
6. Penulisan Buku.  
Menulis buku pengerjaan tugas akhir mulai dari awal sampai dengan akhir sesuai format yang ditentukan.

## **1.6 Sistematika**

Tugas akhir ini akan dibuat secara sistematis dan terstruktur sehingga akan lebih mudah untuk dipahami dan dimengerti bagi semua orang yang membaca, mengkaji ataupun menggunakannya. Adapun susunan penulisan tugas akhir ini sebagai berikut:

### **BAB I Pendahuluan**

Bab ini akan menjelaskan mengenai pendahuluan dari makalah ini yang berisikan latar belakang, permasalahan, batasan masalah, tujuan, metodologi, dan sistematika laporan.

### **BAB II Dasar Teori**

Bab ini berisi tentang dasar teori mengenai stabilitas pada sistem tenaga listrik, *load shedding* dan koordinasi relay.

### **BAB III Metodologi**

Bab ini akan berisi data untuk simulasi dan metodologi simulasi.

### **BAB IV Simulasi dan Analisis**

Bab ini akan berisi hasil simulasi dengan menggunakan ETAP 12.6.0, bersumberkan dari data-data dan persamaan yang terdapat pada BAB II dan BAB III.

### **BAB V Kesimpulan**

Bab ini berisikan tentang kesimpulan dan saran dari tugas akhir.



## **1.7 Relevansi**

Dengan adanya penelitian tugas akhir ini diharapkan dapat mengetahui masalah kestabilan yang akan terjadi. Sehingga bisa mengantisipasi terjadinya ketidakstabilan yang akan terjadi pada sistem dan memberikan rekomendasi untuk mengatasi permasalahan pada sistem jika permasalahan terjadi melalui *load shedding*. Serta memberikan rekomendasi pada sistem untuk mengkoordinasi relay.

## **BAB 2**

### **TINJAUAN PUSTAKA**

#### **2.1 Definisi Kestabilan**

Kestabilan secara umum adalah kemampuan suatu sistem untuk melawan gangguan yang terjadi pada sistem dan mengembalikan kondisi sistem kepada keadaan seimbang. Kondisi stabil pada sistem tenaga listrik terjadi jika ada keseimbangan antara sumber daya tenaga listrik dan beban tenaga listrik, maksud dari keseimbangan tersebut yaitu daya yang dibangkitkan sama dengan daya yang digunakan (ideal), sehingga apabila terjadi ketidakseimbangan pada beban maka pembangkit atau sumber akan mencari sebuah kondisi untuk menyesuaikan permintaan dari jumlah beban yang baru.

Usaha sebuah sistem untuk mengembalikannya kestabilannya yang baru disebut periode transien. Sedangkan pada kondisi tunak (*steady state*) keadaan tersebut disebut keadaan dinamis. Hal yang paling utama dari stabilitas sistem tenaga listrik adalah bagaimana mesin-mesin listrik mempertahankan keadaan stabilnya pada akhir periode transien.

Gangguan pada periode transien dapat berupa lepasnya generator, hubung singkat pada jaringan, lepasnya *circuit breaker* atau kombinasi di atas. Dapat juga perubahan beban acak saat kondisi operasi sistem normal.

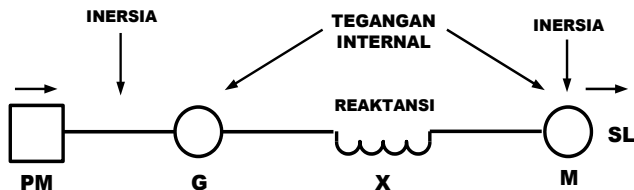
#### **2.2 Stabilitas Sistem Tenaga Listrik**

Masalah stabilitas adalah berkaitan dengan mesin sinkron umumnya yang terhubung pada jaringan sistem tenaga. Jika gangguan tidak dialami oleh beberapa mesin sinkron (pembangkit) pada jaringan sistem tenaga, mesin sinkron akan kembali ke keadaan normal. Namun jika saat terjadi gangguan antara pembangkit dan permintaan beban dikarenakan perubahan beban, maka diperlukan operasi dengan keadaan yang baru. Sistem akan mengalami kondisi tidak stabil (tegangan) ketika terjadi gangguan, peningkatan beban atau pada saat terjadi perubahan kondisi sistem yang disebabkan oleh drop tegangan yang tidak terkontrol. Penyebab utama ketidakstabilan tegangan adalah ketidakmampuan sistem tenaga untuk memenuhi permintaan daya reaktif. Jika terjadi gangguan, maka sesaat akan terjadi perbedaan yang besar antara daya input mekanis dan daya output listrik dari generator.

Sistem akan mengalami gangguan hebat ketika kehilangan daya yang besar dari sistem transmisi atau distribusi. Dengan terjadinya hal tersebut peran dari stabilitas transien sangat vital. Setelah hilangnya sumber pembangkitan secara tiba-tiba yang diikuti dengan penambahan beban yang tiba-tiba pula, maka terjadi ketidak seimbangan *input* dan *output* tenaga listrik. Jika dalam hal ini beban yang bertambah dikatakan *output* maka karena *output* inilah terjadi melambatnya inersia rotor pada *input* dan apabila beban tiba-tiba menghilang maka rotor mesin akan bergerak semakin cepat.

### 2.2.1 Kestabilan Sudut Rotor[4]

Kestabilan sudut rotor dalah kemampuan generator melakukan sinkronisasi pada sistem tenaga listrik. Masalah kestabilan yang umum untuk hal ini adalah osilasi elektromekanik. Hal ini dikarenakan *output* daya pada generator bervariasi sesuai osilasi rotor. misalnya dalam suatu kasus ketidakseimbangan yang disebabkan oleh pembangkit yang menyuplai daya berlebihan, maka sebagian besar daya yang berlebihan tersebut akan diubah menjadi energi gerak yang mengakibatkan percepatan rotor bertambah cepat, meskipun demikian tidak selalu generator akan *disconnect* terhadap *grid*, faktor yang menentukan kestabilan adalah perbedaan sudut rotor generator tersebut terhadap kecepatan sinkron.



**Gambar 2. 1** Diagram faktor umum untuk masalah kestabilan  
Keterangan :

- PM* = Prime Mover
- G* = Generator
- X* = line reactance
- SL* = Load

### 2.2.2 Kestabilan Frekuensi[7]

Frekuensi adalah banyaknya siklus yang terjadi dalam satu detik umumnya pada arus bolak balik atau *alternating current*. Frekuensi generator di pengaruhi oleh putaran tubin yang dikontrol oleh *governor*. Jika putaran rotor generator tidak stabil maka frekuensi pada sistem tenaga listrik juga tidak akan stabil, hal ini dikarenakan osilasi frekuensi pada generator. Menurut standar PUIL 2000, osilasi frekuensi pada beban yang diperbolehkan ( $\pm 0.5\text{Hz}$ ) sampai ( $\pm 1\text{HZ}$ ).

1. *Continuous Deviation*: Penyimpangan frekuensi yang terus menerus.
2. *Transient Deviation*: Penyempangan frekuensi yang sesaat.

### 2.2.3 Kestabilan Tegangan[7]

Kualitas tegangan yang baik menurut PUIL 2000 adalah pada beban memiliki nilai -10% sampai +5% dari tegangan nominal. Tegangan masih dapat dikatakan stabil jika range dari deviasi masih sesuai dengan standart diatas. Gangguan-gangguan yang terjadi pada stabilitas tegangan diantaranya:

1. Sag : -25% sampai -30% Vnominal dalam waktu 0.5s, -100% Vnominal dalam waktu 4ms sampai 20ms.
2. Swell : +150 sampai 200% Vnominal 0.2ms.
3. Tegangan 3 fasa tidak seimbang : 2.5 - 5% Vnominal.

## 2.3 Kestabilan Transient

Kemampuan sistem tenaga listrik mempertahankan sinkronisasi pada jaringan setelah mengalami gangguan besar yang bersifat mendadak selama satu gangguan “swing” (yang pertama) dengan asumsi bahwa pengatur tegangan otomatis (AVR) dan governor belum bekerja. Respon sistem yang dihasilkan, disebabkan adanya perubahan besar pada sudut daya generator dan dipengaruhi oleh hubungan nonlinier pada sudut rotor. Kestabilan transien harus dilakukan untuk mengetahui apakah pada keadaan transient sistem dapat stabil atau tidak. Dasar sistematis untuk klasifikasi kestabilan didasarkan atas pertimbangan sebagai berikut:

- Penambahan beban
- Pengoperasian penghubung
- Gangguan dan diikuti pemisahan rangkaian

Batasan waktu yang digunakan untuk menganalisa sistem umumnya 3-5 sekon

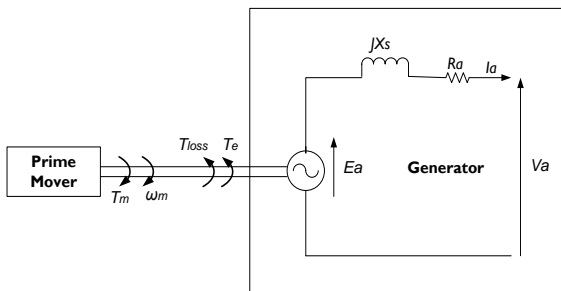
## 2.4 Dinamika Rotor dan Persamaan Ayunan[7]

Persamaan untuk generator pada bagian rotor adalah momen putar percepatan sama dengan momen dari kelembaman di kali dengan percepatan sudutnya. Sehingga dapat dituliskan pada persamaan 2.4.1 :

$$J \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e \dots\dots\dots (2.4.1)$$

Dengan:

- $J$  = Momen dari kelembaman ( $kg \cdot m^2$ )
- $\theta_m$  = Sudut dari rotor (*radian*)
- $t$  = Waktu (sekon)
- $T_a$  = Momen putar percepatan ( $Nm$ )
- $T_m$  = Momen putar mekanis ( $Nm$ )
- $T_e$  = Momen putar elektrik ( $Nm$ )



**Gambar 2. 2** Rotor dari Generator dengan Torsi Mekanik dan Torsi Elektrik.

## 2.5 Pelepasan Beban

Ketika beban dalam sistem mengalami kondisi kekurangan pasokan daya listrik, standart tidak mengijikan pelepasan beban secara besar-besaran. Pelepasan beban yang benar adalah menurut standart ANSI/IEEE C37.106-1987, pada standart tersebut terdapat dua skema, yaitu skema pelepasan beban dengan 3 langkah seperti tabel 2.1 dan 6 langkah seperti pada tabel 2.2.

**Tabel 2. 1** Skema Pelepasan Beban Tiga Langkah

Step	F(Hz)	F(%)	Load shedding (%)
1	49,41	98,83	10
2	49,08	98,16	15
3	48,75	97,75	hingga mencapai F dan V yang standart

**Tabel 2. 2** Skema Pelepasan Beban Enam Langkah

Step	F(Hz)	F(%)	Load shedding (%)
1	49,58	99,17	10
2	49,33	98,67	10
3	49	98	5
4	49	98	5
5	48,67	97,33	5
6	48,67	97,33	5

Seperti yang dijelaskan pada table diatas pelepasan beban 3 langkah dan 6 langkah. Tetapi menurut standart ANSI/IEEE C37.106-1987 menggunakan frekuensi 60 Hz. Namun dalam tugas akhir ini menggunakan frekuensi 50 Hz, tugas akhir ini menggunakan frekuensi 50 Hz dikarenakan letak *plant* berada pada Indonesia yang menggunakan frekuensi 50 Hz. Sehingga diperlukan mengubah persentase standart yang digunakan, yaitu mulanya 60 Hz menjadi 50 Hz. Pada tugas akhir ini dipilih pelepasan beban 3 langkah. Dalam pelepasan 3 langkah, jika terjadi gangguan (*swing*) yang mampu membuat sistem goyang maka diperlukan pelepasan beban tahap pertama. Kemudian dilihat respon sistem (frekuensi dan tegangan). Jika tegangan dan frekuensi sistem masih dalam standart yang ada, maka cukup dengan pelepasan beban tahap 1 saja. Tetapi jika tidak maka dilanjutkan dengan tahap 2. Begitu seterusnya hingga pelepasan beban tahap 3 yang nanti hasil respon sistem (frekuensi dan tegangan) akan mencapai standart.

**Tabel 2. 3** Setting waktu untuk relay frekuensi generator IEEE C37.106-2003

Underfrequency Limit (%)	Overfrequency Limit (%)	Minimum Time
100 - 99,167	100 - 100,83	Continous Rating
99 - 97,5	101 - 102,5	3 Minutes
97,3 - 96,5	102,67 - 102,833	30 Second
96,3 - 95,67		7,5 Second
95,5 - 94,83		0,7515 Second
94,67 - 94,167		0,1204 Second
<94	>102,833	Instantaneous trip

Osilasi yang diizinkan untuk batas atas dan bawah menurut standart IEEE C37.106-2003 ditunjukkan oleh tabel 2.3 diatas. Untuk sistem normalnya memiliki setting frekuensi dengan deviasi 100 - 100,83% untuk batas atas, dan 100 - 99,167% untuk batas bawah. Sedangkan relay frekuensi akan trip dalam waktu 3 menit untuk deviasi 101 - 102,5% untuk batas atas dan 97,3 - 96,5% untuk batas bawah. relay frekuensi akan trip dalam waktu 30 detik untuk deviasi 102,67 - 102,833% untuk batas atas dan 97,3 - 96,5% untuk batas bawah. relay frekuensi akan trip seketika jika frekuensi <94 dan >102,833.

## 2.6 Gangguan Pada Sistem Tenaga Listrik

Gangguan adalah suatu kejadian yang membuat arus pada sistem tiga fasa tersebut menjadi tidak normal. Keandalan dan kontinuitas sistem tenaga listrik sangat diperlukan, karena listrik adalah salah satu aspek utama dalam kehidupan baik dalam taraf rumah tangga maupun taraf industri. Namun, pada sistem kelistrikan yang handal sekalipun pada kenyataannya pernah mengalami gangguan. Ada beberapa klasifikasi gangguan berdasarkan asal dan berdasarkan sifat gangguan. Untuk gangguan menurut asalnya dibedakan menjadi gangguan dalam sistem yaitu gangguan yang terjadi karena *lifetime* dari peralatan ataupun pemasangan peralatan yang kurang baik sedangkan, yang kedua adalah gangguan dari luar sistem yaitu gangguan yang diakibatkan dari pengaruh cuaca, surja petir, ataupun gangguan benda asing seperti layang-layang yang menyentuh kabel fasa.

### 2.6.1 Gangguan Hubung Singkat

Gangguan hubung singkat mengakibatkan nilai arus sangat besar menuju titik gangguan yang dikarenakan arus kontribusi dari generator, motor induksi, motor sinkron, maupun grid dan menyebabkan nilai tegangan yang berada pada titik gangguan bernilai 0 atau mendekati 0. Fase yang terjadi ketika mengalami hubung singkat ada tiga, yaitu: subtransien, transien, dan steady state. Pada fasa subtransien terjadinya short circuit maksimum, sedangkan fasa steady state adalah terjadinya short circuit minimum. Short circuit maksimum digunakan untuk menentukan capability peralatan sedangkan short circuit minimum digunakan untuk menentukan koordinasi proteksi.

Arus hubung singkat mempunyai dua komponen yaitu komponen simetri dan komponen DC. Komponen simetri memiliki bentuk gelombang yang sama dengan sumber namun memiliki magnitude yang berbeda. Sedangkan komponen DC, memiliki bentuk eksponensial dan besarnya dipengaruhi oleh perbandingan reaktansi resistansi ( $X/R$ ). komponen DC inilah yang menyebabkan bentuk gelombang arus hubung singkat tidak simetri.

#### 2.6.1.1 Gangguan Hubung Singkat Simetri[3]

Gangguan hubung singkat simetri adalah hubung singkat yang antara fasa negatif dan positif saling menghilangkan. Arus pada hubung singkat simetri pada suatu bus berasal dari semua peralatan yang terhubung pada bus tersebut. Gangguan hubung singkat simetri terdiri dari gangguan tiga fasa. Gangguan hubung singkat simetri dapat dijelaskan seperti gambar 2. Gangguan ini dapat dianalisa dengan menggunakan komponen urutan positif saja, seperti persamaan 2.1 berikut:

$$I_{sc\ 3\phi} = \frac{V_{LN}}{Z_1} \dots\dots\dots(2.1)$$

dimana:

- $I_{sc\ 3\phi}$  : arus hubung singkat 3 fasa
- $V_{LN}$  : tegangan nominal *line to netral*
- $Z_1$  : impedansi urutan positif dilihat dari titik gangguan



### 2.6.1.2 Gangguan Hubung Singkat Asimetri[3]

Gangguan hubung singkat asimetri merupakan gangguan yang mengakibatkan tegangan dan arus yang mengalir disetiap fasanya menjadi tidak seimbang. Gangguan hubung singkat asimetri terdiri dari hubung singkat dua fasa, hubung singkat dua fasa ke tanah, dan hubung singkat satu fasa ke tanah.

- a. Gangguan hubung singkat dua fasa adalah hubung singkat yang terjadi antar fasa R-S, S-T, atau T-R.

Besarnya arus hubung singkat dua fasa dapat dihitung menggunakan persamaan 2.2 berikut:

$$I_{sc\ 2\phi} = \frac{V_{LL}}{Z_1+Z_2} = \frac{\sqrt{3} \times V_{LN}}{2 \cdot Z_1} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{sc\ 3\phi} \approx 0.866 \times I_{sc\ 3\phi} \dots\dots\dots (2.2)$$

Keterangan:

- $I_{sc\ 3\phi}$  : arus hubung singkat 3 fasa
- $I_{sc\ 2\phi}$  : arus hubung singkat 2 fasa
- $V_{LN}$  : tegangan nominal *line to neutral*
- $V_{LL}$  : tegangan nominal *line to line*
- $Z_1$  : impedansi urutan positif
- $Z_2$  : impedansi urutan negatif

- b. Gangguan hubung singkat dua fasa ke tanah adalah hubung singkat yang terjadi antar fasa dan terhubung ke tanah.

Besarnya arus hubung singkat dua fasa ketanah dapat dihitung menggunakan persamaan 2.3 berikut:

$$I_{A1} = \frac{V_f}{Z_1+Z_2Z_0/(Z_2+Z_0)} \dots\dots\dots (2.3)$$

Keterangan:

- $I_{A1}$  : arus hubung singkat 2 fasa ketanah
- $V_f$  : tegangan bus saat gangguan
- $Z_1$  : impedansi urutan positif
- $Z_2$  : impedansi urutan negatif
- $Z_3$  : impedansi urutan nol

- c. Gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah adalah hubung singkat satu fasa dan terhubung ke tanah

Besarnya arus hubung singkat satu fasa ketanah dapat dihitung menggunakan persamaan 2.4 berikut:

$$I_{sc\ 1\phi} = \frac{3V_{LN}}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \dots\dots\dots(2.4)$$

Keterangan:

- $I_{sc\ 1\phi}$  = arus hubung singkat 1 fasa ketanah
- $V_{LN}$  = tegangan nominal *line to neutral*
- $Z_0$  = impedansi urutan nol
- $Z_1$  = impedansi urutan positif
- $Z_2$  = impedansi urutan negatif

### 2.6.2 Gangguan Beban Lebih

Gangguan beban lebih terjadi ketika arus hubung singkat lebih besar daripada arus nominal ( $I > I_{NOM}$ ) atau konsumsi daya listrik melebihi daya listrik yang dihasilkan pada pembangkit.

### 2.6.3 Rele Arus Lebih[3]

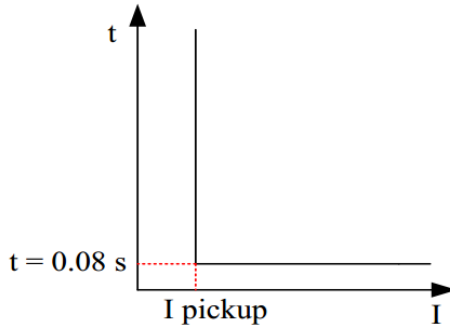
Rele arus lebih digunakan untuk mengamankan gangguan beban lebih (overload) dan gangguan hubung singkat (short circuit). Koordinasi waktu untuk satu langkah antara sisi atas dengan bawah berdasarkan IEEE 242 untuk perbedaan waktu minimum adalah antara 0,3-0,4 detik, sedang untuk rele digital berbasis mikroprosesor antara 0,2-0,3 detik. Untuk mengatasi gangguan arus lebih kita dapat menggunakan rele arus lebih atau overcurrent relay (OCR). Rele dapat bekerja apabila memenuhi keadaan sebagai berikut :

1.  $I_f > I_p$  rele bekerja
2.  $I_f < I_p$  rele tidak bekerja

$I_p$  merupakan arus kerja yang dinyatakan menurut sekunder dari trafo arus (CT) dan  $I_f$  merupakan arus gangguan yang juga dinyatakan terhadap sekunder trafo arus (CT). Jenis rele arus lebih ada tiga macam, antara lain: rele arus lebih waktu seketika, rele arus lebih waktu terbalik, dan rele arus lebih waktu tertentu.

**2.6.3.1 Rele Arus Lebih Waktu Seketika[3]**

Rele arus lebih waktu seketika (instantaneous) bekerja tanpa ada delay (penundaan waktu) dan bekerja dengan waktu yang sangat cepat. Karakteristik kurva rele dapat dilihat pada Gambar 2.3.



**Gambar 2. 3 Karakteristik Kurva Rele Arus Lebih Waktu Seketika**

**2.6.3.2 Rele Arus Lebih Waktu Terbalik[3]**

Rele ini memiliki operasi waktu yang terbalik, sehingga ketika arus gangguan semakin besar maka waktu untuk rele bekerja semakin cepat. Berdasarkan British Standard BS-142, penentuan overcurrent ditentukan dengan persamaan (2.5).

$$1.05 \times I_{FLA} < I_{set} < 1.3 \times I_{FLA} \dots\dots\dots(2.5)$$

Dimana FLA pada persamaan tersebut adalah arus beban penuh. Pada rele arus lebih waktu terbalik ini selalu mempunyai *time dial* atau kelengkungan kurva (TMS). Setiap merk rele mempunyai perhitungan *time dial* yang berbeda-beda. Sebagai contoh perhitungan *time dial* berdasarkan merk Merlin Gerlin SEPAM 1000 sebagai berikut :

$$t = \frac{a}{\left(\frac{I}{I_{reff}}\right)^{b-1}} \times \frac{t^>}{c} \dots\dots\dots(2.6)$$

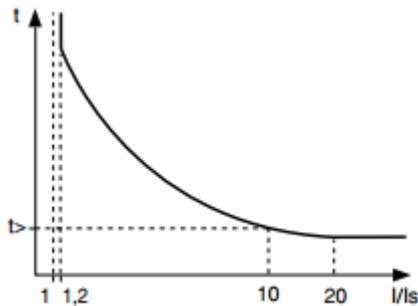
Dimana :

- t* adalah *time delay* atau waktu tunda
- k* adalah kelengkungan kurva atau *time dial* (TMS)
- I* adalah nilai arus dalam satuan ampere
- I<sub>reff</sub>* adalah nilai arus pickup dalam ampere
- a* dan *b* adalah koefisien invers yang dijelaskan pada Tabel 2.4

**Tabel 2. 4** Tabel Koefisien Kurva Rele Invers

Tipe Kurva	Nilai Koefisien		
	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>
Standard Inverse	0.14	0.02	2.97
Very Inverse	13.5	1	1.5
Extreamly Inverse	80	2	0.808

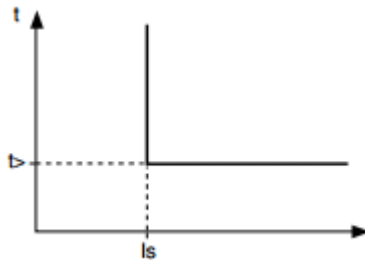
Gambar karakteristik rele arus lebih waktu terbalik seperti pada Gambar 2.4.



