



Analisis Penerapan Fungsi Dua Tahap Pada Relay Proteksi Sbef Transformator 60 MVA Di Gardu Induk Tello 150 kV

Akhsan Hamka^{1✉}, Muhammad Arham¹, Marten Rombe²

⁽¹⁾Teknik Mesin, Universitas Patria Artha, Gowa, Makassar, Indonesia

⁽²⁾Teknik Perawatan Mesin, Akademi Maritim Indonesia AIPI, Makassar, Indonesia

DOI: 10.31004/jutin.v9i1.55373

✉ Corresponding author:

[akhsan.hamka@patria-artha.ac.id]

Article Info	Abstrak
Kata kunci: Koordinasi proteksi; Relay SBEF; Transformator tenaga;	Sistem proteksi transformator tenaga memerlukan optimalisasi berkelanjutan untuk menjamin keandalan operasi dan selektivitas pengamanan. Penelitian ini menganalisis penerapan relay <i>Standby Earth Fault</i> (SBEF) dua tahap pada transformator 60 MVA di Gardu Induk Tello 150 kV guna meningkatkan koordinasi proteksi. Metodologi meliputi simulasi sistem menggunakan ETAP 12.6.0 serta validasi melalui pengujian lapangan. Hasil penelitian menunjukkan bahwa SBEF dua tahap dengan arus tahap pertama 86,6 A (TMS 0,097) dan tahap kedua (TMS 0,117) berkarakteristik <i>Long Time Inverse</i> menghasilkan koordinasi proteksi yang optimal. Simulasi gangguan fasa-ke-tanah memperlihatkan urutan kerja selektif, yaitu GFR penyulang 512 ms, GFR incoming 982 ms, SBEF tahap pertama 5380 ms, dan tahap kedua 6490 ms. Pengujian menggunakan CMC 356 menunjukkan kesalahan maksimum 2,02%, menegaskan kesesuaian antara perhitungan, simulasi, dan implementasi.
Keywords: <i>Protection coordination;</i> <i>SBEF relay;</i> <i>Power transformer;</i>	Abstract <i>Power transformer protection systems require continuous optimization to ensure operational reliability and protection selectivity. This study analyzes the implementation of a two-stage Standby Earth Fault (SBEF) relay on a 60 MVA power transformer at the Tello 150 kV Substation to improve protection coordination. The methodology includes system simulation using ETAP 12.6.0 and validation through field testing. The results indicate that the two-stage SBEF configuration with a first-stage current setting of 86.6 A (TMS 0.097) and a second-stage setting (TMS 0.117) using a Long Time Inverse characteristic provides optimal protection coordination. Phase-to-ground fault simulations demonstrate selective relay operation, with feeder GFR operating at 512 ms, incoming GFR at 982 ms, first-stage SBEF at 5380 ms, and second-stage SBEF at 6490 ms. Field testing using a CMC 356 relay test set</i>

shows a maximum error of 2.02%, confirming strong agreement between theoretical calculations, simulations, and practical implementation.

1. PENDAHULUAN

Infrastruktur sistem tenaga listrik *modern* menuntut keandalan dan kontinuitas operasional yang tinggi, dimana sistem proteksi memegang peranan krusial sebagai pengaman peralatan listrik dari berbagai jenis gangguan yang dapat mengancam stabilitas sistem. Sistem proteksi berfungsi mengidentifikasi anomali operasional dan mengisolasi segmen yang mengalami gangguan untuk mencegah propagasi kerusakan ke bagian sistem yang masih beroperasi normal. Dalam konteks transformator tenaga, implementasi skema proteksi yang komprehensif menjadi prasyarat untuk menjamin keamanan dan keandalan operasi peralatan bernilai investasi tinggi ini. Konfigurasi proteksi transformator dirancang untuk mengantisipasi gangguan internal maupun eksternal melalui kombinasi proteksi mekanik dan elektrik.

Sebuah skema proteksi diferensial transformator berbasis daya sesaat (*Instantaneous Power-based Differential Protection/IPDP*) diusulkan untuk membedakan secara andal gangguan internal transformator dari gangguan eksternal dan berbagai fenomena transien, termasuk arus *inrush*, *inrush simpatetik*, *overeksitasi*, serta saturasi transformator arus (CT), tanpa memerlukan parameter transformator. Hasil simulasi dan pengujian eksperimental, termasuk implementasi *hardware-in-the-loop*, menunjukkan bahwa metode ini mampu melakukan identifikasi gangguan secara cepat dengan waktu respon sekitar 14 ms serta memiliki ketahanan tinggi terhadap derau pada berbagai kondisi operasi. (Hosseini-Biyouni & Askarian-Abyaneh, 2022) (Yulianto, 2023).

Keandalan dan kontinuitas operasi sistem tenaga listrik modern sangat bergantung pada kinerja sistem proteksi yang mampu mendeteksi serta mengisolasi gangguan secara cepat dan selektif (Ardianto et al., 2022). Transformator tenaga sebagai peralatan bernilai investasi tinggi memerlukan skema proteksi yang adaptif terhadap gangguan *internal* maupun *eksternal*, khususnya pada sistem dengan pentanahan netral melalui *Neutral Grounding Resistor* (NGR) (Sitorus et al., 2020) (IEC 60255., 2021). Relay Standby Earth Fault (SBEF) secara konvensional masih beroperasi dengan memutus sisi tegangan tinggi transformator, yang berpotensi menimbulkan pemadaman luas meskipun gangguan terjadi di sisi tegangan rendah. Meskipun koordinasi relay proteksi pada sistem distribusi 20 kV berbasis simulasi ETAP telah terbukti memenuhi standar IEC dan beroperasi secara cepat serta selektif, sebagian besar penelitian masih terbatas pada kondisi sistem statis dan ideal, sehingga belum secara memadai mengkaji kinerja koordinasi relay pada kondisi operasi yang dinamis, kompleks, dan berubah-ubah (Fajar et al., 2025) (Pertiwi Nurul Utami1, Yonki Alexander Volta2, 2024).

Meskipun skema proteksi hibrida berbasis optimasi telah terbukti mampu menjaga koordinasi relay pada penetrasi pembangkit terdistribusi yang tinggi, tantangan terkait kompleksitas komputasi, waktu respon proteksi, dan penerapan pada kondisi sistem distribusi yang dinamis serta berubah-ubah masih memerlukan kajian lebih lanjut. Kondisi ini mendorong perlunya peningkatan selektivitas dan koordinasi sistem proteksi transformator (Protection et al., 2021) (Tiwari et al., 2022) (Tiwari et al., 2022).

Sejalan dengan kebijakan zero trip PMT 150 kV yang dicanangkan PT. PLN (Persero), penerapan fungsi dua tahap pada relay SBEF diperkenalkan untuk meminimalkan dampak pemadaman dan meningkatkan kontinuitas pelayanan (PT PLN (Persero) et al., 2019) (PT PLN (Persero) et al., 2021) (Noor et al., 2022). Penelitian ini bertujuan menganalisis penerapan fungsi dua tahap pada relay proteksi SBEF transformator 60 MVA di Gardu Induk Tello 150 kV melalui perhitungan setting relay, simulasi koordinasi proteksi, serta evaluasi tahapan implementasi dan pengujian sistem (Kumar