**Gambar 2. 4** Karakteristik Rele Arus Lebih Waktu Terbalik [3]

### 2.6.3.3 Rele Arus Lebih Waktu Terbatas[3]

Rele arus lebih waktu terbatas adalah ketika semua level arus yang melebihi pick-up *setpoint*-nya akan diputuskan dalam waktu yang sama (definite). Gambar karakteristik rele arus lebih waktu terbatas seperti pada Gambar 2.5



**Gambar 2. 5** Karakteristik Rele Arus Lebih Waktu Terbatas [3]

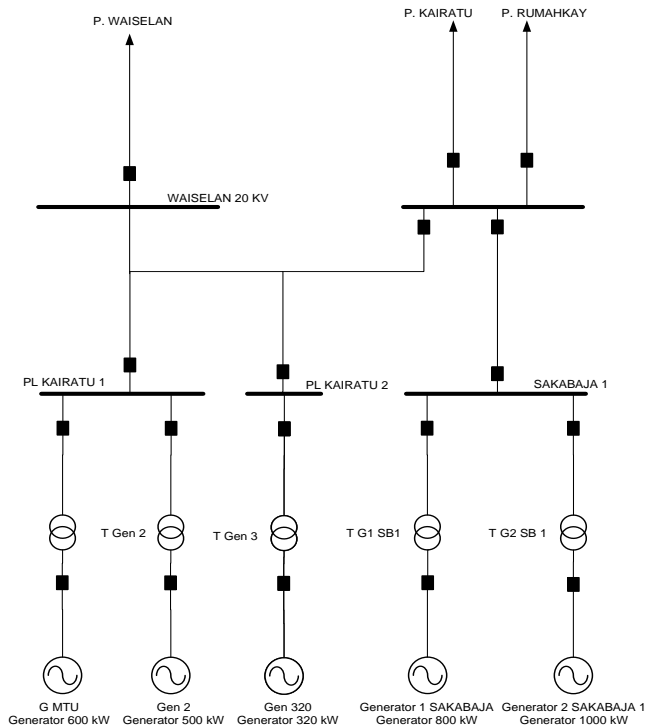
*Halaman ini sengaja dikosongkan.*

## BAB 3

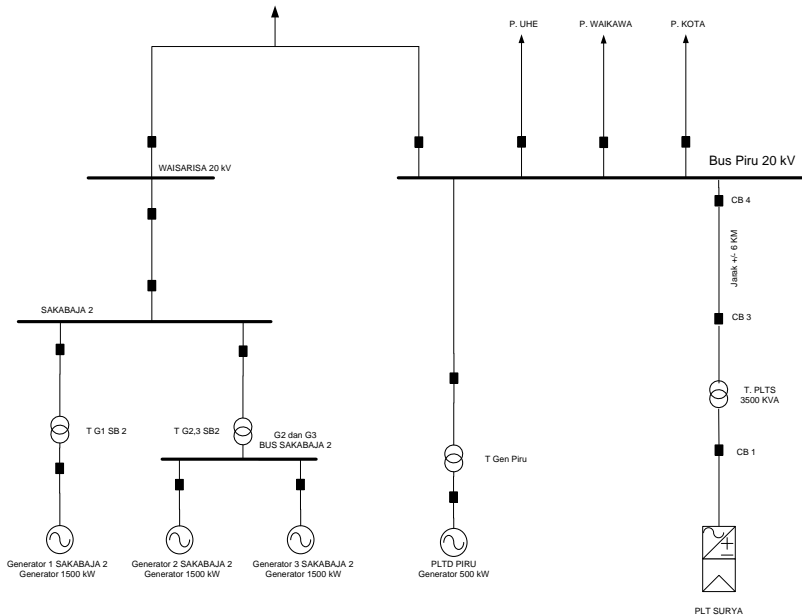
### SISTEM KELISTRIKAN PT. PLN (KAIRATU – PIRU)

#### 3.1 *Single Line* Sistem Distribusi PT. PLN (Kairatu – Piru)

PT. PLN (Persero) wilayah Maluku akan membangun pembangkit listrik tenaga surya (PLTS) 3 MW dan akan terinterkoneksi dengan jaringan distribusi PT. PLN (Persero) Wilayah Maluku dan Maluku Utara. Rencana interkoneksi antara PLTS 3 MW dengan sistem distribusi PT. PLN (Persero) wilayah Maluku dan Maluku Utara dapat diilustrasikan sesuai dengan Gambar 3.1.



**Gambar 3. 1** *Single Line Diagram* Sistem Distribusi Kairatu



**Gambar 3. 2** *Single Line Diagram* Sistem Distribusi Piru

PT. PLN (Persero) wilayah Maluku adalah perusahaan listrik negara yang mana perusahaan negara ini merupakan badan usaha milik negara (BUMN) yang mengurus seluruh aspek kelistrikan negara khususnya daerah Maluku. PT. PLN wilayah Maluku terbagi dalam dua sistem yaitu Kairatu dan Piru. Sistem kelistrikan Kairatu terdiri dari 5 pembangkit 600 kW, 500 kW, 320 kW, 800 kW dan 1000 kW. Dengan tiga penyulang yaitu Waiselan, Kairatu dan Rumahkay. Sistem kelistrikan Piru terdiri dari 4 pembangkit 3 x 1500 kW dan 500 kW. Dengan tiga penyulang yaitu Uhe, Waikawa dan Kota. Pada sistem distribusi PLN wilayah Maluku tersebut akan ditambahkan pembangkit listrik tenaga surya (PLTS) sebesar 3 MW untuk memperoleh keandalan dari sistem distribusi PT. PLN (Persero) wilayah Maluku. Pertimbangan (*photovoltaic*) PV yang digunakan sekitar 50000 panel dengan penggunaan baterai sebagai penyimpanan daya. Konfigurasi PV hanya menyediakan daya aktif tanpa memberikan daya reaktif pada sistem distribusi.

### 3.2 Data Rating Tegangan PT. PLN (Kairatu – Piru)

**Tabel 3. 1** Rating Tegangan Bus

No	( kV )	ID	Lokasi
1	20	Bus58	Kairatu – Sakabaja 1
2	20	Bus49	
3	20	Bus29	
4	20	Cub.ABB	
5	20	Cub.Merlin Gerin	
6	20	Bus23	
7	20	Bus57	
8	20	Bus10	
9	20	Bus14	
10	20	Bus26	
11	20	Bus35	
12	20	Bus37	
13	0,4	Bus7	
14	0,4	Bus13	
15	0,4	Bus27	
16	0,4	Bus34	
17	0,4	Bus36	
20	0,4	Bus52	Sakabaja 2 - Piru
21	0,4	Bus54	
22	20	Bus53	
23	20	Bus55	
24	20	Bus59	
25	20	BUS 20 KV KAIRATU	



Lanjutan **Tabel 3. 1** Rating Tegangan Bus

No	( kV )	ID	Lokasi
26	20	Bus65	Sakabaja 2 - Piru
27	20	Bus64	
28	20	Bus100	
29	20	Bus94	
30	20	Bus95	
31	20	BUS 20 KV PIRU	
32	20	Bus11	
33	20	Bus16	
34	20	Bus31	
35	20	Bus85	
36	0,4	Bus84	
37	20	Bus1	
38	6	Bus74	
39	20	Bus9	
40	20	Bus8	
41	20	Bus96	
42	20	Bus97	
43	20	Bus12	
44	20	Bus6	
45	20	Bus5	
46	20	Bus99	
47	20	Bus30	
48	20	Bus28	
49	20	Bus25	
50	20	Bus104	

### 3.3 Sistem Pembangkit Tenaga Listrik PT. PLN (Kairatu – Piru)

Sistem pembangkitan PT. PLN (Persero) wilayah Maluku daerah Kairatu – Sakabaja1 dilayani oleh lima pembangkit yang memiliki kapasitas 600 kW, 500 kW, 320 kW, 800 kW dan 1000 kW. Sedangkan untuk Sakabaja2 – Piru dilayani oleh lima pembangkit yang memiliki kapasitas 3 x 1500 kW dan 500 kW dengan penambahan PLTS. Berikut data pembangkit dalam tabel :

**Tabel 3. 2** Data Pembangkit PT. PLN (Kairatu-Piru)

Lokasi	Nama Generator	Kapasitas Daya	Keterangan
Kairatu – Sakabaja 1	G1 MTU	600 kW	Tegangan : 0.4 kV PF: 85% FLA: 1019 A Efisiensi: 95% Jumlah kutub :4 Kec Putaran : 1500 rpm
	Gen 2	500 kW	Tegangan : 0.4 kV PF: 85% FLA: 849 A Efisiensi: 95% Jumlah kutub :4 Kec Putaran : 1500 rpm
	Gen 3	320 kW	Tegangan : 0.4 kV PF: 85% FLA: 543 A Efisiensi: 95% Jumlah kutub :4 Kec Putaran : 1500 rpm
	Gen 1 Sakabaja 1	800 kW	Tegangan : 0.4 kV PF: 85% FLA: 1358 A Efisiensi: 95% Jumlah kutub :4 Kec Putaran : 1500 rpm
	Gen 2 Sakabaja 1	1000 kW	Tegangan : 0.4 kV PF: 85% FLA: 1698 A Efisiensi: 95% Jumlah kutub :4 Kec Putaran : 1500 rpm

Lanjutan **Tabel 3. 2** Data Pembangkit PT. PLN (Kairatu-Piru)

Lokasi	Nama Generator	Kapasitas Daya	Keterangan
Sakabaja 2 – Piru	G1 Sakabaja 2	1500 kW	Tegangan : 0.4 kV PF: 85% FLA: 2547 A Efisiensi: 95% Jumlah kutub :4 Kec Putaran : 1500 rpm
	G2 Sakabaja 2	1500 kW	Tegangan : 0.4 kV PF: 85% FLA: 2547 A Efisiensi: 95% Jumlah kutub :4 Kec Putaran : 1500 rpm
	G3 Sakabaja 2	1500 kW	Tegangan : 0.4 kV PF: 85% FLA: 2547 A Efisiensi: 95% Jumlah kutub :4 Kec Putaran : 1500 rpm
	Gen11	500 kW	Tegangan : 0.4 kV PF: 85% FLA: 849 A Efisiensi: 95% Jumlah kutub :4 Kec Putaran : 1500 rpm
	PLTS (Proses)	3 MW	Total panel: 50000 Vdc: 8860 V Daya dc: 3136 kW FLA dc: 354 A Daya ac: 3150 kVA Vac :6 kV FLA ac : 303.1 A

### 3.4 Sistem Distribusi PT. PLN (Kairatu – Piru)

Distribusi tenaga listrik adalah proses penyaluran tenaga listrik dari sistem transmisi tenaga kepada konsumen dengan kata lain penyaluran tenaga listrik dari tegangan menengah ke tegangan rendah. Selain itu sistem distribusi memiliki kesatuan peralatan yang bekerja secara bersamaan untuk menyalurkan tenaga listrik dari sumber ke

beban. Pada umumnya biaya suatu sistem semakin meningkat bersama dengan keandalan sistem apabila didukung dengan kualitas komponen yang tinggi. Dengan mempertimbangkan penggunaan komponen yang tepat dapat mengurangi investasi pada sistem tersebut.

**Tabel 3. 3** Data Trafo Kairatu – Sakabaja 1

No	Transformator	Primer kV	Sekunder kV	kVA
1	T-1	0,4	20	1000
2	T-2	0,4	20	1000
3	T 3	0,4	20	630
4	T 1	0,4	20	1600
5	T 2	0,4	20	1600

**Tabel 3. 4** Data Trafo Sakabaja 2 – Piru

No	Transformator	Primer kV	Sekunder kV	MVA
1	T5	0,4	20	1800
2	T4	0,4	20	3000
3	T14	0,4	20	630
4	Trafo_PLTS	6	20	1500

### 3.5 Kapasitor Bank

Penggunaan peralatan yang bersifat induktif seperti motor dan transformator (beban yang memiliki lilitan) untuk menghasilkan *flux*. Menyebabkan penurunan faktor daya sistem. Dengan demikian daya reaktif yang diserap sistem juga bertambah. Sehingga menghasilkan *drop* tegangan pada jaringan. PLN membebankan biaya kelebihan penyerapan daya reaktif (dalam KVARh) kepada pelanggan, jika rata-rata faktor daya kurang dari 0,85. hal ini biasanya terjadi pada industri-industri besar. Peningkatan faktor daya dapat dilakukan dengan memasang kapasitor bank. Tetapi dalam jaringan sistem PLN sendiri power faktor dipengaruhi oleh banyak hal, misalkan panjang saluran. Jika saluran semakin pendek maka *power factor* akan *lagging*. Kapasitor bank digunakan apabila tingkat harmonisa rendah dan hanya dibutuhkan

kompensasi daya reaktif. Selain untuk memperbaiki faktor daya, kapasitor juga digunakan untuk :

- a. menghindari transformator kelebihan beban, sehingga memberikan tambahan daya reaktif yang tersedia.
- b. Kompensasi tegangan.
- c. Menghindari kenaikan suhu kabel akibat arus besar, sehingga bisa mengurangi rugi-rugi.

Kompensasi berdasarkan penempatan lokasi kapasitor dapat dibagi atas tiga kelompok yaitu :

1. Sentral kompensasi : metode kompensasi paling sederhana. Kapasitor bank terhubung pada HV *incoming feeder*, mengakibatkan penurunan rugi-rugi pada suplai, rugi-rugi pada jaringan yang tidak terkompensasi dan juga kompensasi ini berfungsi untuk memenuhi persyaratan suatu industri agar mempunyai faktor daya  $\geq 0,85$  lag.
2. *Group* kompensasi : peralatan kompensasi dipasang pada substation yang *energized* beban-beban. Kompensasi ini bertujuan untuk mengurangi rugi-rugi energi pada semua saluran dari sumber.
3. *Individual* kompensasi : metode ini paling efektif karena memberikan kompensasi daya reaktif langsung ke beban. Pada kondisi tertentu metode ini sangat mahal, lebih disarankan menggabungkan metode *group* dan *individual* kompensasi untuk memperoleh hasil yang paling baik.

**Tabel 3. 5** Data Pemasangan Kapasitor Sistem Distribusi PT. PLN (Kairatu – Piru)

No	ID Kapasitor	ID Bus	Tegangan (kV)	kVAR
1	CAP9	Bus58	20	500
2	CAP8	Bus49	20	500
3	CAP18	Bus11	20	400
4	CAP2	Bus16	20	500
5	CAP4	Bus31	20	100
6	CAP12	BUS 20 KV PIRU	20	500

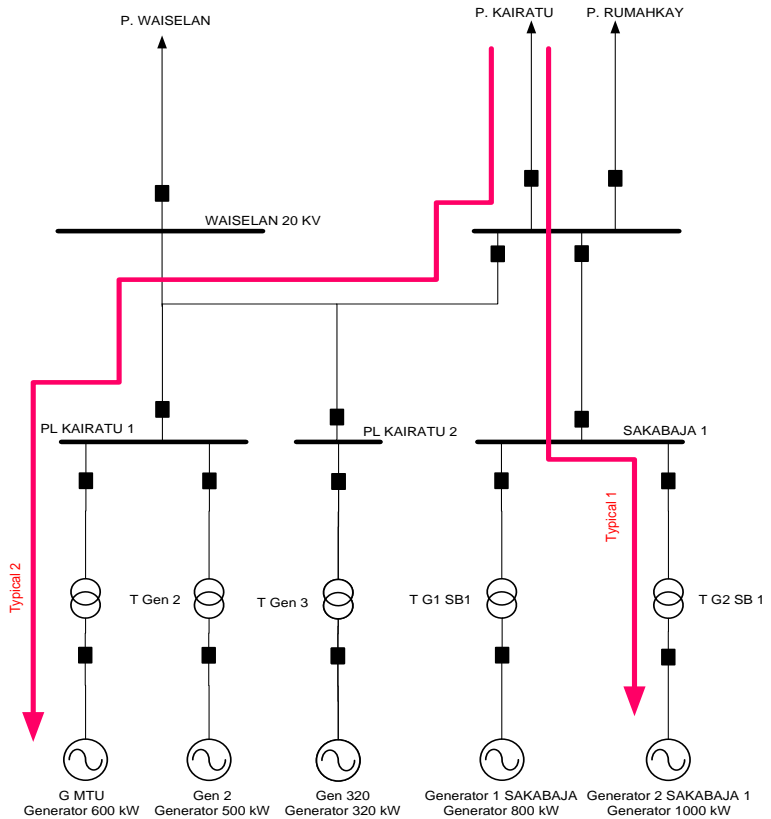
## **BAB 4**

### **SIMULASI DAN ANALISA**

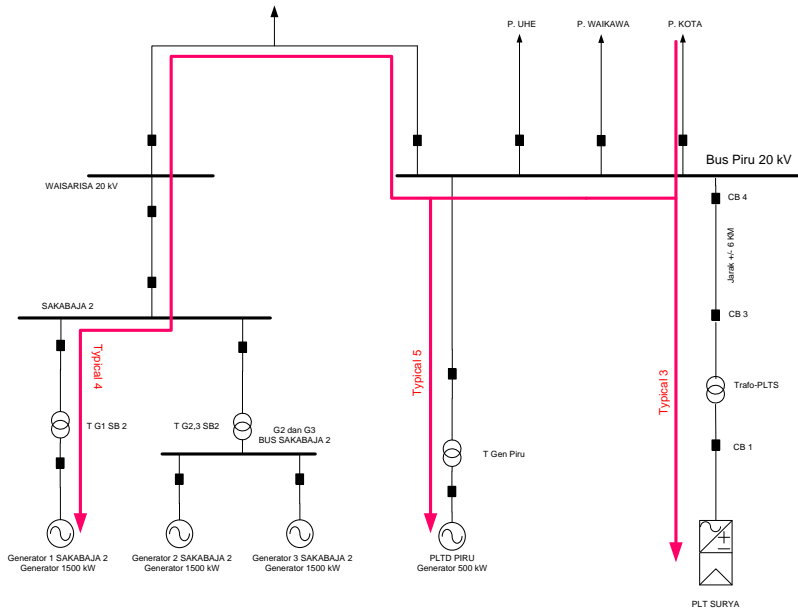
#### **4.1 Pemodelan Sistem Kelistrikan PT. PLN (Kairatu – Piru).**

Setelah mendapatkan pemodelan sistem kelistrikan dari PT. PLN (Kairatu-Piru) dalam *software* ETAP 12.6.0, maka selanjutnya akan dilakukan analisa hubung singkat, koordinasi proteksi dan stabilitas transien. Analisa hubung singkat dilakukan untuk mengetahui besar dari arus hubung singkat yang digunakan untuk koordinasi proteksi. Nilai arus hubung singkat yang dicari adalah arus hubung singkat maksimum ( $\frac{1}{2}$  cycle) dan arus hubung singkat minimum (30 cycle). Untuk meringkas koordinasi pengaman pada sistem PT. PLN (Kairatu - Piru) ditetapkan 5 jenis tipikal koordinasi yang dapat mewakili bentuk koordinasi keseluruhan sistem pengaman yang ada pada PT. PLN (Kairatu - Piru). Lima jenis tipikal koordinasi dapat dilihat lebih jelas pada Gambar 4.1 dan Gambar 4.2. Untuk analisa stabilitas transien sesuai dengan studi kasus yang akan dijelaskan pada tabel 4.1 hingga tabel 4.4. Pada simulasi ini akan dianalisa respon frekuensi dan tegangan pada hasil simulasi. Pada simulasi stabilitas transien ini akan di-plot beberapa titik bus dan bus generator. Untuk studi ini bus yang digunakan untuk melakukan analisis adalah : bus 20 kV PIRU, bus 20 kV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2. *Total Simulation Time*  $\pm$  400 detik, untuk mempermudah analisis dikarenakan untuk memastikan respon frekuensi dan tegangan benar-benar stabil. Tabel 4.1 menunjukkan data pembangkitan dan pembebanan PT. PLN (Kairatu-Piru) pada kondisi operasi normal (*load flow*). Untuk penjelasan koordinasi proteksi adalah sebagai berikut:

- *Typical* 1 dari penyulang Kairatu (P. Kairatu) hingga generator 2 Sakabaja 1.
- *Typical* 2 dari penyulang Kairatu (P. Kairatu) hingga generator G MTU.
- *Typical* 3 dari penyulang Waikawa (P. Kota) hingga PLT Surya.
- *Typical* 4 dari penyulang Waikawa (P. Kota) hingga generator 1 Sakabaja 2.
- *Typical* 5 dari penyulang Waikawa (P. Kota) hingga PLTD Piru.



**Gambar 4. 1** *Typical 1 dan 2* untuk daerah Kairatu



**Gambar 4. 2** Typical 3, 4 dan 5 untuk daerah PIRU

**Tabel 4. 1** Data pembangkitan dan pembebanan PT. PLN Kairatu

ID Sumber	kW	kVAR	ID Beban	kW	kVAR
G1 MTU	231	-113	Lump34	168	49
Gen 2	231	-113	Lump31	200	58
Gen 3	219	-128	Lump32	167	49
Gen 1 Sakabaja 1	391	-175	Lump33	134	39
Gen 2 Sakabaja 1	391	-175	Lump28	364	106
Cap8	0	502	Lump29	330	96
Cap9	0	508	Lump30	66	19
Total	1463	306	Total	1429	416



**Tabel 4. 2** Data Pembangkitan dan Pembebanan PT. PLN Piru

ID Sumber	kW	kVAR	ID Beban	kW	kVAR
G1 Sakabaja 2	563	592	Lump12	392	129
G2 Sakabaja 2	200	150	Lump14	375	123
G3 Sakabaja 2	200	150	Lump15	255	84
G11	100	62	Lump22	494	162
PLTS	2456	0	Lump23	245	80
Total	3529	1283	Lump13	330	109
			Lump11	167	55
			Lump6	170	56
			Lump24	390	128
			Lump21	207	68
			Lump20	224	65
			Total	3249	1059

Studi kasus ini menganalisa stabilitas sistem dan efektifitas *load shedding* ketika terjadi kejadian yang tidak direncanakan pada saat sebelum dan sesudah pemasangan PLTS yaitu, generator lepas (*trip*). Beberapa kasus yang di analisis diantara lain adalah:

**Tabel 4. 3** Studi Kasus Sebelum Pemasangan PLTS

No.	Kasus	Studi Kasus	Keterangan
1.	Case-1	PLTS <i>off</i> + G1 Sakabaja 2 <i>delete</i> + LS 3	G1 Sakabaja 2 <i>outage</i> dari sistem kemudian dilanjutkan dengan <i>Load Shedding</i> 3 tahap

**Tabel 4. 4** Studi Kasus Setelah Pemasangan PLTS

No.	Kasus	Studi Kasus	Keterangan
1.	<i>Case-2</i>	PLTS <i>on</i> + G1 Sakabaja 2 <i>trip</i>	Pada saat PLTS masuk ke dalam sistem salah satu generator (G1 Sakabaja 2) tiba-tiba terlepas dari sistem.
2.	<i>Case-3</i>	PLTS <i>on</i> + G1 Sakabaja 2 <i>trip</i> + Gen11 <i>trip</i>	Pada saat PLTS masuk ke dalam sistem dua generator (G1 Sakabaja 2 dan Gen11 <i>trip</i> ) tiba-tiba terlepas dari sistem.

Untuk mempermudah dalam memahami kasus-kasus yang akan disimulasikan pada tugas akhir ini akan dijelaskan pada Tabel 4.5 sampai dengan Tabel 4.6 berikut:

**Tabel 4. 5** Penjelasan kasus stabilitas transien dan pelepasan beban sebelum pemasangan PLTS

Kasus	Keterangan Kasus	Aksi	Waktu (detik)	Daya
<i>Case-1</i>	G1 Sakabaja 2 <i>trip</i>	G1 Sakabaja 2 <i>delete</i>	2,000	1500 kW
	<i>load shedding</i> tahap 1	Lump15 <i>delete</i>	5,561	260 kVA
	<i>load shedding</i> tahap 2	Lump11 <i>delete</i>	7,002	173 kVA
	<i>load shedding</i> tahap 3	Lump12 <i>delete</i>	7,403	371 kVA

**Tabel 4. 6** Penjelasan kasus stabilitas transien dan pelepasan beban setelah pemasangan PLTS

Kasus	Keterangan Kasus	Aksi	Waktu (detik)	Daya
Case-2	PLTS <i>on</i>			3000 kW
	G1 Sakabaja 2 <i>trip</i>	G1 Sakabaja 2 <i>delete</i>	2,000	1500 kW
Case-3	PLTS <i>on</i>			3000 kW
	G1 Sakabaja 2 <i>trip</i>	G1 Sakabaja 2 <i>delete</i>	2,000	1500 kW
	Gen11 <i>trip</i>	Gen11 <i>delete</i>	2,000	500 kW

Berikut analisa tentang stabilitas transien yang akan di bahas adalah:

1. Mengamati respon frekuensi dan tegangan pada bus 20 kV PIRU, bus 20 kV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 saat terjadi lepas pembangkit saat  $t = 2$  detik.
2. Mengamati perubahan kestabilan dari respon frekuensi dan tegangan bus, berdasarkan atas acuan standar yang digunakan (IEEE Std C37.106-2003).
3. Jika respon frekuensi dan tegangan tidak stabil pada bus 20 kV PIRU, bus 20 kV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2, maka akan dilakukan pelepasan beban sesuai dengan skema pelepasan beban yang telah direncanakan (Tabel 4.5 – Tabel 4.6).

## 4.2 Analisis Hubung Singkat

Pada sub bab ini dilakukan analisis hubung singkat untuk mengetahui arus hubung singkat sesuai dengan data – data pada sistem yang telah diuraikan pada Bab 3 (sistem kelistrikan PT. PLN Kairatu - Piru). Bus-bus yang diperhatikan pada studi hubung singkat ini adalah semua bus yang terhubung dengan generator (pembangkit) dan dianalisis pada *duty cycle*. Hasil analisis ini akan digunakan sebagai referensi memilih kemampuan peralatan untuk sebagai dasar melakukan koordinasi proteksi.

Pada studi ini digunakan metode hubung singkat *duty cycle* (1/2, 4 dan 30) untuk mengetahui arus maksimum dan minimum yang mungkin dihasilkan oleh gangguan tiga fasa dan dua fasa . Evaluasi

terhadap kemampuan busbar (*bracing*) dilakukan berdasar arus asimetri dari arus hubung singkat *duty cycle*. Hasil simulasi analisa hubung singkat dapat dilihat pada tabel 4.7.

**Tabel 4. 7** Data hubung singkat *1/2 cycle*, *4 cycle* dan *30 cycle*

ID Bus	Volt (kV)	1/2 cycle (kA)		4 cycle (kA)		30 cycle (kA)	
		3 fasa	L-L	3 fasa	L-L	3 fasa	L-L
Cub.ABB	20	0,478	0,423	0,478	0,423	0,343	0,352
Bus57	20	0,478	0,423	0,478	0,423	0,343	0,352
Bus29	20	0,478	0,423	0,478	0,423	0,343	0,352
Bus54	0,4	38,88	34,48	38,81	34,41	27,67	28,48
BUS 20 KV PIRU	20	0,457	0,399	0,453	0,396	0,385	0,361
Bus74	6	1,3	1,13	1,29	1,12	1,13	1,04
BUS 20 KV KAIRATU	20	0,683	0,603	0,68	0,601	0,509	0,512
Bus84	0,4	15,12	13,25	15,07	13,22	12,88	12,14
Bus7	0,4	15,95	14,03	15,95	14,03	12,37	12,23
Bus13	0,4	15,23	13,39	15,23	13,39	11,94	11,75
Bus27	0,4	13,9	12,19	13,9	12,19	11,15	10,84
Bus34	0,4	19,35	17,06	19,35	17,06	14,49	14,57
Bus36	0,4	20,55	18,14	20,55	18,14	15,17	15,36
Bus52	0,4	28,77	25,4	28,72	25,36	21,78	21,78
Bus1	20	0,433	0,378	0,43	0,375	0,371	0,345
Bus59	20	0,683	0,603	0,68	0,601	0,509	0,512
Bus23	20	0,478	0,423	0,478	0,423	0,343	0,352
Cub.Merlin Gerin	20	0,478	0,423	0,478	0,423	0,343	0,352

Untuk memudahkan analisa hubung singkat maka tabel 4.2.1 dirubah menjadi base kV yang sama. Adapun variasi tegangan yang digunakan adalah 0,4 kV, 6 kV dan 20 kV. Sehingga untuk sistem kelistrikan sistem PT. PLN (Kairatu - Piru) digunakan *base* 20 kV. Hasil konversi analisa hubung singkat menjadi tegangan base 20 kV dapat dilihat pada tabel 4.8.

**Tabel 4. 8** Data hubung singkat 1/2 cycle, 4 cycle dan 30 cycle dalam base @20 kV

ID Bus	1/2 cycle (kA)		4 cycle (kA)		30 cycle (kA)	
	3 fasa	L-L	3 fasa	L-L	3 fasa	L-L
Cub.ABB	0,478	0,423	0,478	0,423	0,343	0,352
Bus57	0,478	0,423	0,478	0,423	0,343	0,352
Bus29	0,478	0,423	0,478	0,423	0,343	0,352
Bus54	0,777	0,689	0,776	0,688	0,553	0,569
BUS 20 KV PIRU	0,457	0,399	0,453	0,396	0,385	0,361
Bus74	0,39	0,339	0,387	0,336	0,339	0,312
BUS 20 KV KAIRATU	0,683	0,603	0,68	0,601	0,509	0,512
Bus84	0,3024	0,265	0,3014	0,2644	0,2576	0,2428
Bus7	0,319	0,2806	0,319	0,2806	0,2474	0,2446
Bus13	0,3046	0,2678	0,3046	0,2678	0,2388	0,235
Bus27	0,278	0,2438	0,278	0,2438	0,223	0,2168
Bus34	0,387	0,3412	0,387	0,3412	0,2898	0,2914
Bus36	0,411	0,3628	0,411	0,3628	0,3034	0,3072
Bus52	0,5754	0,508	0,5744	0,5072	0,4356	0,4356
Bus1	0,433	0,378	0,43	0,375	0,371	0,345
Bus59	0,683	0,603	0,68	0,601	0,509	0,512
Bus23	0,478	0,423	0,478	0,423	0,343	0,352
Cub.Merlin Gerin	0,478	0,423	0,478	0,423	0,343	0,352

### 4.3 Koordinasi Pengaman Arus Lebih

Koordinasi rele merupakan pengaturan setting arus dan waktu beberapa rele yang berada di sisi hulu (*upstream*) dan hilir (*downstream*) bertujuan untuk memperoleh selektivitas yang tinggi dalam melokalisasi gangguan yang terjadi agar tidak meluas, sehingga kontinuitas sistem tetap terjaga.

Kecepatan waktu pemutusan yang tepat akan dapat memberikan perlindungan yang baik bagi sistem dan peralatan yang ada, agar tidak mengalami dampak yang buruk akibat terjadinya gangguan, juga mencegah terjadinya kebakaran. Studi yang dilakukan meliputi beberapa hal yaitu :

- a) Analisis teknis terhadap sistem pengaman
- b) Rekomendasi

Analisis untuk setting dan koordinasi peralatan pengaman (rele dan breaker/fuse) memperhatikan beberapa hal antara lain :

- a. Fungsi sensitivitas, peralatan pengaman harus dapat merasakan dan mengamankan arus gangguan minimum pada titik gangguan yang terdekat.
- b. Fungsi selektivitas, peralatan pengaman tidak boleh bekerja untuk arus starting motor, arus pengisian (*inrush current*) pada transformator. Untuk peralatan pengaman yang berada di hulu harus dapat merasakan gangguan pada titik gangguan yang berada di hilir dan operasinya harus menunggu apabila terjadi kegagalan operasi pemutusan gangguan oleh peralatan pengaman dibawahnya (sisi hilir)
- c. Fungsi koordinasi, kerja peralatan pengaman dalam menjalankan fungsi sensitivitas dan selektivitas untuk daerah hulu sampai ke hilir harus dikoordinasikan dari segi penyetelan waktu dan arusnya. Dari hasil koordinasi tidak boleh terjadi adanya bebapa peralatan pengaman yang bekerja secara bersamaan waktu (di luar ketentuan yang dikehendaki) , waktu pemutusan gangguan yang melampaui batas ketahanan peralatan listrik dan sebagainya.

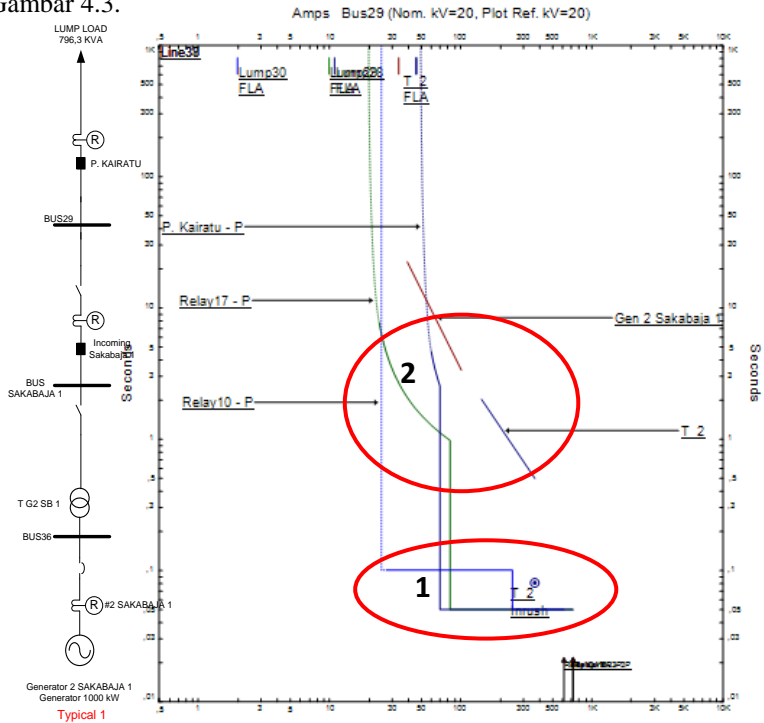
Koordinasi waktu untuk satu langkah antara sisi hulu dengan hilir bedasar IEEE 242 untuk perbedaan waktu minimum adalah antara 0,3 s/d 0,4 detik, sedang untuk rele digital berbasis mikroprosesor antara 0,2 s/d 0,3 detik. Perbedaan waktu ini untuk memastikan bahwa gangguan di sisi hilir telah berhasil padam, sehingga kemungkinan trip serentak dapat dihindarkan. Untuk kondisi existing dapat dilihat pada tabel 4.9.

**Tabel 4. 9** Data Setting Rele Proteksi Fasa Eksisting Pada Sistem PLN (Kairatu-Piru)

No	Device Relay	Ratio CT	Merek Relay	I> (A)	t> (sec)	I>> (A)	t>> (sec)	Curve
Wilayah Kairatu								
1.	P. Kairatu	50:5	Sepam 1000	50	0,36	70	0,05	SIT
2.	P. Rumakai	50:5	Sepam 1000	50	0,36	60	0,05	SIT
3.	P. Waiselang	50:5	<i>off</i>	<i>off</i>	<i>off</i>	<i>off</i>	<i>off</i>	<i>off</i>
4.	Incoming Sakabaja 1	50:5	Sepam 1000	20	0,6	83.5	0,05	SIT
5.	Gen 2 Sakabaja 1	2500:5	SEG IRI1	1250	0,1	12500	0,05	DT
6.	Gen 1 Sakabaja 1	2500:5	SEG IRI1	<i>off</i>	<i>off</i>	10000	0,05	<i>off</i>
7.	Gen 3	2500:5	<i>off</i>	<i>off</i>	<i>off</i>	<i>off</i>	<i>off</i>	<i>off</i>
8.	Gen 2	2500:5	<i>off</i>	<i>off</i>	<i>off</i>	<i>off</i>	<i>off</i>	<i>off</i>
9.	G1 MTU	2500:5	<i>off</i>	<i>off</i>	<i>off</i>	<i>off</i>	<i>off</i>	<i>off</i>
Wilayah Piru								
1.	P. Waikawa	50:5	Sepam 1000	45	0,39	60	0,05	SIT
2.	P. Uhe	50:5	Sepam 1000	40	0,39	60	0,05	SIT
3.	P. Kota	100:5	Sepam 1000	50	0,39	100	0,05	SIT
4.	PLTD Piru	2500:5	<i>off</i>	<i>off</i>	<i>off</i>	<i>off</i>	<i>off</i>	<i>off</i>
5.	IN. Waisarisa	100:5	Sepam 1000	45	0,45	200	0,15	SIT
6.	P. Waisarisa	100:5	Sepam 1000	45	0,45	200	0,15	SIT
7.	G3 Sakabaja 2	2500:5	SEG IRI1	2500	2,2	5000	0,05	DT
8.	G2 Sakabaja 2	2500:5	SEG IRI1	2500	2,2	5000	0,05	DT
9.	G1 Sakabaja 2	2500:5	SEG IRI1	2000	2	5000	0,05	DT

### 4.3.1 Koordinasi Proteksi Fasa Tipikal 1

Typical koordinasi untuk gangguan fasa yang digunakan merupakan koordinasi rele pengaman arus lebih gangguan fasa dari beban pada feeder P. Kairatu sampai #2 Sakabaja 1. Pemilihan koordinasi group ini didasari oleh adanya jalur koordinasi mewakili koordinasi proteksi saluran distribusi 20 kV. Berdasarkan data *setting* rele proteksi yang tertera pada Tabel 4.9, dihasilkan kurva koordinasi arus (TCC) seperti Gambar 4.3.



**Gambar 4. 3** Koordinasi rele proteksi gangguan fasa eksisting dari P. Kairatu sampai Generator 2 Sakabaja 1

Pada koordinasi eksisting terdapat beberapa koordinasi yang masih harus disempurnakan, hal itu di tandai dengan lingkaran merah yang berada pada kurva TCC pada gambar 4.3.



P.Kairatu mewakili untuk relay P. Kairatu pada gambar *single line diagram* (sld) kemudian relay 17 mewakili Incoming Sakabaja 1 pada SLD dan relay 10 mewakili relay #2 Sakabaja 1.

Berikut ini merupakan keterangan pada lingkaran:

1. Time delay dari rele Kairatu (0,05s), relay 17 (0,05s) dan relay 10 (1,00s) sehingga tidak tergradding dengan baik. Sehingga apabila terjadi gangguan arus hubung singkat pada beban Kairatu, maka rele 10, rele 17 dan relay Kairatu akan bekerja bersama-sama. Sehingga menjadi tidak selektif. Menurut *standard grading time* yang diizinkan adalah 0,2-0,4s. Permasalahan yang lainnya adalah *setting instantaneous* pada *relay* Kairatu dan *relay* 17 yang menyebabkan *relay* aktif tiba-tiba dikarenakan *energize* trafo.
2. relay 17 dan relay 10 berpotongan, relay kairatu dan relay 17 berpotongan. Relay yang berpotongan tidak diperbolehkan kecuali kurva *instanteous* berpotongan dengan kurva *instanteous*. Selain itu kesalahan pada lingkaran 2 yaitu relay 10 yang merupakan relay generator adalah bertipe *definite* saja. Seharusnya kurva generator dapat bertipe *invers* saja atau *invers + definite*.

Dari hasil analisis yang telah dilakukan, maka direkomendasikan untuk melakukan *resetting* pada tipikal 1. Untuk melakukan *resetting* pada tipikal 1 ini, maka diperlukan perhitungan terlebih dahulu pada tiap rele. Dan hasilnya adalah sebagai berikut :

### **☑ Rele P. Kairatu**

*Manufacturer* : Merlin Gerin  
*Model* : Sepam  
*Curve Type* : *standart inverse time*  
*CT Ratio* : 50 / 5

#### *Time Overcurrent Pickup*

$1,05 \times \text{FLA Beban Puncak P. Kairatu} \leq \text{Iset} \leq 1,4 \times \text{FLA Beban Puncak P. Kairatu}$

$1,05 \times 23 \leq \text{Iset} \leq 1,4 \times 23$

$24,15 \leq \text{Iset} \leq 32,2$

Dipilih Iset = 27,5 A

Tap =  $\frac{\text{Iset}}{\text{CT primary}} = \frac{27,5}{50} = 0,55$

### Time-dial

Dipilih waktu operasi ( $t_d$ ) = 0,1 s

$$t_d = \frac{0,14}{\left[\left(\frac{I}{I_s}\right)^{0,02} - 1\right]} \times \frac{T}{2,97}$$

$$T = \frac{t_d \times 2,97 \times \left[\left(\frac{I}{I_s}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$

$$T = \frac{t_d \times 2,97 \times \left[\left(\frac{I_{sc} \text{ Max Bus 29 atau Bus 57}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$

$$T = \frac{0,1 \times 2,97 \times \left[\left(\frac{478}{27,5}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$

T = 0,12 (dipilih time dial = 0,6) dipilih lebih dari hasil perhitungan

### Instantaneous Pickup

1,6 FLA  $\leq I_{\gg} \leq 0,8 \times I_{sc} \text{ Min Bus 29}$

1,6  $\times 23 \leq I_{\gg} \leq 0,8 \times 352 \text{ A}$

36,8  $\leq I_{\gg} \leq 281,6 \text{ A}$

Dipilih  $I_{\gg} = 120 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{120}{50} = 2,4$$

Delay waktu = 0,1 sekon

### **Relay Incoming Sakabaja 1 (Relay17)**

*Manufacturer* : Merlin Gerin

*Model* : Sepam

*Curve Type* : standart inverse time

*CT Ratio* : 50 / 5

### Time Overcurrent Pickup

1,05  $\times$  FLA Beban Puncak Line Incoming Sakabaja 1  $\leq I_{set} \leq 1,4 \times$

FLA Beban Puncak Line Incoming Sakabaja 1

1,05  $\times 24,8 \leq I_{set} \leq 1,4 \times 24,8$

26,04  $\leq I_{set} \leq 34,72$

Dipilih  $I_{set} = 30 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{30}{50} = 0,6$$

### Time-dial

Dipilih waktu operasi ( $t_d$ ) = 0,3 s

$$t_d = \frac{0,14}{\left[\left(\frac{1}{I_s}\right)^{0,02} - 1\right]} \times \frac{T}{2,97}$$

$$T = \frac{t_d \times 2,97 \times \left[\left(\frac{1}{I_s}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$

$$T = \frac{t_d \times 2,97 \times \left[\left(\frac{I_{sc} \text{ Max Bus 29 atau Bus 57}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$

$$T = \frac{0,3 \times 2,97 \times \left[\left(\frac{478}{30}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$

T = 0,36 (dipilih time dial = 0,6) dipilih lebih dari hasil perhitungan

### Instantaneous Pickup

$$1,6 \text{ FLA} \leq I_{>>} \leq 0,8 \times I_{sc} \text{ Min Bus 29 atau Bus 57}$$

$$1,6 \times 24,8 \leq I_{>>} \leq 0,8 \times 352 \text{ A}$$

$$39,68 \leq I_{>>} \leq 281,6 \text{ A}$$

Dipilih  $I_{>>} = 125 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{125}{50} = 2,5$$

Delay waktu = 0,3 sekon

### **☑ Rele #2 Sakabaja 1 (Relay10)**

*Manufacturer* : SEG

*Model* : IRI1

*Curve Type* : standart inverse time

*CT Ratio* : 2500 / 5

### Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA Generator 2 Sakabaja 1} \leq I_{set} \leq 1,4 \times \text{FLA Generator 2}$$

Sakabaja 1

$$1,05 \times 1698 \leq I_{set} \leq 1,4 \times 2377,2$$

$$1782,9 \leq I_{set} \leq 34,72$$

Dipilih  $I_{set} = 1800 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{1800}{2500} = 0,72$$

### Time-dial

Dipilih waktu operasi ( $t_d$ ) = 0,5 s

$$t_d = \frac{0,14}{\left[\left(\frac{I}{I_s}\right)^{0,02} - 1\right]} \times T$$

$$T = \frac{t_d \times \left[\left(\frac{I}{I_s}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$

$$T = \frac{0,5 \times \left[\left(\frac{I_{sc} \text{ Max Bus 36}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$

$$T = \frac{0,5 \times \left[\left(\frac{20550}{1800}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$

T = 0,175 (dipilih time dial = 0.19) dipilih lebih dari hasil perhitungan

### Instantaneous Pickup

$$1,6 \text{ FLA} \leq I_{\gg} \leq 0,8 \times I_{sc} \text{ Min Bus 36}$$

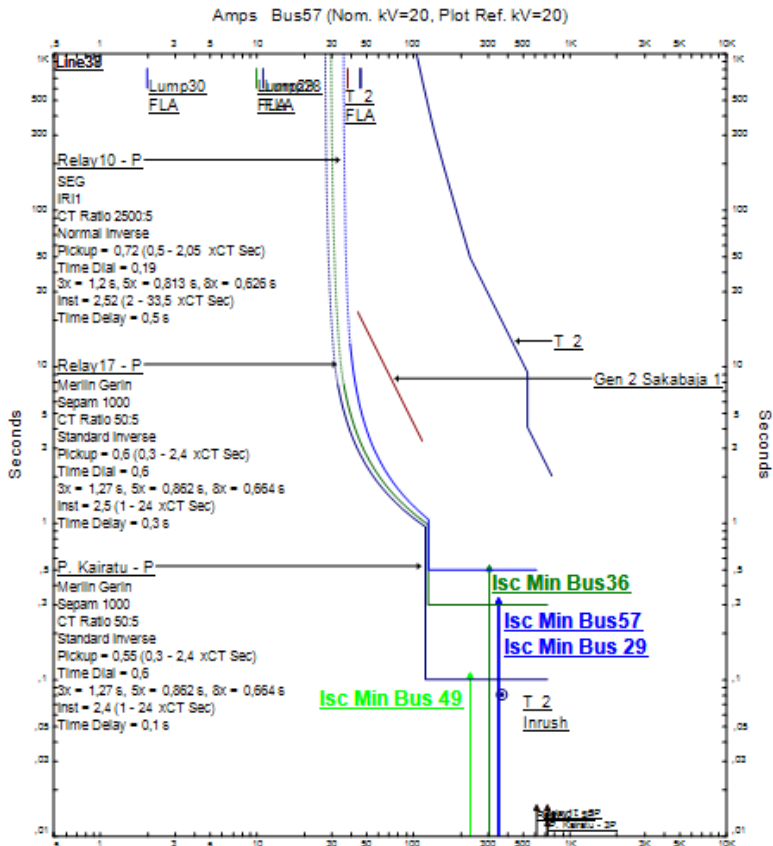
$$1,6 \times 1698 \leq I_{\gg} \leq 0,8 \times 15360 \text{ A}$$

$$2716,8 \leq I_{\gg} \leq 12288 \text{ A}$$

Dipilih  $I_{\gg} = 6300 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{6300}{2500} = 2,52$$

Delay waktu = 0,5 sekon



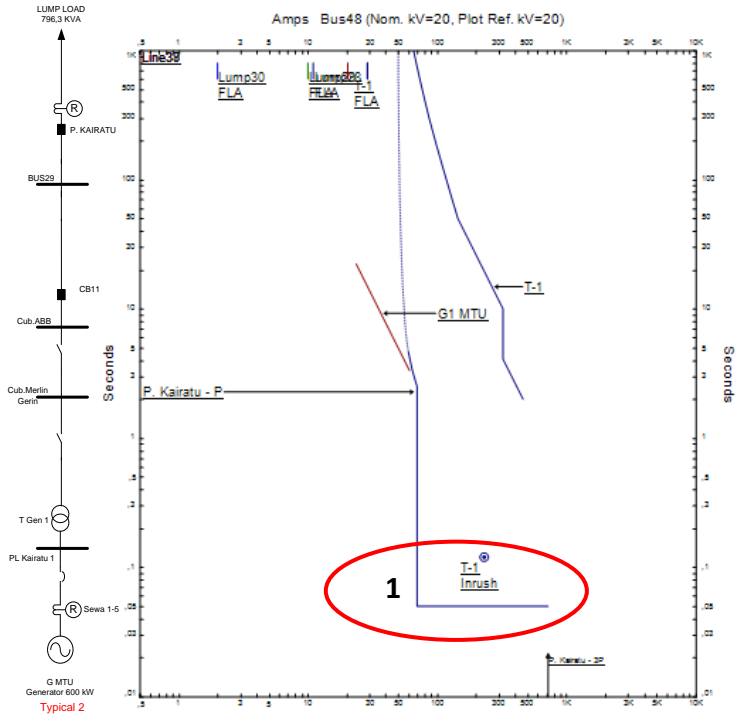
**Gambar 4. 4** Koordinasi rele gangguan fasa *resetting* dari P. Kairatu sampai Generator 2 Sakabaia 1

Dari hasil perhitungan ulang tipikal 1 didapatkan plot Time Current Curve (TCC) seperti pada Gambar 4.4 , dimana seluruh rele telah disetel ulang. Pembeneran pada TCC yang telah dilakukan antara lain :

1. Melakukan grading waktu rele Kairatu (0,1s), relay 17 (0,3s) dan relay 10 (0,5s).
2. Mengkoordinasi kurva antar relay agar tidak saling bertabrakan.
3. Mensetting kurva relay10 menjadi *invers + definite*.

### 4.3.2 Koordinasi Proteksi Fasa Tipikal 2

Tipikal koordinasi gangguan fasa yang digunakan merupakan koordinasi rele pengaman arus lebih gangguan fasa dari beban pada feeder P. Kairatu sampai G MTU. Pemilihan koordinasi group ini didasari oleh adanya jalur koordinasi mewakili koordinasi proteksi saluran distribusi 20 kV dengan jarak 40 km. Berdasarkan data setting rele proteksi yang tertera pada Tabel 4.9, dihasilkan kurva koordinasi arus (TCC) seperti Gambar 4.5.



**Gambar 4. 5** Koordinasi rele proteksi gangguan fasa eksisting dari P. Kairatu sampai G MTU

Berikut ini merupakan keterangan pada lingkaran:

1. *setting instaneous* pada *relay* Kairatu yang menyebabkan *relay* aktif tiba-tiba dikarenakan *energize* trafo. Kesalahan lainnya adalah rele sewa 1-5 tidak diaktifkan.

Dari hasil analisis yang telah dilakukan, maka direkomendasikan untuk melakukan *resetting* pada tipikal 2. Untuk melakukan *resetting* pada tipikal 2 ini, maka diperlukan perhitungan terlebih dahulu pada tiap rele. Dan hasilnya adalah sebagai berikut :

**☑ Rele P. Kairatu**

*Manufacturer* : Merlin Gerin  
*Model* : Sepam  
*Curve Type* : *standart inverse time*  
*CT Ratio* : 50 / 5

*Time Overcurrent Pickup*

$1,05 \times \text{FLA Beban Puncak P. Kairatu} \leq I_{set} \leq 1,4 \times \text{FLA Beban Puncak P. Kairatu}$

$$1,05 \times 23 \leq I_{set} \leq 1,4 \times 23$$

$$24,15 \leq I_{set} \leq 32,2$$

Dipilih  $I_{set} = 27,5 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{27,5}{50} = 0,55$$

*Time-dial*

Dipilih waktu operasi ( $t_d$ ) = 0,1 s

$$t_d = \frac{0,14}{\left[\left(\frac{1}{I_s}\right)^{0,02} - 1\right]} \times \frac{T}{2,97}$$

$$T = \frac{t_d \times 2,97 \times \left[\left(\frac{1}{I_s}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$

$$T = \frac{t_d \times 2,97 \times \left[\left(\frac{I_{sc \text{ Max Bus 29 atau Bus 57}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$

$$T = \frac{0,1 \times 2,97 \times \left[\left(\frac{478}{27,5}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$

$T = 0,12$  (dipilih time dial = 0,6) dipilih lebih dari hasil perhitungan

*Instantaneous Pickup*

$1,6 \text{ FLA} \leq I_{\gg} \leq 0,8 \times I_{sc \text{ Min Bus 29}}$

$$1,6 \times 23 \leq I_{\gg} \leq 0,8 \times 352 \text{ A}$$

$$36,8 \leq I_{\gg} \leq 281,6 \text{ A}$$

Dipilih  $I_{\gg} = 120 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{120}{50} = 2,4$$

Delay waktu = 0,1 sekon

**☑ Rele Sewa 1-5 (Relay10)**

*Manufacturer* : Basler Electric  
*Model* : BE1-1051  
*Curve Type* : standart inverse time  
*CT Ratio* : 2500 / 5

Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA G MTU} \leq \text{Iset} \leq 1,4 \times \text{FLA G MTU}$$

$$1,05 \times 1019 \leq \text{Iset} \leq 1,4 \times 1019$$

$$1069,95 \leq \text{Iset} \leq 1426,6$$

Dipilih Iset = 1075 A

$$\text{Tap} = \frac{\text{CT secondary}}{\text{CT primary}} \times \text{Iset} = \frac{5}{2500} \times 1075 = 2,15$$

Time-dial

Dipilih waktu operasi ( $t_d$ ) = 0,5 s

$$t_d = \frac{0,14}{\left[\left(\frac{I}{I_s}\right)^{0,02} - 1\right]} \times T$$

$$T = \frac{t_d \times \left[\left(\frac{I}{I_s}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$

$$T = \frac{t_d \times \left[\left(\frac{I_{sc} \text{ Max Bus 7}}{\text{Iset}}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$

$$T = \frac{0,5 \times \left[\left(\frac{15950}{1075}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$

T = 0,0286 (dipilih time dial = 1,5) dipilih lebih dari hasil perhitungan

Instantaneous Pickup

$$1,6 \text{ FLA} \leq I_{\gg} \leq 0,8 \times \text{Isc Min Bus7}$$

$$1,6 \times 1019 \leq I_{\gg} \leq 0,8 \times 12230 \text{ A}$$

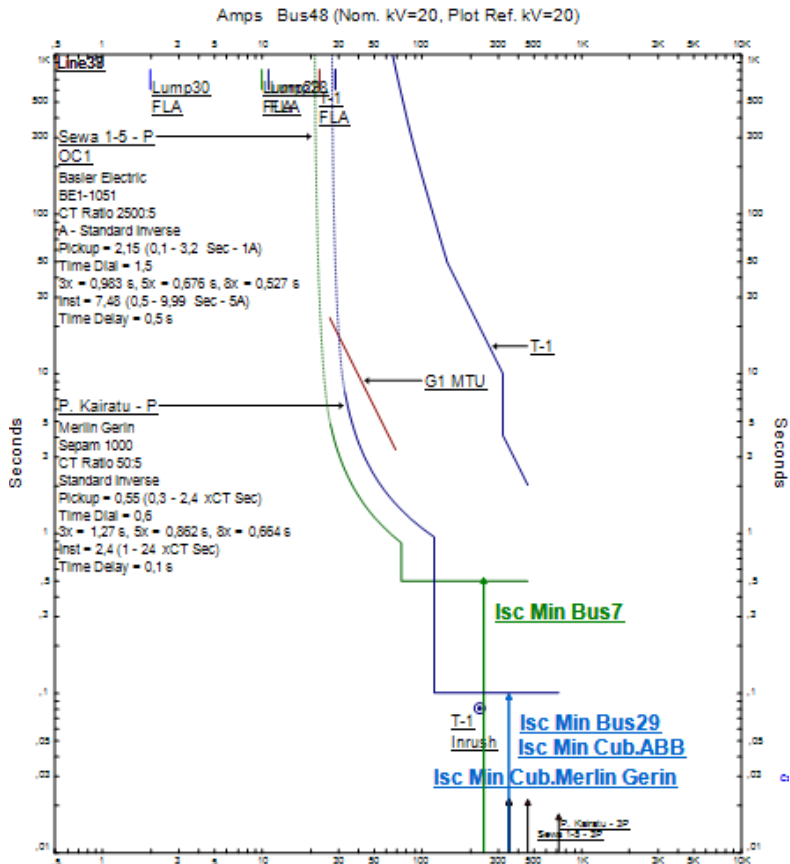
$$1630,4 \leq I_{\gg} \leq 9784 \text{ A}$$

Dipilih  $I_{\gg}$  = 3740 A

$$\text{Tap} = \frac{\text{CT secondary}}{\text{CT primary}} \times \text{Iset} = \frac{5}{2500} \times 3740 = 7,48$$

Delay waktu = 0,5 sekon





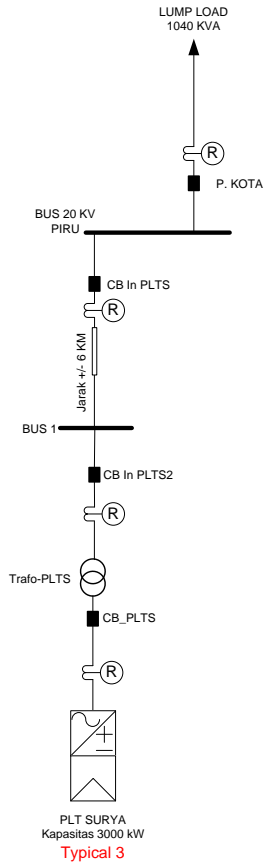
**Gambar 4. 6** Koordinasi rele gangguan fasa *resetting* dari P. Kairatu sampai G MTU

Dari hasil perhitungan ulang tipikal 2 didapatkan plot Time Current Curve (TCC) seperti pada Gambar 4.6 , dimana seluruh rele telah disetel ulang. Pembeneran pada TCC yang telah dilakukan antara lain :

1. Melakukan grading waktu rele Kairatu (0,1s)
2. Mengkoordinasi kurva antar relay agar tidak saling bertabrakan.
3. Mengaktifkan dan mensetting *relay* sewa 1-5

### 4.3.3 Koordinasi Proteksi Fasa Tipikal 3

Pada koordinasi proteksi fasa tipikal 3 ini tidak memiliki *setting existing* dikarenakan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) belum terpasang. Berikut merupakan single line diagram tipikal 3 jika PLTS telah terpasang, yang ditunjukkan oleh gambar 4.7. Dari gambar tersebut dapat ditunjukkan koordinasi rele pengaman arus lebih gangguan fasa dari beban pada feeder P. Kota sampai PLTS.



**Gambar 4. 7** Single Line Typical 3 (P. Kota sampai PLTS)

untuk *typical 3* merupakan pemasangan awal untuk Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) sehingga perlu koordinasi awal proteksi yang digunakan pada jalur PLTS kearah sistem. Jalur yang akan diproteksi adalah dari rele P. Kota hingga rele PLTS. Berikut perhitungannya:

**☑ Rele P. Kota**

*Manufacturer* : Merlin Gerin  
*Model* : Sepam  
*Curve Type* : *standart inverse time*  
*CT Ratio* : 100 / 5

*Time Overcurrent Pickup*

$1,05 \times \text{FLA Beban Puncak P. Kota} \leq I_{set} \leq 1,4 \times \text{FLA Beban Puncak P. Kota}$

Kota

$1,05 \times 30 \leq I_{set} \leq 1,4 \times 30$

$31,5 \leq I_{set} \leq 42$

Dipilih  $I_{set} = 35 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{35}{100} = 0,35$$

*Time-dial*

Dipilih waktu operasi ( $t_d$ ) = 0,1 s

$$t_d = \frac{0,14}{\left[\left(\frac{I}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1\right]} \times \frac{T}{2,97}$$

$$T = \frac{t_d \times 2,97 \times \left[\left(\frac{I}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$

$$T = \frac{t_d \times 2,97 \times \left[\left(\frac{I_{sc} \text{ Max Bus 20 kv Piru}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$

$$T = \frac{0,1 \times 2,97 \times \left[\left(\frac{453}{35}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$

$T = 0,1115$  (dipilih time dial = 0,3) dipilih lebih dari hasil perhitungan

*Instantaneous Pickup*

$1,6 \text{ FLA} \leq I_{>>} \leq 0,8 \times \text{Isc Min Bus 20 kv Piru}$

$1,6 \times 30 \leq I_{>>} \leq 0,8 \times 361 \text{ A}$

$48 \leq I_{>>} \leq 288,8 \text{ A}$

Dipilih  $I_{>>} = 100 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{100}{100} = 1$$

Delay waktu = 0,1 sekon

### ☑ Rele In PLTS (Relay13)

*Manufacturer* : Merlin Gerin  
*Model* : Sepam  
*Curve Type* : standart inverse time  
*CT Ratio* : 50 / 5

#### Time Overcurrent Pickup

$1,05 \times \text{FLA puncak Saluran In PLTS} \leq I_{set} \leq 1,4 \times \text{FLA pucak Saluran In PLTS}$

$$1,05 \times 68,3 \leq I_{set} \leq 1,4 \times 68,3$$

$$71,715 \leq I_{set} \leq 95,62 \text{ A}$$

Dipilih  $I_{set} = 80 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{80}{50} = 1,6$$

#### Time-dial

Dipilih waktu operasi ( $t_d$ ) = 0,3 s

$$t_d = \frac{0,14}{\left[\left(\frac{I}{I_s}\right)^{0,02} - 1\right]} \times \frac{T}{2,97}$$

$$T = \frac{t_d \times 2,97 \times \left[\left(\frac{I}{I_s}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$

$$T = \frac{t_d \times 2,97 \times \left[\left(\frac{I_{sc} \text{ Max Bus 20 kv Piru}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$

$$T = \frac{0,3 \times 2,97 \times \left[\left(\frac{453}{80}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$

$T = 0,195$  (dipilih time dial = 0,3) dipilih lebih dari hasil perhitungan

#### Instantaneous Pickup

$1,6 \text{ FLA} \leq I_{>>} \leq 0,8 \times I_{sc} \text{ Min Bus 20 kV Piru}$

$$1,6 \times 68,3 \leq I_{>>} \leq 0,8 \times 361 \text{ A}$$

$$109,28 \leq I_{>>} \leq 288,8 \text{ A}$$

Dipilih  $I_{>>} = 110 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{110}{50} = 2,2$$

Delay waktu = 0,3 sekon

### **☑ Rele In PLTS2 (Relay14)**

*Manufacturer* : Merlin Gerin  
*Model* : Sepam  
*Curve Type* : standart inverse time  
*CT Ratio* : 100 / 5

#### Time Overcurrent Pickup

$1,05 \times \text{FLA puncak Saluran In PLTS2} \leq I_{set} \leq 1,4 \times \text{FLA puncak Saluran In PLTS2}$

$$1,05 \times 68,3 \leq I_{set} \leq 1,4 \times 68,3$$

$$71,715 \leq I_{set} \leq 95,62 \text{ A}$$

Dipilih  $I_{set} = 80 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{80}{100} = 0,8$$

#### Time-dial

Dipilih waktu operasi ( $t_d$ ) = 0,5 s

$$t_d = \frac{0,14}{\left[\left(\frac{I}{I_s}\right)^{0,02} - 1\right]} \times \frac{T}{2,97}$$

$$T = \frac{t_d \times 2,97 \times \left[\left(\frac{I}{I_s}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$

$$T = \frac{t_d \times 2,97 \times \left[\left(\frac{I_{sc} \text{ Max Bus 1}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$

$$T = \frac{0,5 \times 2,97 \times \left[\left(\frac{453}{80}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$

$T = 0,325$  (dipilih time dial = 0,4) dipilih lebih dari hasil perhitungan

#### Instantaneous Pickup

$1,6 \text{ FLA} \leq I_{>>} \leq 0,8 \times I_{sc} \text{ Min Bus 1}$

$$1,6 \times 74,3 \leq I_{>>} \leq 0,8 \times 361 \text{ A}$$

$$109,28 \leq I_{>>} \leq 288,8 \text{ A}$$

Dipilih  $I_{>>} = 110 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{110}{100} = 1,1$$

Delay waktu = 0,5 sekon

### **Relay PLTS (Relay12)**

*Manufacturer* : Basler Electric  
*Model* : BE1-1051  
*Curve Type* : standart inverse time  
*CT Ratio* : 400 / 5

#### Time Overcurrent Pickup

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

$$1,05 \times 249,5 \leq I_{set} \leq 1,4 \times 249,5$$

$$261,975 \leq I_{set} \leq 349,5$$

Dipilih  $I_{set} = 300 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{\text{CT secondary}}{\text{CT primary}} \times I_{set} = \frac{5}{400} \times 300 = 3,75$$

#### Time-dial

Dipilih waktu operasi ( $t_d$ ) = 0,7 s

$$t_d = \frac{0,014 \times T}{\left[\left(\frac{I}{I_s}\right)^{0,02} - 1\right]} + 0,028$$

$$T = \frac{[t_d - 0,028] \times \left[\left(\frac{I}{I_s}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,014}$$

$$T = \frac{[t_d - 0,028] \times \left[\left(\frac{I_{sc} \text{ Max Bus 74}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,014}$$

$$T = \frac{[0,7 - 0,028] \times \left[\left(\frac{1290}{300}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,014}$$

$T = 1,42$  (dipilih time dial = 2) dipilih lebih dari hasil perhitungan

#### Instantaneous Pickup

$$1.6 \text{ FLA} \leq I_{\gg} \leq 0.8 \times I_{sc} \text{ Min Bus 74}$$

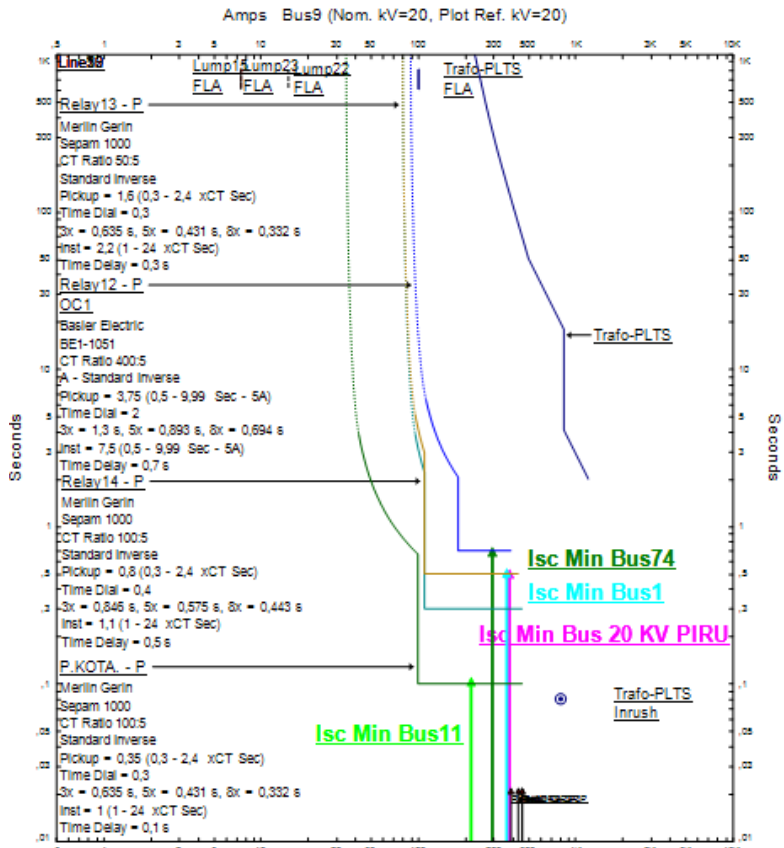
$$1.6 \times 249.5 \leq I_{\gg} \leq 0.8 \times 1040 \text{ A}$$

$$399.2 \leq I_{\gg} \leq 832 \text{ A}$$

Dipilih  $I_{\gg} = 600 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{\text{CT secondary}}{\text{CT primary}} \times I_{set} = \frac{5}{400} \times 600 = 7.5$$

Delay waktu = 0.7 sekon

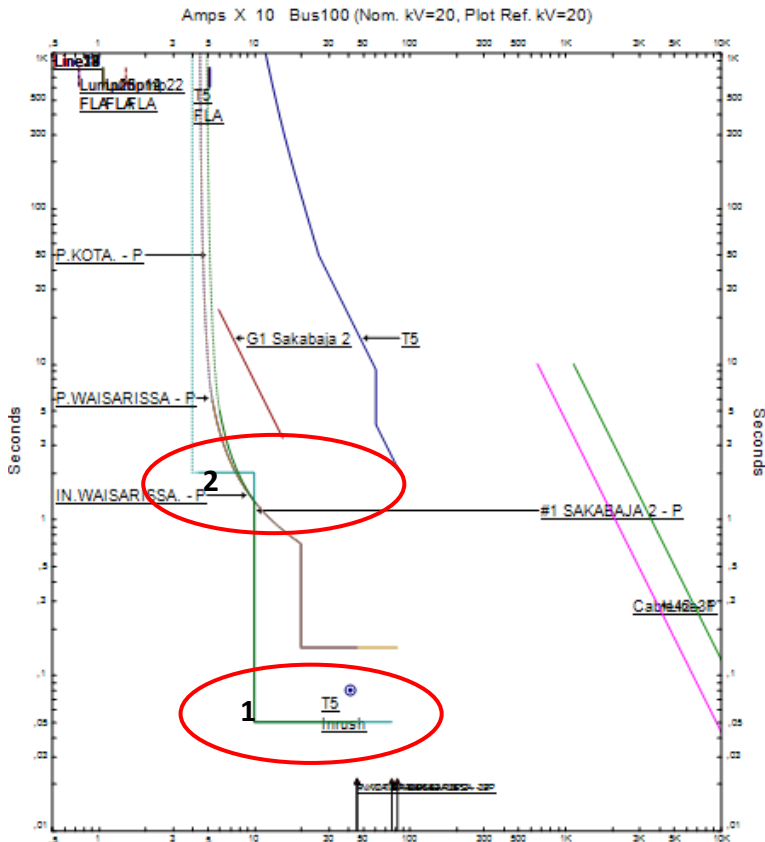


**Gambar 4. 8** Setting koordinasi rele gangguan fasa dari P. Kota sampai PLTS

Dari hasil *setting* koordinasi proteksi untuk tipikal 3 didapatkan plot Time Current Curve (TCC) seperti pada Gambar 4.8, dimana seluruh rele telah dikoordinasikan dengan baik dan benar.

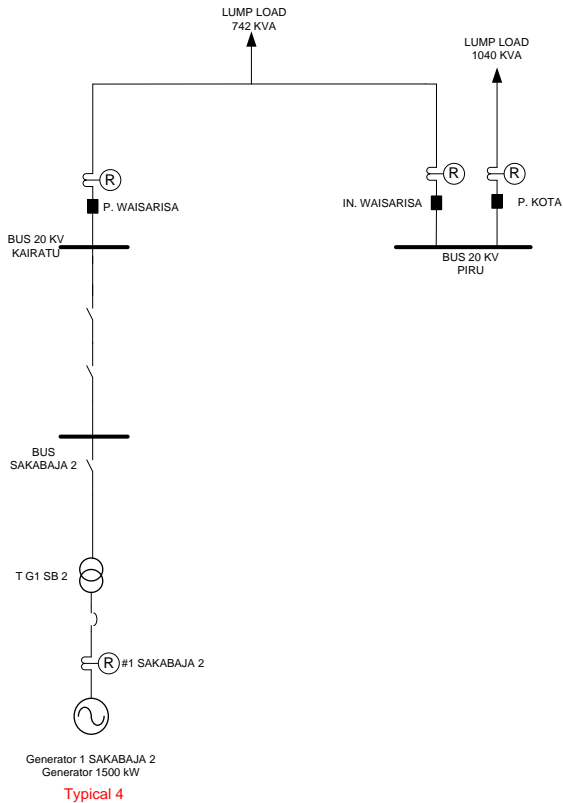
#### 4.3.4 Koordinasi Proteksi Fasa Tipikal 4

Tipikal koordinasi gangguan fasa yang digunakan merupakan koordinasi rele pengaman arus lebih gangguan fasa dari beban pada feeder P. Kota sampai Generator 1 Sakabaja 2. Pemilihan koordinasi group ini didasari oleh adanya jalur koordinasi mewakili koordinasi proteksi saluran distribusi 20 kV ini. Berdasarkan data setting rele proteksi yang tertera pada Tabel 4.9, dihasilkan kurva koordinasi arus (TCC) seperti Gambar 4.9.



**Gambar 4.9** Koordinasi rele proteksi gangguan fasa eksisting dari P. Kota sampai Generator 1 Sakabaja 2





**Gambar 4. 10** Single Line Typical 4 (P. Kota sampai Generator 1 Sakabaja 2)

Berikut ini merupakan keterangan pada lingkaran:

1. Time delay dari rele P. Kota (0,05s), rele #1 Sakabaja 2 (0,05s), P. Waisarissa (0,15s) dan In. Waisarissa (0,15s) sehingga tidak tergradding dengan baik. Sehingga apabila terjadi gangguan arus hubung singkat pada beban Kota, maka rele #1 Sakabaja 2, P. Waisarissa, In. Waisarissa dan rele P. Kota akan bekerja bersama-sama. Sehingga menjadi tidak selektif. Menurut *standard grading time* yang diizinkan adalah 0,2-0,4s. Permasalahan yang lainnya

adalah *setting instaneous* pada rele #1 Sakabaja 2 dan P. Kota yang menyebabkan *relay* aktif tiba-tiba dikarenakan *energize* trafo.

2. Rele P. Waisarissa, In. Waisarissa dan rele #1 Sakabaja 2 berpotongan. Relay yang berpotongan tidak diperbolehkan kecuali kurva *instaneous* berpotongan dengan kurva *instaneous*. Selain itu kesalahan pada lingkaran 2 yaitu relay 10 yang merupakan relay generator adalah bertipe *definite + definite*. Seharusnya kurva generator dapat bertipe *invers* saja atau *invers + definite*.

Dari hasil analisis yang telah dilakukan, maka direkomendasikan untuk melakukan *resetting* pada tipikal 4. Untuk melakukan *resetting* pada tipikal 4 ini, maka diperlukan perhitungan terlebih dahulu pada tiap rele. Dan hasilnya adalah sebagai berikut :

### **☑ Rele P. Kota**

*Manufacturer* : Merlin Gerin  
*Model* : Sepam  
*Curve Type* : *standart inverse time*  
*CT Ratio* : 100 / 5

#### Time Overcurrent Pickup

$1,05 \times \text{FLA Beban Puncak P. Kota} \leq I_{set} \leq 1,4 \times \text{FLA Beban Puncak P. Kota}$

$1,05 \times 30 \leq I_{set} \leq 1,4 \times 30$

$31,5 \leq I_{set} \leq 42$

Dipilih  $I_{set} = 35 \text{ A}$

$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{35}{100} = 0,35$

#### Time-dial

Dipilih waktu operasi ( $t_d$ ) = 0,1 s

$$t_d = \frac{0,14}{\left[\left(\frac{I}{I_s}\right)^{0,02-1}\right]} \times \frac{T}{2,97}$$

$$T = \frac{t_d \times 2,97 \times \left[\left(\frac{I}{I_s}\right)^{0,02-1}\right]}{0,14}$$

$$T = \frac{t_d \times 2,97 \times \left[\left(\frac{I_{sc} \text{ Max Bus 20 kv Piru}}{I_{set}}\right)^{0,02-1}\right]}{0,14}$$

$$T = \frac{0,1 \times 2,97 \times \left[ \left( \frac{453}{35} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

T = 0,1115 (dipilih time dial = 0,3) dipilih lebih dari hasil perhitungan

### Instantaneous Pickup

$$1,6 \text{ FLA} \leq I_{\gg} \leq 0,8 \times \text{Isc Min Bus 20 kv Piru}$$

$$1,6 \times 30 \leq I_{\gg} \leq 0,8 \times 361 \text{ A}$$

$$48 \leq I_{\gg} \leq 288,8 \text{ A}$$

Dipilih  $I_{\gg} = 100 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{\text{Iset}}{\text{CT primary}} = \frac{100}{100} = 1$$

Delay waktu = 0,1 sekon

### **Rele In Waisarisa**

*Manufacturer* : Merlin Gerin

*Model* : Sepam

*Curve Type* : *standart inverse time*

*CT Ratio* : 100 / 5

### Time Overcurrent Pickup

$1,05 \times \text{Beban penuh In Waisarisa} \leq \text{Iset} \leq 1,4 \times \text{Beban penuh In Waisarisa}$

$$1,05 \times 33 \leq \text{Iset} \leq 1,4 \times 33$$

$$34,65 \leq \text{Iset} \leq 46,2$$

Dipilih Iset = 40 A

$$\text{Tap} = \frac{\text{Iset}}{\text{CT primary}} = \frac{40}{100} = 0,4$$

### Time-dial

Dipilih waktu operasi ( $t_d$ ) = 0,3 s

$$t_d = \frac{0,14}{\left[ \left( \frac{I}{I_s} \right)^{0,02} - 1 \right]} \times \frac{T}{2,97}$$

$$T = \frac{t_d \times 2,97 \times \left[ \left( \frac{I}{I_s} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$T = \frac{t_d \times 2,97 \times \left[ \left( \frac{\text{Isc Max Bus 20 kv Piru}}{\text{Iset}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$T = \frac{0,3 \times 2,97 \times \left[ \left( \frac{453}{105} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

T = 0,188 (dipilih time dial = 0,6) dipilih lebih dari hasil perhitungan

### Instantaneous Pickup

$$1,6 \text{ FLA} \leq I_{\gg} \leq 0,8 \times \text{Isc Min Bus 20 kV Piru}$$

$$1,6 \times 33 \leq I_{\gg} \leq 0,8 \times 361 \text{ A}$$

$$52,8 \leq I_{\gg} \leq 288,8 \text{ A}$$

$$\text{Dipilih } I_{\gg} = 100 \text{ A}$$

$$\text{Tap} = \frac{I_{\text{set}}}{CT_{\text{primary}}} = \frac{100}{100} = 1$$

$$\text{Delay waktu} = 0,3 \text{ sekon}$$

### ☑ Rele P. Waisarisa

*Manufacturer* : Merlin Gerin

*Model* : Sepam

*Curve Type* : standart inverse time

*CT Ratio* : 100 / 5

### Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA seluruh beban} \leq I_{\text{set}} \leq 1,4 \times \text{FLA seluruh beban}$$

$$1,05 \times 33 \leq I_{\text{set}} \leq 1,4 \times 97,42$$

$$34,65 \leq I_{\text{set}} \leq 136,388$$

$$\text{Dipilih } I_{\text{set}} = 40 \text{ A}$$

$$\text{Tap} = \frac{I_{\text{set}}}{CT_{\text{primary}}} = \frac{40}{100} = 0,4$$

### Time-dial

Dipilih waktu operasi ( $t_d$ ) = 0,5 s

$$t_d = \frac{0,14}{\left[\left(\frac{I}{I_s}\right)^{0,02} - 1\right]} \times \frac{T}{2,97}$$

$$T = \frac{t_d \times 2,97 \times \left[\left(\frac{I}{I_s}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$

$$T = \frac{t_d \times 2,97 \times \left[\left(\frac{\text{Isc Max Bus 20 kv Piru}}{I_{\text{set}}}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$

$$T = \frac{0,5 \times 2,97 \times \left[\left(\frac{680}{105}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$

T = 0,403 (dipilih time dial = 0,6) dipilih lebih dari hasil perhitungan

### Instantaneous Pickup

$$1,6 \text{ FLA} \leq I_{\gg} \leq 0,8 \times \text{Isc Min Bus 20 kV Kairatu}$$

$$1,6 \times 33 \leq I_{\gg} \leq 0,8 \times 512 \text{ A}$$

$$52,8 \leq I_{\gg} \leq 409,6 \text{ A}$$

$$\text{Dipilih } I_{\gg} = 105 \text{ A}$$

$$\text{Tap} = \frac{I_{\text{set}}}{\text{CT primary}} = \frac{105}{100} = 1,05$$

Delay waktu = 0,5 sekon

### **☑ Rele G1 Sakabaja 2**

Manufacturer : SEG

Model : IRI1

Curve Type : standart inverse time

CT Ratio : 2500 / 5

#### Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA G1 Sakabaja 2} \leq I_{\text{set}} \leq 1,4 \times \text{FLA G1 Sakabaja 2}$$

$$1,05 \times 2547 \leq I_{\text{set}} \leq 1,4 \times 2547$$

$$2674,35 \leq I_{\text{set}} \leq 3565,8$$

Dipilih Iset = 2675 A

$$\text{Tap} = \frac{I_{\text{set}}}{\text{CT primary}} = \frac{2675}{2500} = 1,07$$

#### Time-dial

Dipilih waktu operasi ( $t_d$ ) = 0,7 s

$$t_d = \frac{0,14}{\left[\left(\frac{I}{I_{\text{set}}}\right)^{0,02} - 1\right]} \times T$$

$$T = \frac{t_d \times \left[\left(\frac{I}{I_{\text{set}}}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$

$$T = \frac{t_d \times \left[\left(\frac{I_{\text{sc Max Bus 7}}}{I_{\text{set}}}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$

$$T = \frac{0,7 \times \left[\left(\frac{15950}{2675}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$

T = 0,12 (dipilih time dial = 0,3) dipilih lebih dari hasil perhitungan

#### Instantaneous Pickup

$$1,6 \text{ FLA} \leq I_{\gg} \leq 0,8 \times I_{\text{sc Min Bus 7}}$$

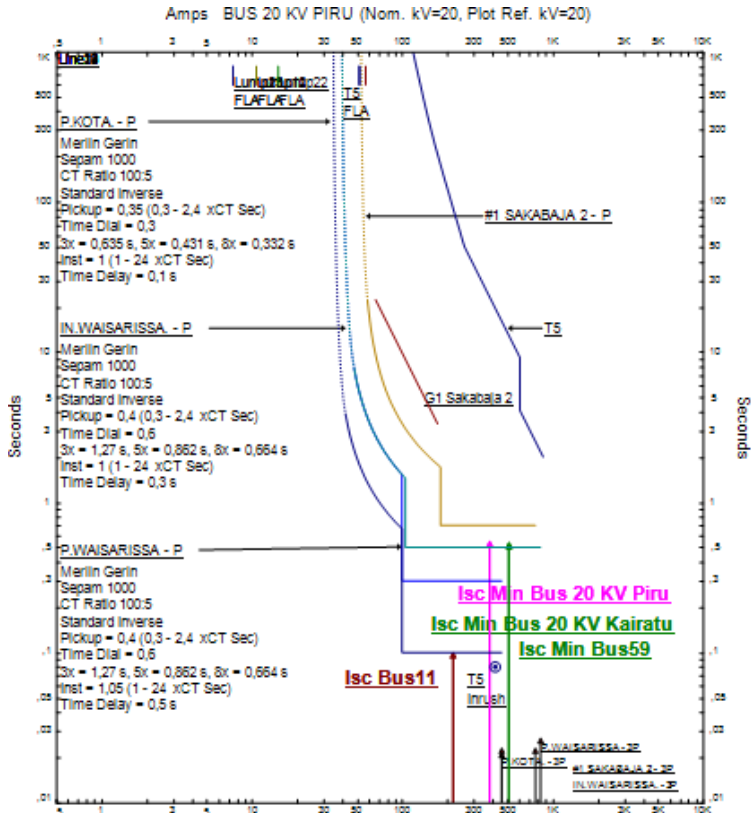
$$1,6 \times 2675 \leq I_{\gg} \leq 0,8 \times 12230 \text{ A}$$

$$4280 \leq I_{\gg} \leq 9784 \text{ A}$$

Dipilih  $I_{\gg}$  = 9000 A

$$\text{Tap} = \frac{I_{\text{set}}}{\text{CT primary}} = \frac{9000}{2500} = 3,6$$

Delay waktu = 0,7 sekon



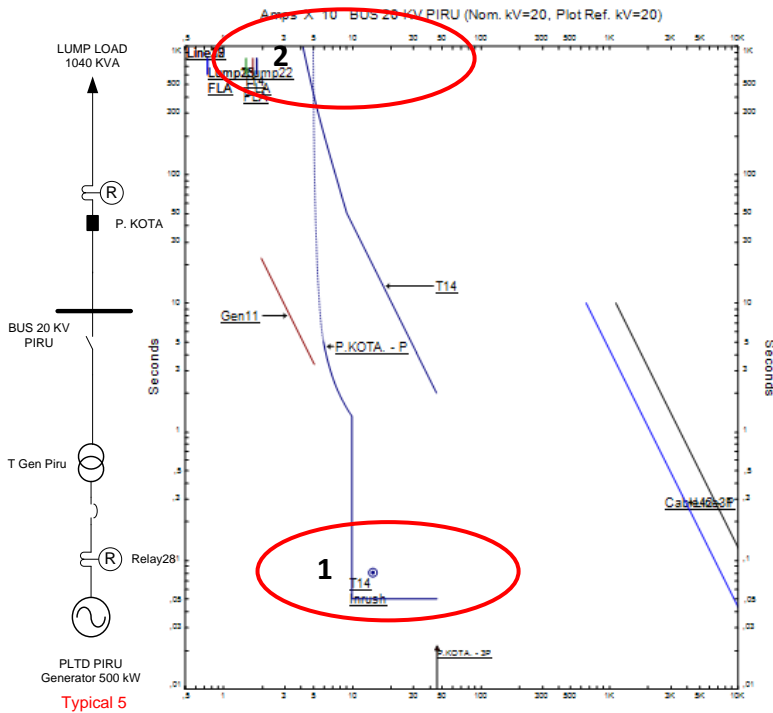
**Gambar 4. 11** Koordinasi rele gangguan fasa *resetting* dari P. Kota sampai Generator 1 Sakabaja 2

Dari hasil perhitungan ulang tipikal 4 didapatkan plot Time Current Curve (TCC) seperti pada Gambar 4.11, dimana seluruh rele telah disetel ulang. Pembeneran pada TCC yang telah dilakukan antara lain :

1. Melakukan *grading* waktu rele P. Kota (0,1s), relay In. Waisarissa (0,3s), relay P. Waisarissa (0,5s) dan relay #1 Sakabaja 2 (0,7s).
2. Mengkoordinasi kurva antar relay agar tidak saling bertabrakan.
3. *Mensetting* kurva relay #1 Sakabaja 2 menjadi *invers + definite*.
4. Menaikkan *grading time* agar tidak bertabrakkan dengan *inrush* trafo.

### 4.3.5 Koordinasi Proteksi Fasa Tipikal 5

Typical koordinasi untuk gangguan fasa yang digunakan merupakan koordinasi rele pengaman arus lebih gangguan fasa dari beban pada feeder P. Kota sampai PLTD Piru. Pemilihan koordinasi group ini didasari oleh adanya jalur koordinasi mewakili koordinasi proteksi saluran distribusi 20 kV. Berdasarkan data *setting* rele proteksi yang tertera pada Tabel 4.9, dihasilkan kurva koordinasi arus (TCC) seperti Gambar 4.12.



**Gambar 4. 12** Koordinasi rele proteksi gangguan fasa eksisting dari P. Kota sampai PLTD Piru

Berikut ini merupakan keterangan pada lingkaran:

1. *Setting instaneous* pada P. Kota yang menyebabkan *relay* aktif tiba-tiba dikarenakan *energize* trafo. Kemudian masalah yang lainnya adalah rele PLTD Piru tidak diaktifkan.
2. Kurva rele P. Kota menabrak *damage curve* T Gen Piru.

Dari hasil analisis yang telah dilakukan, maka direkomendasikan untuk melakukan *resetting* pada tipikal 5. Untuk melakukan *resetting* pada tipikal 4 ini, maka diperlukan perhitungan terlebih dahulu pada tiap rele. Dan hasilnya adalah sebagai berikut :

**☑ Rele P. Kota**

*Manufacturer* : Merlin Gerin  
*Model* : Sepam  
*Curve Type* : *standart inverse time*  
*CT Ratio* : 100 / 5

*Time Overcurrent Pickup*

$1,05 \times \text{FLA Beban Puncak P. Kota} \leq I_{set} \leq 1,4 \times \text{FLA Beban Puncak P. Kota}$

$1,05 \times 30 \leq I_{set} \leq 1,4 \times 30$

$31,5 \leq I_{set} \leq 42$

Dipilih  $I_{set} = 35 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{35}{100} = 0,35$$

*Time-dial*

Dipilih waktu operasi ( $t_d$ ) = 0,1 s

$$t_d = \frac{0,14}{\left[\left(\frac{I}{I_s}\right)^{0,02}-1\right]} \times \frac{T}{2,97}$$

$$T = \frac{t_d \times 2,97 \times \left[\left(\frac{I}{I_s}\right)^{0,02}-1\right]}{0,14}$$

$$T = \frac{t_d \times 2,97 \times \left[\left(\frac{I_{sc} \text{ Max Bus 20 kv Piru}}{I_{set}}\right)^{0,02}-1\right]}{0,14}$$

$$T = \frac{0,1 \times 2,97 \times \left[\left(\frac{453}{35}\right)^{0,02}-1\right]}{0,14}$$

$T = 0,1115$  (dipilih time dial = 0,3) dipilih lebih dari hasil perhitungan



Instantaneous Pickup

$$1,6 \text{ FLA} \leq I_{\gg} \leq 0,8 \times \text{Isc Min Bus 20 kV Piru}$$

$$1,6 \times 30 \leq I_{\gg} \leq 0,8 \times 361 \text{A}$$

$$48 \leq I_{\gg} \leq 288,8 \text{A}$$

Dipilih  $I_{\gg} = 100 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{\text{Iset}}{\text{CT primary}} = \frac{100}{100} = 1$$

Delay waktu = 0,1 sekon

**Relay PLTD Piru (Relay28)**

Manufacturer : Basler Electric

Model : BE1-1051

Curve Type : standart inverse time

CT Ratio : 2500 / 5

Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA PLTD Piru} \leq \text{Iset} \leq 1,4 \times \text{FLA PLTD Piru}$$

$$1,05 \times 849 \leq \text{Iset} \leq 1,4 \times 849$$

$$891,45 \leq \text{Iset} \leq 1188,6$$

Dipilih Iset = 900 A

$$\text{Tap} = \frac{\text{CT secondary}}{\text{CT primary}} \times \text{Iset} = \frac{5}{2500} \times 900 = 1,8$$

Time-dial

Dipilih waktu operasi ( $t_d$ ) = 0,5 s

$$t_d = \frac{0,014 \times T}{\left[\left(\frac{I}{I_s}\right)^{0,02} - 1\right]} + 0,028$$

$$T = \frac{[t_d - 0,028] \times \left[\left(\frac{I}{I_s}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,014}$$

$$T = \frac{[t_d - 0,028] \times \left[\left(\frac{\text{Isc Max Bus 84}}{\text{Iset}}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,014}$$

$$T = \frac{[0,5 - 0,028] \times \left[\left(\frac{15070}{900}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,014}$$

T = 1,95 (dipilih time dial = 1,95) dipilih lebih dari hasil perhitungan

Instantaneous Pickup

$$1,6 \text{ FLA} \leq I_{\gg} \leq 0,8 \times \text{Isc Min Bus 84}$$

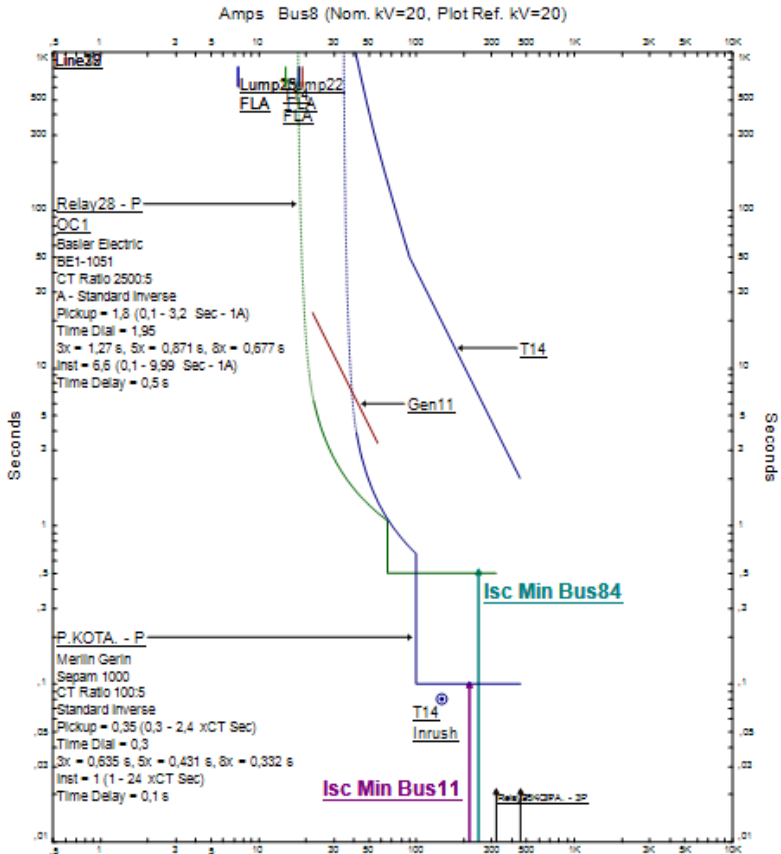
$$1,6 \times 849 \leq I_{\gg} \leq 0,8 \times 12140 \text{ A}$$

$$1358,4 \leq I_{\gg} \leq 9712 \text{ A}$$

Dipilih  $I_{\gg} = 3350 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{CT_{\text{secondary}}}{CT_{\text{primary}}} \times \text{Iset} = \frac{5}{2500} \times 3350 = 6,6$$

Delay waktu = 0,5 sekon



**Gambar 4. 13** Koordinasi rele gangguan fasa *resetting* dari P. Kota sampai PLTD Piru

Dari hasil perhitungan ulang tipikal 5 didapatkan plot Time Current Curve (TCC) seperti pada Gambar 4.13, dimana seluruh rele telah disetel ulang. Pembeneran pada TCC yang telah dilakukan antara lain :

1. Mengaktifkan dan mensetting relay PLTD Piru.

2. Melakukan grading waktu rele P. Kota (0,1s) dan rele PLTD Piru (0,5s).
3. Mengkoordinasi kurva antar relay agar tidak saling bertabrakan.

#### **4.4 Koordinasi Proteksi Ke Tanah**

Pada koordinasi proteksi gangguan ke tanah sistem distribusi kairatu dan piru menggunakan tipikal yang sama sesuai dengan Gambar 4.1.1 dan Gambar 4.1.2. Sebelum melakukan analisis koordinasi proteksi gangguan ke tanah, sebaiknya menganalisis terlebih dahulu sistem pentanahan yang digunakan pada distribusi Kairatu dan Piru.

##### **4.4.1 Sistem Pembumian Pada Distribusi Kairatu**

Kondisi sistem pembumian/pentanahan eksisting yang terpasang pada sitem distribusi Kairatu adalah sebagai berikut:

1. NGR yang digunakan pada Trafo pembangkit Kairatu adalah NGR 80 Ohm (150A)
2. Netral Trafo Mesin Sewa Sakabaja 1 tidak terhubung dengan NGR 80 Ohm atau dalam keadaan floating

Dari kondisi tersebut apabila unit sewa Sakabaja 1 beroperasi sendiri tanpa mesin PLN Beroperasi maka sistem Kairatu menjadi Floating, sehingga gangguan fasa-tanah tidak akan terdeteksi dan penyulang tidak trip serta membahayakan peralatan maupun mahluk hidup. Jika Sakabaja 1 beroperasi sendiri tanpa paralel dengan mesin PLN maka Penyulang yang tidak terdeteksi Ground fault yaitu P.Rumahkai, P.Kairatu dan P.Waiselang. Oleh karena itu, saran kami untuk pihak Sakabaja 1 memasang kabel Netral Trafo Step up ke NGR 80 Ohm. Dari sistem pentanahan yang disarankan, maka apabila terjadi arus hubung singkat 1 fasa ketanah pada tegangan 20 kV akan bernilai 150A

##### **4.4.2 Sistem Pembumian Pada Distribusi Piru**

Kondisi sistem pembumian/pentanahan eksisting yang terpasang pada sitem Piru adalah sebagai berikut:

1. Sistem Piru Interkoneksi dengan sistem Kairatu melalui SUTM P.Waisarissa dan disuplai oleh unit mesin Sewa Sakabaja 2.
2. Pentanahan pada trafo SAKABAJA 2 menggunakan NGR 80 Ohm
3. Pentanahan pada trafo PLTD Piru menggunakan NGR 80 Ohm tetapi dalam kondisi tidak dioperasikan (rusak) sehingga Netral

Trafo Step Up mesin PLTD Piru terhubung langsung ke ground ( solid )

#### 4.4.3 Sistem Pembumian Setelah Pemasangan PLTS

Kondisi sistem pembumian/pentanahan yang terpasang pada sitem Piru setelah pemasangan PLTS adalah sebagai berikut:

1. Pentanahan pada Trafo SAKABAJA 1 sisi 20 kV menggunakan NGR 80 ohm (150A).
2. Pentanahan pada Trafo SAKABAJA 2 sisi 20 kV menggunakan NGR 80 ohm (150A).
3. Mengaktifkan pentanahan pada trafo PLTD Piru pada sisi 20 kV menggunakan NGR 80 Ohm.
4. Pentanahan pada Trafo PLTS sisi 6 kV menggunakan NGR 80 ohm (150A).

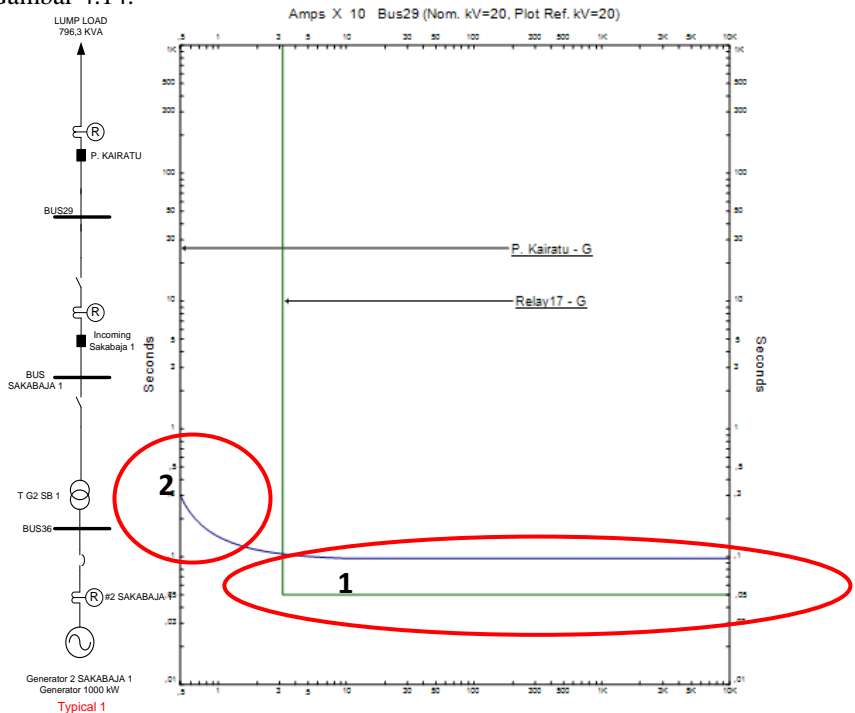
Dari sistem pentanahan yang disarankan diatas, maka apabila terjadi arus hubung singkat 1 fasa ketanah pada tegangan 20 kV dan 6 kV akan bernilai 150A .

**Tabel 4. 10** Data Setting Rele Proteksi Gangguan ke Tanah Eksisting pada Sistem PLN (Kairatu-Piru)

No	Device Relay	Ratio CT	NGR (A)	Iset (A)	Tset (sec)
Wilayah Kairatu					
1.	P. Kairatu	40:5	150	5	0,1
2.	P. Rumakai	40:5	150	10	0,1
3.	P.Waiselang	40:5	150	15	0,15
4.	Incoming Sakabaja 1	40:5	150	32	0,05
Wilayah Piru					
1.	P. Waikawa	40:5	150	10	0,05
2.	P. Uhe	40:5	150	8	0,05
3.	P. Kota	40:5	150	10	0,1
5.	IN.Waisarisa	40:5	150	16	0,15
6.	P.Waisarisa	40:5	150	16	0,15

#### 4.4.4 Koordinasi Gangguan Tanah Tipikal 1

Tipikal koodinasi gangguan ke tanah yang digunakan merupakan koordinasi rele pengaman arus lebih gangguan ke tanah dari beban pada P. Kairatu sampai Generator 2 Sakabaja 1. Pemilihan koordinasi group ini didasari oleh adanya jalur koordinasi mewakili koordinasi proteksi saluran distribusi 20 kV. Berdasarkan data setting rele proteksi yang tertera pada Tabel 4.10, dihasilkan kurva koordinasi arus (TCC) seperti Gambar 4.14.



**Gambar 4. 14** Koordinasi rele proteksi gangguan ke tanah eksisting dari P. Kairatu sampai Generator 2 Sakabaja 1

Pada koordinasi eksisting terdapat beberapa koordinasi yang masih harus disempurnakan, hal itu di tandai dengan lingkaran merah yang berada pada kurva TCC pada gambar 4.14.

Berikut ini merupakan keterangan pada lingkaran:

1. Time delay dari rele Kairatu (0,1s) dan Incoming Sakabaja (0,05s) tidak tergradding dengan baik. Sehingga apabila terjadi gangguan arus hubung singkat pada beban Kairatu, maka rele Kairatu dan rele P Waisarissa akan bekerja bersama-sama. Sehingga menjadi tidak selektif. Menurut Standard *gradding time* yang diizinkan adalah 0,2-0,4s
2. Kurva yang digunakan pada koordinasi gangguan ketanah sebaiknya menggunakan kurva *Definite* dikarenakan gangguan arus hubung singkat 1 fasa ketanah yang sudah pasti.

Dari hasil analisis yang telah dilakukan, maka direkomendasikan untuk melakukan resetting pada tipikal 1. Untuk melakukan resetting pada tipikal 1 ini, maka diperlukan perhitungan terlebih dahulu pada tiap rele.

#### **☑ Relay P.Kairatu**

*Curve Type* : *Definite Time*

*CT Ratio* : 40 / 5

#### **Time Overcurrent Pickup**

(5-15 %)  $Ingr < I_{\gg} < 50 \% Ingr$

(10%)  $150 A < I_{\gg} < 50\% 150 A$

$15 < I_{\gg} < 75$

Dipilih  $I_{\gg} = 40 A$

$Tap = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{40}{40} = 1$

Time dial = 0,1 s

#### **Instantaneous Pickup**

*Setting Instantaneus* : *Disable*

#### **☑ Relay Incoming Sakabaja**

*Curve Type* : *Definite Time*

*CT Ratio* : 40 / 5

#### **Time Overcurrent Pickup**

(5-15 %)  $Ingr < I_{\gg} < 50 \% Ingr$

(10%)  $150 A < I_{\gg} < 50\% 150 A$

$15 < I_{\gg} < 75$

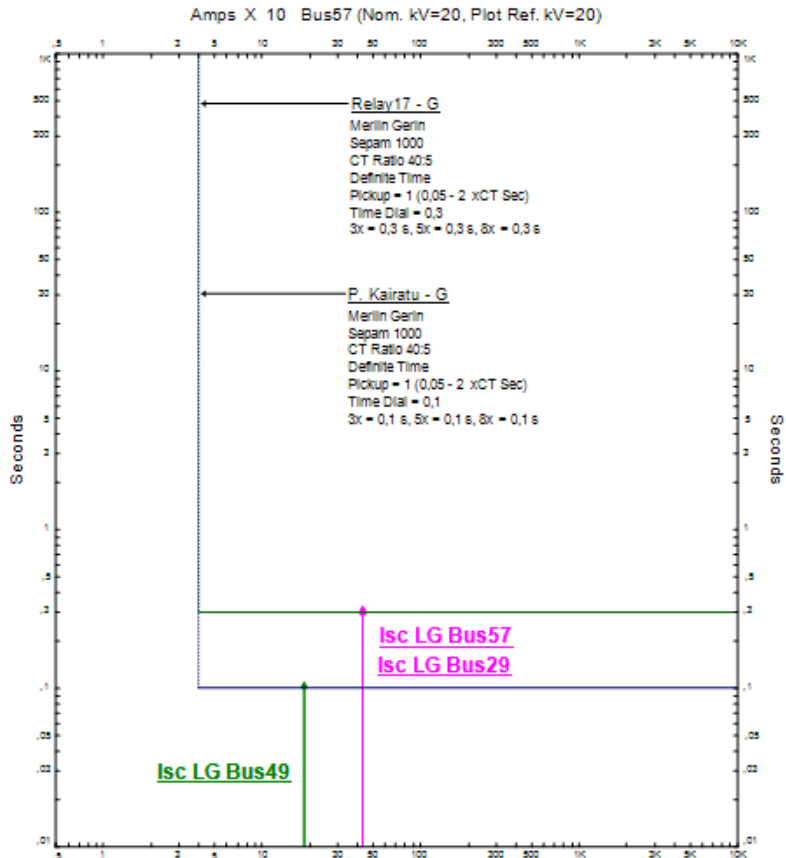
Dipilih  $I_{\gg} = 40 A$

$$\text{Tap} = \frac{I_{\text{set}}}{CT_{\text{primary}}} = \frac{40}{40} = 1$$

Time dial = 0,3 s

Instantaneous Pickup

Setting Instantaneus : Disable



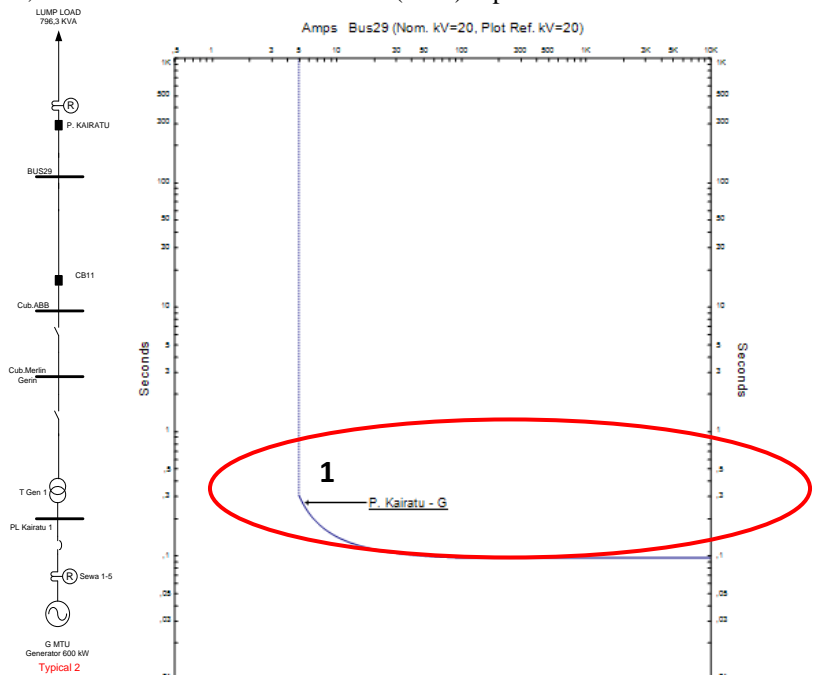
**Gambar 4. 15** Koordinasi rele proteksi gangguan ketanah *resetting* dari P. Kairatu sampai Generator 2 Sakabaja 1

Dari hasil perhitungan ulang tipikal 1 didapatkan plot Time Current Curve (TCC) untuk rele *ground fault* seperti pada Gambar 4.15, dimana seluruh rele telah disetel ulang. Pembeneran pada TCC yang telah dilakukan antara lain :

1. Melakukan grading waktu rele P. Kairatu (0,1s) dan rele Incoming Sakabaja (0,3s).
2. Mengganti kurva TCC menjadi *definite*

#### 4.4.5 Koordinasi Gangguan Tanah Tipikal 2

Tipikal koodinasi gangguan ke tanah yang digunakan merupakan koordinasi rele pengaman arus lebih gangguan ke tanah dari beban pada P. Kairatu sampai G MTU. Pemilihan koordinasi group ini didasari oleh adanya jalur koordinasi mewakili koordinasi proteksi saluran distribusi 20 kV. Berdasarkan data setting rele proteksi yang tertera pada Tabel 4.10, dihasilkan kurva koordinasi arus (TCC) seperti Gambar 4.16.



**Gambar 4. 16** Koordinasi rele proteksi gangguan ke tanah eksisting dari P. Kairatu sampai G MTU



Dari hasil analisis yang telah dilakukan, maka direkomendasikan untuk melakukan resetting pada tipikal 2. Untuk melakukan resetting pada tipikal 2 ini, maka diperlukan perhitungan terlebih dahulu pada tiap rele.

**☑ Relay P.Kairatu**

*Curve Type* : *Definite Time*

*CT Ratio* : 40 / 5

*Time Overcurrent Pickup*

(5-15 %)  $I_{gr} < I_{\gg} < 50 \% I_{gr}$

(10%)  $150 \text{ A} < I_{\gg} < 50\% 150 \text{ A}$

$15 < I_{\gg} < 75$

Dipilih  $I_{\gg} = 40 \text{ A}$

Tap =  $\frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{40}{40} = 1$

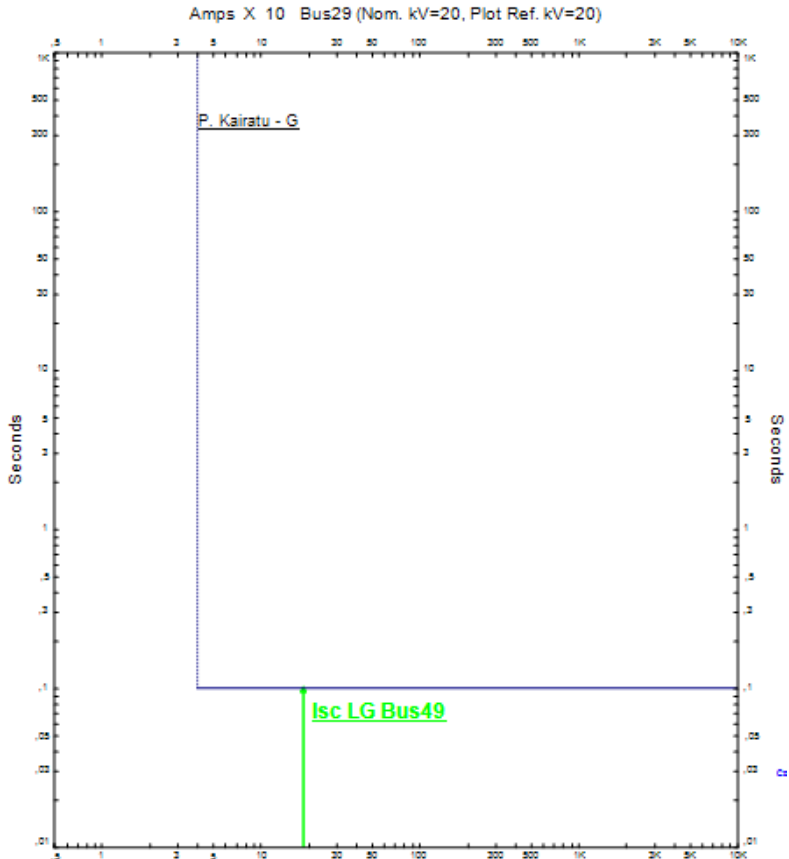
Time dial = 0,1 s

*Instantaneous Pickup*

*Setting Instantaneus* : *Disable*

Dari hasil perhitungan ulang tipikal 2 didapatkan plot Time Current Curve (TCC) untuk rele *ground fault* seperti pada Gambar 4.17, dimana seluruh rele telah disetel ulang. Pembeneran pada TCC yang telah dilakukan antara lain :

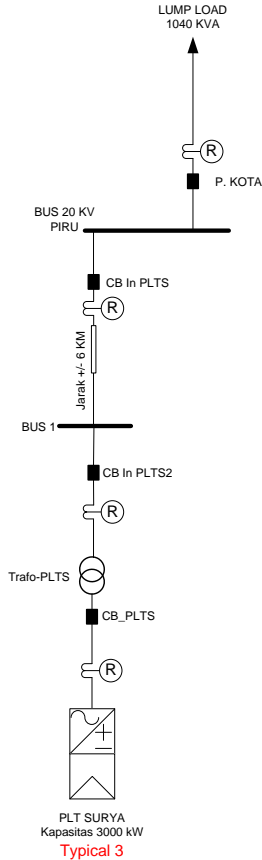
1. Mengganti kurva TCC P Kairatu menjadi *definite*



**Gambar 4. 17** Koordinasi rele proteksi gangguan ketanah *resetting* dari P. Kairatu sampai G MTU

### 4.4.6 Koordinasi Gangguan Tanah Tipikal 3

Pada koordinasi proteksi gangguan tanah tipikal 3 ini tidak memiliki *setting existing* dikarenakan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) belum terpasang. Berikut merupakan single line diagram tipikal 3 jika PLTS telah terpasang, yang ditunjukkan oleh gambar 4.18. Dari gambar tersebut dapat ditunjukkan koordinasi rele gangguan ke tanah dari beban pada feeder P. Kota sampai PLTS.



**Gambar 4. 18** Single Line Typical 3 (P. Kota sampai PLTS)

untuk *typical 3* merupakan pemasangan awal untuk Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) sehingga perlu koordinasi awal proteksi gangguan ke tanah yang digunakan pada jalur PLTS kearah sistem. Jalur yang akan diproteksi adalah dari rele P. Kota hingga rele PLTS. Berikut perhitungannya:

**☑ Relay P. Kota**

*Curve Type* : *Definite Time*

*CT Ratio* : 40 / 5

*Time Overcurrent Pickup*

(5-15 %)  $Ingr < I_{\gg} < 50 \% Ingr$

(10%)  $150 A < I_{\gg} < 50\% 150 A$

$15 < I_{\gg} < 75$

Dipilih  $I_{\gg} = 40 A$

$$Tap = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{40}{40} = 1$$

Time dial = 0,1 s

*Instantaneous Pickup*

*Setting Instantaneus : Disable*

**☑ Rele In PLTS (Relay13)**

*Curve Type* : *Definite Time*

*CT Ratio* : 40 / 5

*Time Overcurrent Pickup*

(5-15 %)  $Ingr < I_{\gg} < 50 \% Ingr$

(10%)  $150 A < I_{\gg} < 50\% 150 A$

$15 < I_{\gg} < 75$

Dipilih  $I_{\gg} = 40 A$

$$Tap = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{40}{40} = 1$$

Time dial = 0,3 s

*Instantaneous Pickup*

*Setting Instantaneus : Disable*

**☑ Rele In PLTS2 (Relay14)**

Curve Type : Definite Time

CT Ratio : 40 / 5

Time Overcurrent Pickup

(5-15 %) Ingr < I<sub>>></sub> < 50 % Ingr

(10%) 150 A < I<sub>>></sub> < 50% 150 A

15 < I<sub>>></sub> < 75

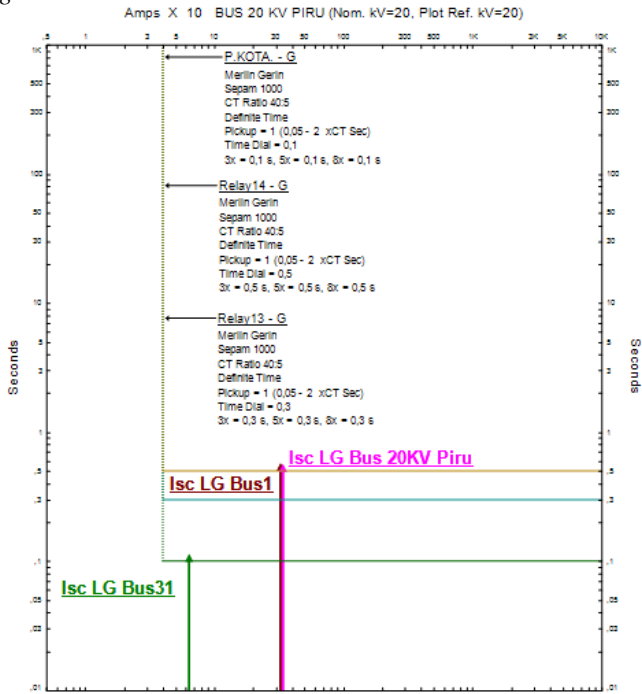
Dipilih I<sub>>></sub> = 40 A

$$\text{Tap} = \frac{I_{\text{set}}}{CT_{\text{primary}}} = \frac{40}{40} = 1$$

Time dial = 0,5 s

Instantaneous Pickup

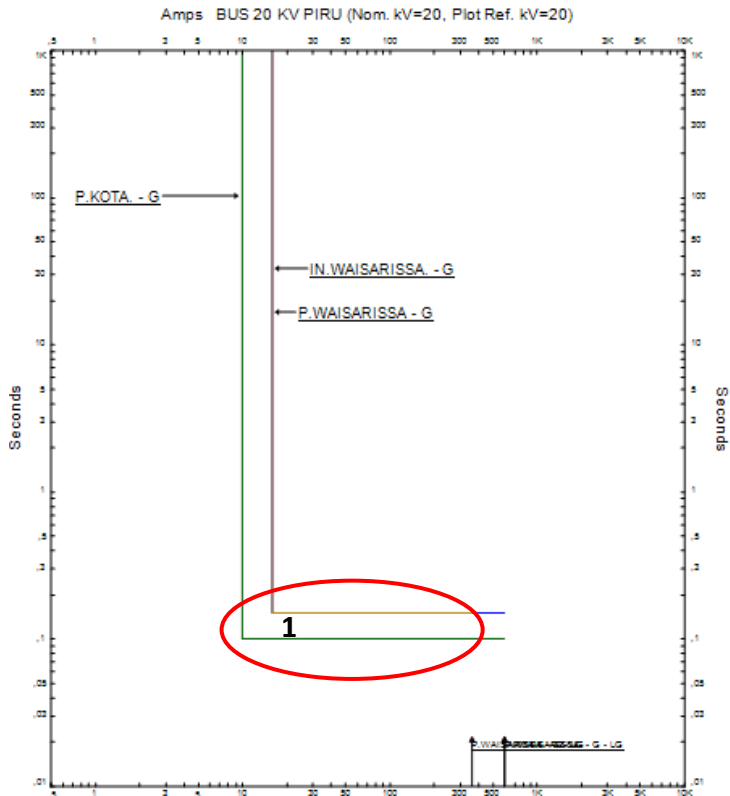
Setting Instantaneous : Disable



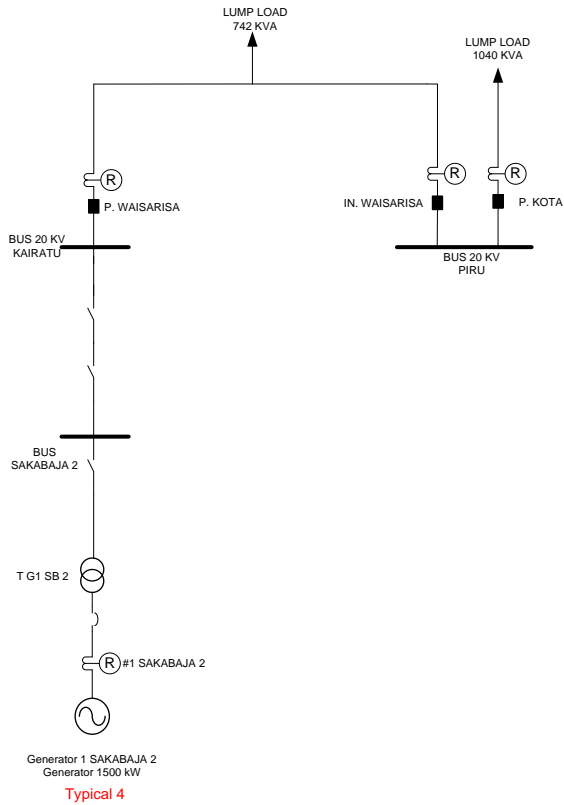
**Gambar 4. 19** Setting koordinasi rele proteksi gangguan ketanah dari P. Kota sampai PLTS

#### 4.4.7 Koordinasi Gangguan Tanah Tipikal 4

Tipikal koordinasi gangguan fasa yang digunakan merupakan koordinasi rele pengaman arus lebih gangguan fasa dari beban pada feeder P. Kota sampai Generator 1 Sakabaja 2. Pemilihan koordinasi group ini didasari oleh adanya jalur koordinasi mewakili koordinasi proteksi saluran distribusi 20 kV ini. Berdasarkan data setting rele proteksi yang tertera pada Tabel 4.10, dihasilkan kurva koordinasi arus (TCC) seperti Gambar 4.20.



**Gambar 4. 20** Koordinasi rele proteksi gangguan ke tanah eksisting dari P. Kota sampai Generator 1 Sakabaja 2



**Gambar 4. 21** Single Line Typical 4 (P. Kota sampai Generator 1 Sakabaja 2)

Berikut ini merupakan keterangan pada lingkaran:

1. Time delay dari rele P. Kota (0,1s) , In Waisarissa (0,15s) dan P. Waissarissa (0,15s) tidak tergrading dengan baik. Sehingga apabila terjadi gangguan fasa ketanah pada beban Kota, maka rele Kairatu dan rele P Waisarissa akan bekerja bersama-sama. Sehingga menjadi tidak selektif. Menurut Standard *grading time* yang diizinkan adalah 0,2-0,4s

Dari hasil analisis yang telah dilakukan, maka direkomendasikan untuk melakukan *resetting* pada tipikal 4. Untuk melakukan *resetting* pada tipikal 4 ini, maka diperlukan perhitungan terlebih dahulu pada tiap rele-rele *ground fault*. Dan hasilnya adalah sebagai berikut :

**☑ Relay P. Kota**

*Curve Type* : *Definite Time*

*CT Ratio* : 40 / 5

*Time Overcurrent Pickup*

(5-15 %)  $I_{gr} < I_{gr} < 50\% I_{gr}$

(10%)  $150\text{ A} < I_{gr} < 50\% 150\text{ A}$

$15 < I_{gr} < 75$

Dipilih  $I_{gr} = 40\text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{40}{40} = 1$$

Time dial = 0,1 s

*Instantaneous Pickup*

*Setting Instantaneus* : *Disable*

**☑ Rele In Waisarisa**

*Curve Type* : *Definite Time*

*CT Ratio* : 40 / 5

*Time Overcurrent Pickup*

(5-15 %)  $I_{gr} < I_{gr} < 50\% I_{gr}$

(10%)  $150\text{ A} < I_{gr} < 50\% 150\text{ A}$

$15 < I_{gr} < 75$

Dipilih  $I_{gr} = 40\text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{40}{40} = 1$$

Time dial = 0,3 s

*Instantaneous Pickup*

*Setting Instantaneus* : *Disable*

**☑ Rele P. Waisarisa**

*Curve Type* : *Definite Time*

*CT Ratio* : 40 / 5



Time Overcurrent Pickup

(5-15 %)  $I_{gr} < I_{set} < 50 \% I_{gr}$

(10%)  $150 A < I_{set} < 50\% 150 A$

$15 < I_{set} < 75$

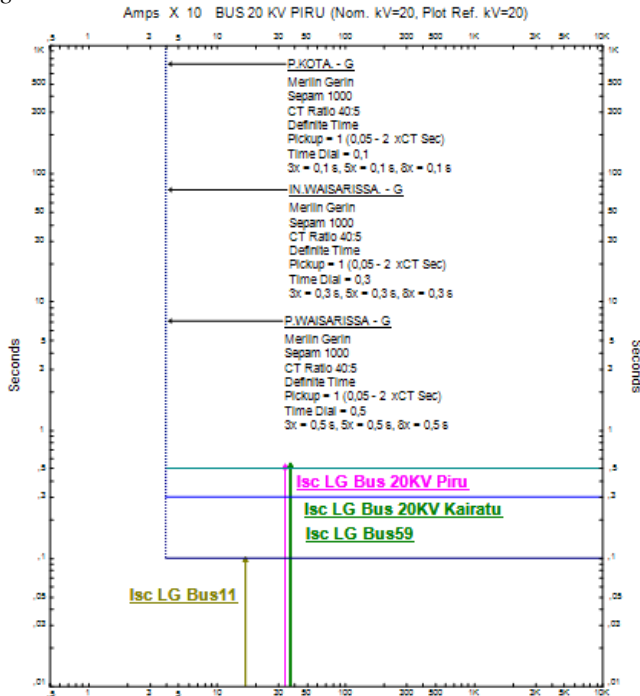
Dipilih  $I_{set} = 40 A$

$$Tap = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{40}{40} = 1$$

Time dial = 0,5 s

Instantaneous Pickup

Setting Instantaneous : Disable



**Gambar 4. 22** Koordinasi rele proteksi gangguan ke tanah *resetting* dari P. Kota sampai Generator 1 Sakabaja 2

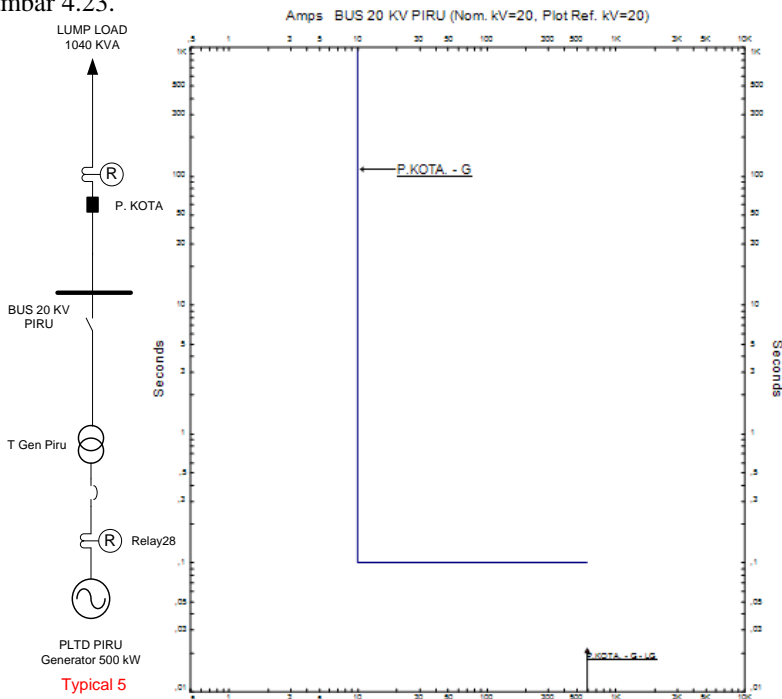
Dari hasil perhitungan ulang tipikal 1 didapatkan plot Time Current Curve (TCC) untuk rele *ground fault* seperti pada Gambar 4.22, dimana

seluruh rele telah disetel ulang. Pembeneran pada TCC yang telah dilakukan antara lain :

1. Melakukan grading waktu rele P. Kota (0,1s), In Waisarissa (0,3s) dan P. Waissarissa (0,5s).

#### 4.4.8 Koordinasi Proteksi Fasa Tipikal 5

*Typical* koordinasi untuk gangguan fasa yang digunakan merupakan koordinasi rele pengaman arus lebih gangguan fasa dari beban pada feeder P. Kota sampai PLTD Piru. Pemilihan koordinasi group ini didasari oleh adanya jalur koordinasi mewakili koordinasi proteksi saluran distribusi 20 kV. Berdasarkan data *setting* rele proteksi yang tertera pada Tabel 4.10, dihasilkan kurva koordinasi arus (TCC) seperti Gambar 4.23.



**Gambar 4. 23** Koordinasi rele proteksi gangguan ke tanah eksisting dari P. Kota sampai PLTD Piru

Dari hasil analisis yang telah dilakukan, *setting* rekomendasi dari *typical* 5 sama dengan *typical* 4 untuk rele P. Kota

**☑ Relay P. Kota**

*Curve Type* : *Definite Time*

*CT Ratio* : 40 / 5

*Time Overcurrent Pickup*

(5-15 %)  $Ingr < I_{>>} < 50\% Ingr$

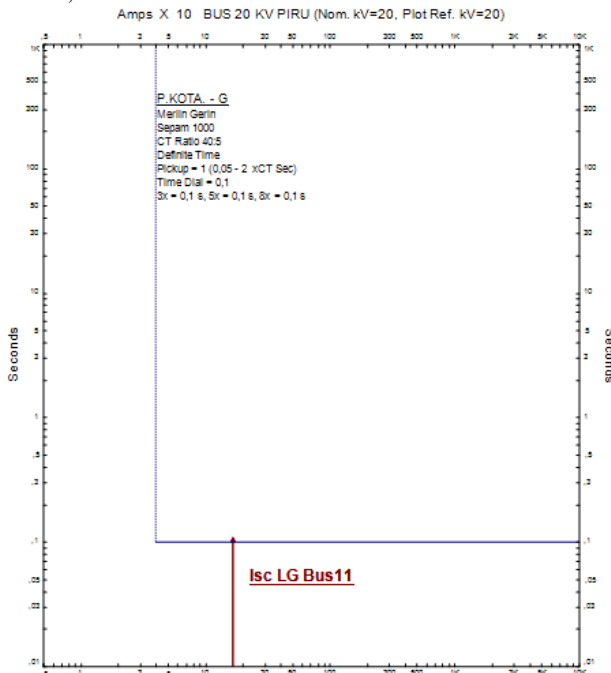
(10%)  $150 A < I_{>>} < 50\% 150 A$

$15 < I_{>>} < 75$

Dipilih  $I_{>>} = 40 A$

$$\text{Tap} = \frac{I_{\text{set}}}{CT_{\text{primary}}} = \frac{40}{40} = 1$$

Time dial = 0,1 s



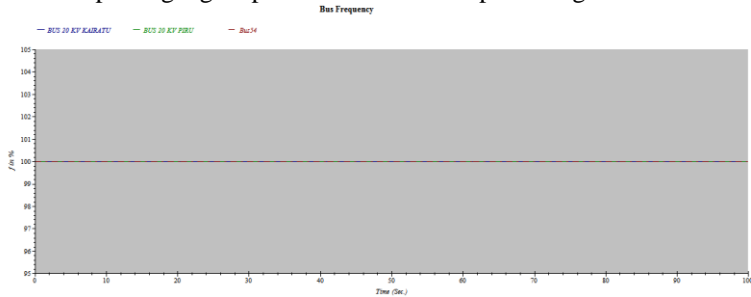
**Gambar 4. 24** Koordinasi rele proteksi gangguan ke tanah resetting dari P. Kota sampai PLTD Piru

## 4.5 Simulasi Stabilitas Transien

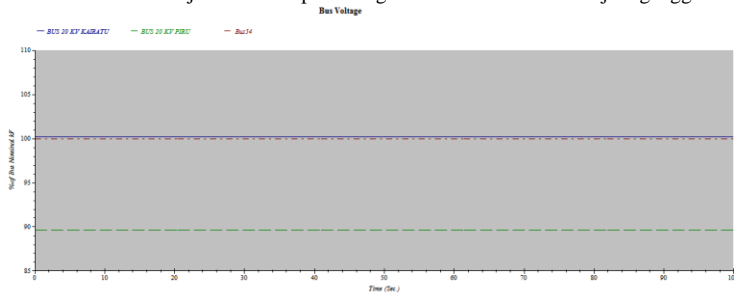
Pada sub-bab ini akan dijelaskan mengenai hasil dari analisa stabilitas transien dari setiap *case-case* yang telah dijelaskan di atas dan kemudian hasil *running software* etap 12.6.0 akan ditampilkan pada sub-bab ini berupa gambar respon frekuensi dan respon tegangan untuk memperjelas analisa stabilitas transien.

Sebelum sistem diberikan *case-case* maka sistem dicek terlebih dahulu respon frekuensi maupun respon tegangannya, fungsinya untuk mengetahui sistem stabil atau tidak. Jikalau sistem tidak stabil maka analisa stabilitas transient susah untuk dilakukan.

Berikut respon frekuensi pada gambar 4.25 dan gambar 4.26 untuk respon tegangan pada sistem sebelum pemasangan PLTS.



**Gambar 4. 25** Respon frekuensi pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 sebelum pemasangan PLTS dan sebelum terjadi gangguan.



**Gambar 4. 26** Respon tegangan pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 sebelum pemasangan PLTS dan sebelum terjadi gangguan.

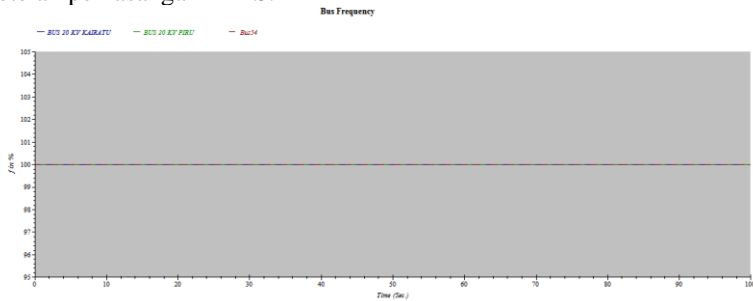
Dari gambar 4.25 dan gambar 4.26 dapat diketahui bahwa respon frekuensi dan tegangan telah stabil. Hal ini dikarenakan tidak ada lonjakan, *drop* maupun *osilasi* dari respon frekuensi dan tegangan.

**Tabel 4. 11** Rekapitulasi Hasil Perhitungan *Transient Stability* Sebelum Pemasangan PLTS saat Sebelum Gangguan

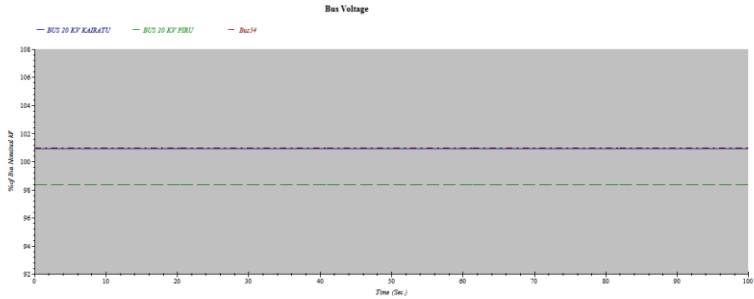
ID BUS	Freq min (%)	Freq Steady state (%)	V min (%)	V steady state (%)	Kondisi	
					f	V
20 KV PIRU	100	100	89,6355	89,6355	√	x
BUS 20 KV KAIRATU	100	100	100,201	100,201	√	√
0,4 kV G2 & G3 SAKABAJ A 2	100	100	100	100	√	√

Untuk memperjelas dari gambar 4.25 dan gambar 4.26 maka dibuatlah rekapitulasi data yang disajikan pada tabel 4.11.

Setelah PLTS dipasang, sistem di uji kembali respon frekuensi dan tegangannya sebelum gangguan. Berikut respon frekuensi pada gambar 4.27 dan gambar 4.28 untuk respon tegangan pada sistem setelah pemasangan PLTS.



**Gambar 4. 27** Respon frekuensi pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 setelah pemasangan PLTS dan sebelum terjadi gangguan.



**Gambar 4. 28** Respon tegangan pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 setelah pemasangan PLTS dan sebelum terjadi gangguan.

**Tabel 4. 12** Rekapitulasi Hasil Perhitungan *Transient Stability* Setelah Pemasangan PLTS saat Sebelum Gangguan

ID BUS	Freq min (%)	Freq Steady state (%)	V min (%)	V steady state (%)	Kondisi	
					f	V
20 KV PIRU	100	100	98,3536	98,3536	√	√
BUS 20 KV KAIRATU	100	100	100,961	100,961	√	√
0,4 kV G2 & G3 SAKABAJ A 2	100	100	100,961	100,961	√	√

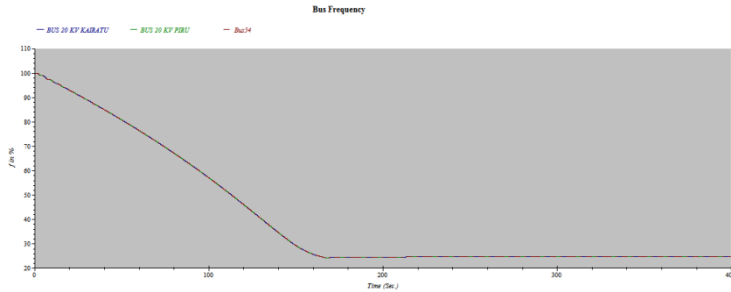
Untuk memperjelas dari gambar 4.27 dan gambar 4.28 maka dibuatlah rekapitulasi data yang disajikan pada tabel 4.12.

Setelah seluruh sistem dinyatakan stabil (frekuensi maupun tegangannya) maka sistem siap untuk diberi case-case untuk dianalisa stabilitas transienya.

#### 4.5.1 Case-1: Generator 1 Sakabaja 2 trip saat semua generator aktif kecuali PLTS.

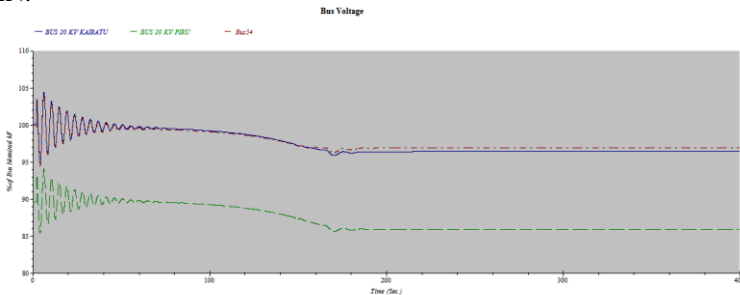
Pada *Case-1* akan disimulasikan hasil dari *Case-1* stabilitas transien disaat Generator 1 Sakabaja 2 *trip* dan sumber energi yang lainnya aktif kecuali PLTS. Generator 1 Sakabaja 2 disimulasikan *trip*

pada  $t = 2$  detik. Maka respon frekuensi dan tegangan dapat dilihat pada Gambar 4.29 dan 4.30



**Gambar 4. 29** Respon frekuensi pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 untuk *case-1* sebelum *Load Shedding*.

Dari Gambar 4.29 dapat dilihat akibat lepasnya Generator 1 Sakabaja 2 menyebabkan respon frekuensi pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 mengalami *drop* dan nilainya mencapai nilai terendah pada 24,6696% untuk frekuensi fundamental yaitu 50 Hz dan *steady state* pada nilai 24,6696%. Dari nilai respon frekuensi tersebut dikatakan tidak diperbolehkan, dengan  $50 \pm 0,5$  Hz atau 99% - 101% menurut Standar PLN.



**Gambar 4. 30** Respon tegangan pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 untuk *case-1* sebelum *Load Shedding*.

Sedangkan respon tegangan pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 mengalami osilasi. Tegangan pada BUS 20 KV PIRU mencapai nilai terendah sebesar 85,469% , BUS 20 KV KAIRATU mencapai nilai terendah sebesar

80,819% dan bus 0,4 kV G2 & G3 SAKABAJA 2 mencapai nilai terendah 80,365% dari tegangan nominalnya. Sedang pada saat kondisi *steady state* BUS 20 KV PIRU mencapai nilai 85,9753%, BUS 20 KV KAIRATU mencapai nilai sebesar 96,439% dan bus 0,4 kV G2 & G3 SAKABAJA 2 mencapai nilai sebesar 96,9767%. Untuk respon tegangan pada BUS 20 KV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 masih sesuai dengan standar PLN (batas bawah 100-10% dan batas atas 100+5%) sedang BUS 20 KV PIRU tidak sesuai dengan standar PLN dikarenakan nilai tegangan di bawah 90%. Berikut tabel rekapitulasi hasil perhitungan stabilitas transien *case-1* pada tabel 4.13.

**Tabel 4. 13** Rekapitulasi Hasil Perhitungan *Case-1 Transient Stability* Sebelum *Load Shedding*

Kasus	ID BUS	Freq min (%)	Freq Steady state (%)	V min (%)	V steady state (%)	Kondisi	
						f	V
Case-1	20 KV PIRU	24,66 96	24,6696	85,469	85,9753	x	x
	BUS 20 KV KAIRATU	24,66 96	24,6696	80,819	96,439	x	√
	0,4 kV G2 & G3 SAKABAJA 2	24,66 96	24,6696	80,365	96,9767	x	√

#### 4.5.1.1 Case-1: Generator 1 Sakabaja 2 trip saat semua generator aktif kecuali PLTS, Load Shedding tahap 1 ( $t= 5,561$ detik).

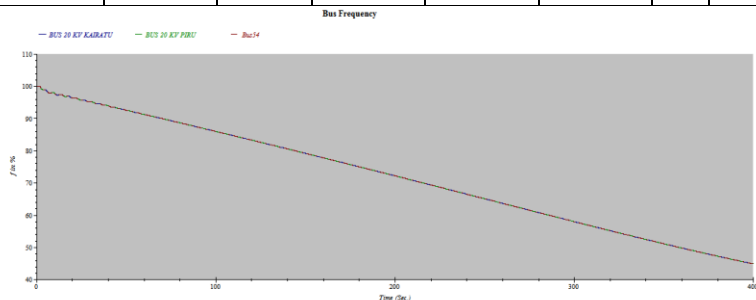
Pelepasan beban tahap pertama dilakukan saat frekuensi mencapai nilai 98,83% atau 49,41 Hz. Dari Gambar 4.29 dapat dilihat bahwa frekuensi mencapai 98,83% pada detik ke 5,561 sehingga pelepasan beban tahap pertama dilakukan pada  $t = 5,561$  detik. pada *case-1* dilakukan *load shedding* sebesar 10% dari beban keseluruhan sehingga beban yang dilepas adalah Lump15 dengan nilai sebesar 260 kVA. Sehingga respon frekuensi dan tegangan menjadi seperti tabel 4.12 Untuk gambar respon



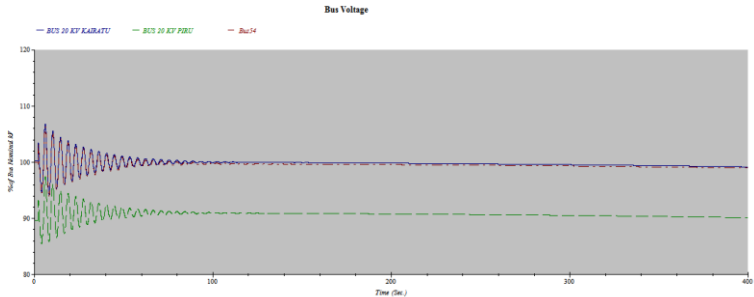
frekuensi dan respon tegangan dapat dilihat pada gambar 4.31 dan gambar 4.32.

**Tabel 4. 14** Rekapitulasi Hasil Perhitungan *Case-1 Transient Stability* Setelah *Load Shedding* Tahap 1

Kasus	ID BUS	Freq min (%)	Freq Steady state (%)	V min (%)	V steady state (%)	Kondisi	
						f	V
Case-1	20 KV PIRU	44,92 55	-	85,4184	90,1534	x	√
	BUS 20 KV KAIRA TU	44,92 55	-	94,7171	99,1771	x	√
	0,4 kV G2 & G3 SAKAB AJA 2	44,92 55	-	94,4401	98,9509	x	√



**Gambar 4. 31** Respon frekuensi pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 untuk case-1 setelah *Load Shedding* tahap 1.



**Gambar 4. 32** Respon tegangan pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 untuk *case-1* setelah *Load Shedding* tahap 1.

Dari Gambar 4.31 dapat dilihat pada saat *load shedding* tahap 1 menyebabkan respon frekuensi pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 tetap mengalami *drop* dan nilainya mencapai terendah pada nilai 44,9255% untuk frekuensi fundamental yaitu frekuensi 50 Hz. Dari nilai respon frekuensi tersebut dikatakan tidak diperbolehkan, dengan  $50 \pm 0,5$  Hz atau 99% - 101% menurut Standar PLN. Sedangkan respon tegangan (gambar 4.32) pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 mengalami osilasi. Tegangan pada BUS 20 KV PIRU mencapai nilai terendah sebesar 85,4184% , BUS 20 KV KAIRATU mencapai nilai terendah sebesar 94,7171% dan bus 0,4 kV G2 & G3 SAKABAJA 2 mencapai nilai terendah 94,4401% dari tegangan nominalnya. Sedang pada saat kondisi *steady state* BUS 20 KV PIRU mencapai nilai 90,1534%, BUS 20 KV KAIRATU mencapai nilai sebesar 99,1771% dan bus 0,4 kV G2 & G3 SAKABAJA 2 mencapai nilai sebesar 98,9509%. Untuk respon tegangan pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU dan bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 telah sesuai dengan standar PLN (batas bawah 100-10% dan batas atas 100+5%).

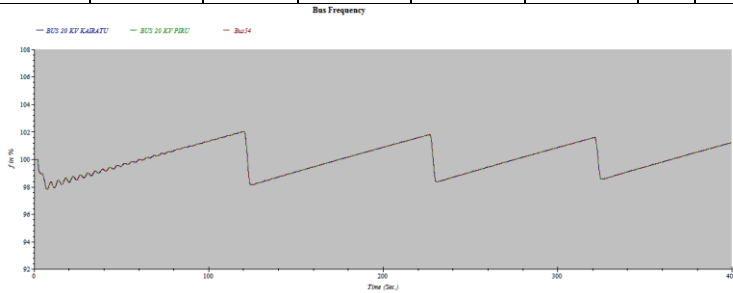
#### **4.5.1.2 Case-1: Generator 1 Sakabaja 2 trip saat semua generator aktif kecuali PLTS, Load Shedding tahap 2 ( $t= 7,002$ detik).**

Pelepasan beban tahap kedua dilakukan saat frekuensi mencapai nilai 98,16% atau 49,08 Hz. Dari Gambar 4.31 dapat dilihat bahwa frekuensi mencapai 98.16% pada detik ke 7,002 sehingga pelepasan beban tahap kedua dilakukan pada  $t = 7,002$  detik. pada *case-1* dilakukan *load*

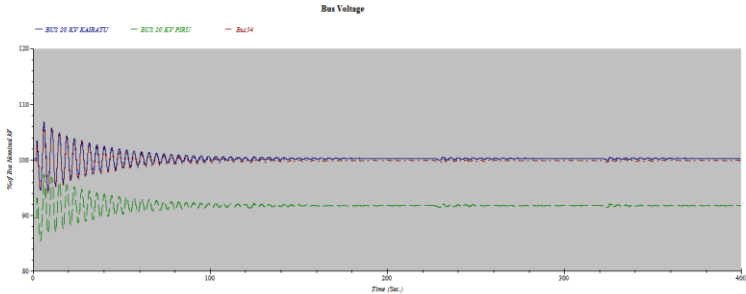
*shedding* sebesar 5% dari beban keseluruhan sehingga beban yang dilepas adalah Lump11 dengan nilai sebesar 173 kVA. Sehingga respon frekuensi dan tegangan menjadi seperti tabel 4.13. Untuk gambar respon frekuensi dan respon tegangan dapat dilihat pada gambar 4.33 dan gambar 4.34

**Tabel 4. 15** Rekapitulasi Hasil Perhitungan *Case-1 Transient Stability* Setelah *Load Shedding* Tahap 2

Kasus	ID BUS	Freq min (%)	Freq Steady state (%)	V min (%)	V steady state (%)	Kondisi	
						f	V
Case-1	20 KV PIRU	97,81 65	-	85,4184	91,8039	x	√
	BUS 20 KV KAIRATU	97,81 65	-	94,492	100,238	x	√
	0,4 kV G2 & G3 SAKAB AJA 2	97,81 65	-	94,4401	99,8941	x	√



**Gambar 4. 33** Respon frekuensi pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 untuk case-1 setelah *Load Shedding* tahap 2.



**Gambar 4. 34** Respon tegangan pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 untuk *case-1* setelah *Load Shedding* tahap 2.

Dari Gambar 4.33 dapat dilihat pada saat *load shedding* tahap 2 menyebabkan respon frekuensi pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 mengalami osilasi (tidak stabil) dan nilainya mencapai terendah pada nilai 97,8165% untuk frekuensi fundamental yaitu frekuensi 50 Hz. Dari nilai respon frekuensi tersebut dikatakan tidak diperbolehkan, dengan  $50 \pm 0,5$  Hz atau 99% - 101% menurut Standar PLN. Sedangkan respon tegangan (gambar 4.34) pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 mengalami osilasi. Tegangan pada BUS 20 KV PIRU mencapai nilai terendah sebesar 85,4184% , BUS 20 KV KAIRATU mencapai nilai terendah sebesar 94,492% dan bus 0,4 kV G2 & G3 SAKABAJA 2 mencapai nilai terendah 94,4401% dari tegangan nominalnya. Sedang pada saat kondisi *steady state* BUS 20 KV PIRU mencapai nilai 91,8039%, BUS 20 KV KAIRATU mencapai nilai sebesar 100,238% dan bus 0,4 kV G2 & G3 SAKABAJA 2 mencapai nilai sebesar 99,8941%. Untuk respon tegangan pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU dan bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 telah sesuai dengan standar PLN (batas bawah 100-10% dan batas atas 100+5%).

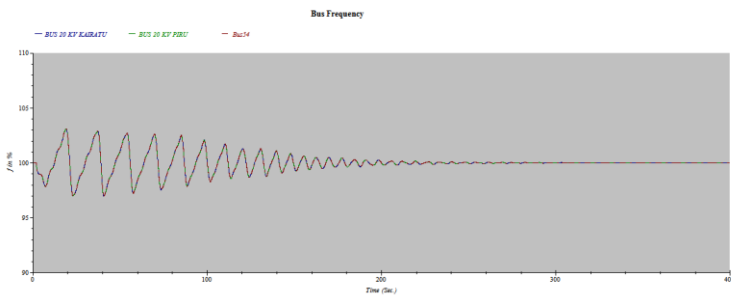
#### **4.5.1.3 Case-1: Generator 1 Sakabaja 2 trip saat semua generator aktif kecuali PLTS, Load Shedding tahap 3 ( $t = 7,403$ detik).**

Pelepasan beban tahap ketiga dilakukan saat frekuensi mencapai nilai 97,75% atau 48,75 Hz. Dari Gambar 4.33 dapat dilihat bahwa frekuensi mencapai 97,75% pada detik ke 7,403 sehingga pelepasan beban tahap kedua dilakukan pada  $t = 7,403$  detik. pada *case-1* ini untuk *load*

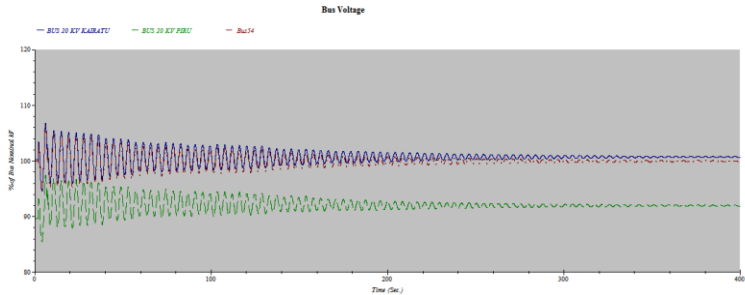
*shedding* tahap tiga ini dilakukan *load shedding* agar frekuensi dan tegangan mencapai nilai standart dan stabil pula sehingga beban yang dilepas adalah Lump6, Lump13, Lump23 dan Lump12 dengan nilai masing-masing 173 kVA, 346 kVA, 260 kVA dan 371 kVA. Sehingga respon frekuensi dan tegangan menjadi seperti tabel 4.14. Untuk gambar respon frekuensi dan respon tegangan dapat dilihat pada gambar 4.35 dan gambar 4.36

**Tabel 4. 16** Rekapitulasi Hasil Perhitungan *Case-1 Transient Stability* Setelah *Load Shedding* Tahap 3

Kasus	ID BUS	Freq min (%)	Freq Steady state (%)	V min (%)	V steady state (%)	Kondisi	
						f	V
Case-1	20 KV PIRU	97,01 08	100	85,418	91,9677	√	√
	BUS 20 KV KAIRATU	97,01 08	100	95,985	100,701	√	√
	0,4 kV G2 & G3 SAKAB AJA 2	97,01 08	100	94,440	99,9457	√	√



**Gambar 4. 35** Respon frekuensi pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 untuk *case-1* setelah *Load Shedding* tahap 3.



**Gambar 4.36** Respon tegangan pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 untuk *case-1* setelah *Load Shedding* tahap 3.

Dari Gambar 4.35 dapat dilihat pada saat *load shedding* tahap 3 menyebabkan respon frekuensi pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 mengalami keadaan stabil pada nilai 100% tetapi mencapai nilai terendah pada nilai 97,8165% untuk frekuensi fundamental 50 Hz. Dari nilai respon frekuensi tersebut dapat dikatakan bahwa nilai tersebut telah memenuhi standart PLN, dengan  $50 \pm 0,5$  Hz atau 99% - 101%. Sedangkan respon tegangan (gambar 4.36) pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 mengalami osilasi tetapi dapat stabil pada titik tertentu. Tegangan pada BUS 20 KV PIRU mencapai nilai terendah sebesar 85,418% , BUS 20 KV KAIRATU mencapai nilai terendah sebesar 95,985% dan bus 0,4 kV G2 & G3 SAKABAJA 2 mencapai nilai terendah 94,440% dari tegangan nominalnya. Sedang pada saat kondisi *steady state* BUS 20 KV PIRU mencapai nilai 91,9677%, BUS 20 KV KAIRATU mencapai nilai sebesar 100,701% dan bus 0,4 kV G2 & G3 SAKABAJA 2 mencapai nilai sebesar 99,9457%. Untuk respon tegangan pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU dan bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 telah sesuai dengan standar PLN (batas bawah 100-10% dan batas atas 100+5%).

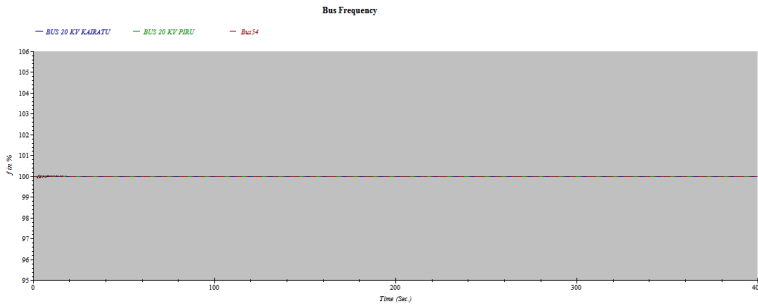
Ringkasan untuk *case-1* dari awal gangguan hingga *load shedding* tahap 3 :

setelah G1 SAKABAJA 2 trip, sistem hanya disuplai oleh G2 SAKABAJA 2, G3 SAKABAJA 2, dan PLTD PIRU. Dari data yang diperoleh, frekuensi pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU dan bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 turun hingga 24,6696%. Karena frekuensi dan tegangan sistem tidak stabil, maka untuk mengatasi hal

tersebut dilakukan mekanisme *Load Shedding* sebanyak 3 langkah. Setelah dilakukan *load shedding*, frekuensi BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU dan bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 dapat naik dan stabil pada 100%. Tegangan BUS 20 KV PIRU turun sesaat hingga 85,418% selanjutnya terus naik hingga konstan hingga mencapai nilai 91,9677%. Tegangan BUS 20 KV KAIRATU mengalami penurunan minimal di 95,985% kemudian stabil di 100,701%. Pada bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 tegangan mengalami penurunan terendah di 94,440% selanjutnya stabil di 99,9457%. Dari data yang diperoleh, setelah dilakukan mekanisme *Load Shedding* 3 tahap, sistem dapat kembali stabil.

#### 4.5.2 Case-2: Generator 1 Sakabaja 2 trip saat semua generator aktif dan PLTS aktif.

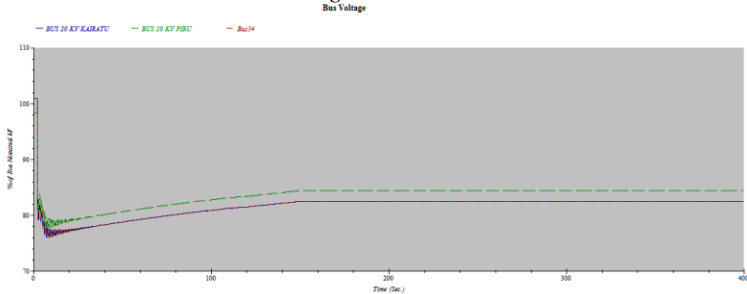
Pada *Case-2* akan disimulasikan hasil dari *Case-2* stabilitas transien disaat Generator 1 Sakabaja 2 *trip* dan sumber energi yang lainnya aktif termasuk PLTS. Generator 1 Sakabaja 2 disimulasikan *trip* pada  $t = 2$  detik. Maka respon frekuensi dan tegangan dapat dilihat pada Gambar 4.37 dan 4.38.



**Gambar 4. 37** Respon frekuensi pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 untuk *case-2*

Dari Gambar 4.37 dapat dilihat lepasnya Generator 1 Sakabaja 2 menyebabkan respon frekuensi pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 mengalami gangguan kecil pada respon frekuensinya dan nilainya mencapai nilai terendah pada respon frekuensinya yaitu 50 Hz dan pada waktu ke 5,641 sekon frekuensi telah stabil kembali. Dari hasil nilai respon frekuensi tersebut dapat dikatakan bahwa frekuensi telah mencapai

standar, karena respon frekuensi telah stabil dengan *range*  $50 \pm 0,5$  Hz atau 99% - 101% menurut Standar PLN, sehingga dalam *Case-2* ini tidak memerlukan *load shedding*.



**Gambar 4. 38** Respon tegangan pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 untuk *case-2*

Sedangkan respon tegangan pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 mengalami *drop* Tegangan akibat lepasnya Generator 1 Sakabaja 2 sehingga pada BUS 20 KV PIRU mencapai nilai terendah sebesar 77,7939% , BUS 20 KV KAIRATU mencapai nilai terendah sebesar 76,0228% dan bus 0,4 kV G2 & G3 SAKABAJA 2 mencapai nilai terendah 76,0228% dari tegangan nominalnya. Selanjutnya seluruh respon tegangan pada bus menjadi stabil pada nilai tertentu setelah terjadi *drop* tegangan. BUS 20 KV PIRU mencapai nilai 84,4002%, BUS 20 KV KAIRATU mencapai nilai sebesar 82,478% dan bus 0,4 kV G2 & G3 SAKABAJA 2 mencapai nilai sebesar 82,478%.. Untuk respon tegangan pada seluruh bus tidak sesuai dengan standar PLN dikarenakan tidak mencapai *range* yang telah ditentukan (batas bawah 100-10% dan batas atas 100+5%). Berikut tabel rekapitulasi hasil perhitungan stabilitas transien *case-2* pada tabel 4.15 .

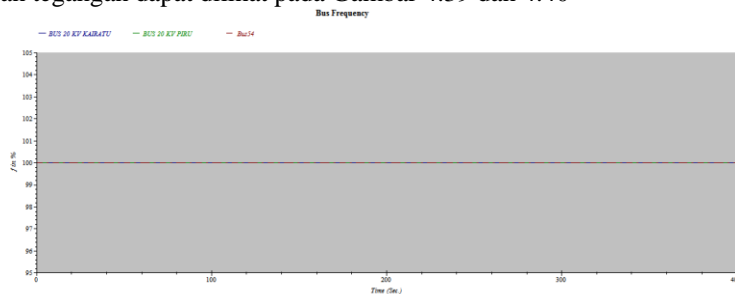


**Tabel 4. 17** Rekapitulasi Hasil Perhitungan *Case-2 Transient Stability*

Kasus	ID BUS	Freq min (%)	Freq Steady state (%)	V min (%)	V steady state (%)	Kondisi	
						f	V
Case-2	20 KV PIRU	99,90	100	77,793	84,400	√	x
	BUS 20 KV KAIRATU	99,90	100	76,022	82,478	√	x
	0,4 kV G2 & G3 SAKABAJA 2	99,90	100	76,022	82,478	√	x

**4.5.3 Case-3: Generator 1 Sakabaja 2 dan PLTD Piru saat semua generator aktif dan PLTS aktif.**

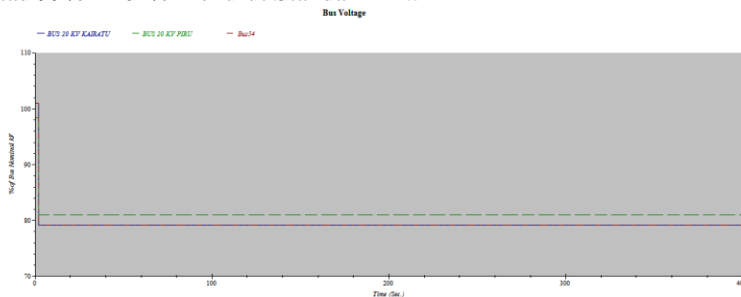
Pada *Case-3* akan disimulasikan hasil dari *Case-3* stabilitas transien disaat Generator 1 Sakabaja 2 dan PLTD Piru *trip* disaat sumber energi yang lainnya aktif termasuk PLTS. Generator 1 Sakabaja 2 dan PLTD Piru disimulasikan *trip* pada  $t = 2$  detik. Maka respon frekuensi dan tegangan dapat dilihat pada Gambar 4.39 dan 4.40



**Gambar 4. 39** Respon frekuensi pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 untuk *case-3*.

Dari Gambar 4.39 dapat dilihat lepasnya 2 generator yaitu Generator 1 Sakabaja 2 dan PLTD Piru masih membuat respon

frekuensi pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 stabil pada nilai 100% untuk frekuensi fundamental yaitu 50 Hz. Dari nilai respon frekuensi dapat diperbolehkan, karena respon frekuensi stabil dengan *range*  $50 \pm 0,5$  Hz atau 99% - 101% menurut Standar PLN.



**Gambar 4. 40** Respon tegangan pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 untuk *case-3*.

Sedangkan respon tegangan pada BUS 20 KV PIRU, BUS 20 KV KAIRATU, bus 0,4 kV G2 & G3 Sakabaja 2 mengalami *drop* Tegangan akibat lepasnya Generator 1 Sakabaja 2 dan PLTD Piru sehingga pada BUS 20 KV PIRU mencapai nilai terendah sebesar 81,067% , BUS 20 KV KAIRATU mencapai nilai terendah sebesar 79,222% dan bus 0,4 kV G2 & G3 SAKABAJA 2 mencapai nilai terendah 79,222% dari tegangan nominalnya. Selanjutnya seluruh respon tegangan pada bus menjadi stabil pada nilai tertentu setelah terjadi *drop* tegangan. BUS 20 KV PIRU mencapai nilai 81,067%, BUS 20 KV KAIRATU mencapai nilai sebesar 79,222% dan bus 0,4 kV G2 & G3 SAKABAJA 2 mencapai nilai sebesar 79,222%. Untuk respon tegangan pada seluruh bus tidak sesuai dengan standar PLN dikarenakan tidak mencapai *range* yang telah ditentukan (batas bawah 100-10% dan batas atas 100+5%). Berikut tabel rekapitulasi hasil perhitungan stabilitas transien *case-3* pada tabel 4.16.

**Tabel 4. 18** Rekapitulasi Hasil Perhitungan *Case-3 Transient Stability*

Kasus	ID BUS	Freq min (%)	Freq Steady state (%)	V min (%)	V steady state (%)	Kondisi	
						f	V
Case-3	20 KV PIRU	100	100	81,067	81,067	x	x
	BUS 20 KV KAIRATU	100	100	79,222	79,222	x	√
	0,4 kV G2 & G3 SAKAB AJA 2	100	100	79,222	79,222	x	√

Pada *Case-2* dan *Case-3* (*case-case* setelah pemasangan PLTS) dapat diketahui bahwa respon frekuensi masih dapat stabil dengan sendirinya dengan nilai 100% sehingga untuk *Case-2* dan *Case-3* tidak memerlukan *load shedding*. Tetapi permasalahan terdapat pada respon tegangan, yaitu respon tegangan tidak sesuai standar PLN (batas bawah 100-10% dan batas atas 100+5%). Yang terjadi pada sistem, respon tegangan berada dibawah nilai 90%. Meskipun untuk sistem telah stabil pada titik tertentu, bukan berarti nilai ini dapat diperbolehkan untuk kerja sistem yang terus menerus atau *continue*. Dibutuhkan perbaikan profil tegangan setelah sistem menjadi stabil agar sistem dapat bekerja secara *continue*. Penyebab terjadinya tegangan tidak dapat naik menjadi standar PLN dikarenakan pemasangan PLTS baru pada sistem hanya memberikan daya aktif (watt) murni dan generator yang memberikan daya reaktif tidak mampu (untuk *case-2*) dan pada *case-3* daya reaktif yang diberikan oleh generator kepada sistem hampir hilang dikarenakan kedua generator lepas, daya reaktif hanya diberikan oleh *capacitor bank*.

## BAB 5 PENUTUP

### 5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil analisa dan simulasi pada bab 4, dapat diambil beberapa kesimpulan sebagai berikut:

1. Pada hasil analisa koordinasi proteksi baik untuk gangguan fasa dan gangguan ketanah pada semua tipikal, didapatkan koordinasi yang masih belum sempurna terutama belum sesuainya *grading time* (standard:0.2-0.4s) antara rele sehingga menyebabkan kerja rele menjadi tidak selektif. Contoh pada tipikal 1 fasa, rele Kairatu (0,05s), relay 17 (0,05s) dan relay 10 (0,05s).
2. Hampir seluruh rele pengaman arus lebih untuk generator menggunakan fungsi *instant* dan beberapa *definite* tanpa ada kurva *invers*. Contoh pada rele Gen 1 Sakabaja 1 dengan *setting curve* rele 50 (pickup = 10kA, *delay* = 0,05 S) tanpa ada *setting curve* rele 51, Sehingga *relay* mudah *trip* pada waktu 0,05 S.
3. Beberapa *relay* generator tidak *disetting* proteksi relenya (*overcurrent relay* dan *ground fault relay*). Sehingga membahayakan generator itu sendiri.
4. Penambahan PLTS menambah arus kontribusi *short circuit*.
5. Penambahan PLTS menyebabkan sistem tidak perlu melakukan *load shedding* saat terjadi gangguan.
6. Pada hasil analisis transient stability *case-1*, ketika sistem Piru disuplai oleh mesin sewa Sakabaja2 dan PLTD Piru, dan dengan kasus salah satu generator Sakabaja lepas (*trip*) maka frekuensi mengalami *drop* hingga mencapai nilai 24,67% pada dalam jangka waktu yang *continue* sehingga kondisi sistem menjadi tidak stabil dan diperlukan *load shedding* 3 tahap agar sistem kembali stabil, sistem stabil pada frekuensi 97,01% .
7. Pada hasil analisis transient stability *case-2* dan *case-3* frekuensi sistem kembali stabil dengan sendirinya dikarenakan PLTS memberikan daya aktif paling besar daripada generator yang lain yaitu sebesar 3 MW.

## 5.2 Saran

Saran yang dapat diberikan untuk perbaikan setelah melakukan analisa adalah sebagai berikut :

1. Analisa load shedding pada tugas akhir ini dapat digunakan sebagai bahan pertimbangan yang bisa diterapkan pada PT. PLN (Kairatu-Piru).
2. Perlu adanya simulasi dan analisa terhadap faktor-faktor lain yang mempengaruhi stabilitas transient..
3. Setting rele yang akan terpasang dilakukan sesuai dengan perhitungan dan analisa setting rele yang dihasilkan juga berdasarkan perhitungan agar sistem bekerja secara optimal.
4. Untuk mendapatkan hasil yang lebih baik dan akurat diperlukan data asli yang lebih lengkap. Meliputi data model generator dan model beban.

## DAFTAR PUSTAKA

- [1] Penangsang, Ontoseno. “*Diktat Kuliah Analisis Sistem Tenaga Listrik 2*”, Jurusan Teknik Elektro, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya, 2006
- [2] Saadat, Hadi, “*Power System Analysis (Second Edition)*”, McGraw-Hill Education (Asia), Singapore, 2004.
- [3] Wahyudi, ”*Diktat Kuliah Pengaman Sistem Tenaga Listrik*”, Teknik Elektro ITS, Surabaya, Bab 2, 2004
- [4] Ramadhan ,Aminullah, “*Analisa Stabilitas Transien dan Perancangan Pelepasan Beban pada Industri Peleburan Nikel PT. Aneka Tambang di Pomaala (Sulawesi Tenggara)*”, Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya, 2012.
- [5] Azizah, Nurul, “*Analisis Stabilitas Transien pada sistem kelistrikan Larantuka (NTB) akibat penambahan PLTU 2x4 MW pada Tahun 2013*”, Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya, 2011.
- [6] ANSI/IEEE C37.106-1987, “*IEEE Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants*”.
- [7] Widhiana, I Nyoman Kurnia, “*Perhitungan CCT (Critical Clearing Time) Untuk Analisis Kestabilan Transient pada Sistem Kelistrikan 500KV Jawa-Bali Menggunakan Etap*”, Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya, 2012.
- [8] IEEE Std 242-2001™, “*IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems*”, The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., New York, 2001
- [9] Lazar, Irwin, “*Electrical System Analysis and Design for Industrial Plant*”, McGraw-Hill Inc.,USA, Ch. 1, 1980
- [10] Basler Electric, “*Instruction Manual for Overcurrent Protection System BE1-1051*”, USA,2008.
- [11] Schaltanlagen Electronic Gerate GmbH & Co. KG, “*IRII Time Overcurrent Relay Manual*”, Germany.
- [12] Schneider Electric, “*Protection and Control Sepam 1000*”, Germany,1998.

*Halaman ini sengaja dikosongkan.*

## PROFIL PENULIS



**Hidayatul Jihad**, dilahirkan di Ujung Pandang pada tanggal 29 Mei 1994. Merupakan anak pertama dari tiga bersaudara dari pasangan Bapak Noor Zulla Wijaya dan Ibu Wirahmawati. Menempuh jenjang pendidikan TK di Paiton (1999-2000), SD Negeri Sukodadi 02 (2000 - 2006), SMP Bhakti Pertiwi (2006-2009), SMA Tunas Luhur (2009-2012). Setelah lulus dari SMA, penulis melanjutkan pendidikan di Diploma 3 Politeknik Elektronika Negeri Surabaya dan mengambil bidang Sistem Teknik Tenaga. Setelah lulus pada tahun 2015, penulis melanjutkan pendidikan program strata – 1 di Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya (ITS Surabaya) pada tahun 2015 dengan mengambil bidang studi Teknik Sistem Tenaga. Nomor telepon : 085655816000.  
email : [jihadhidayatul@gmail.com](mailto:jihadhidayatul@gmail.com)



*Halaman ini sengaja dikosongkan.*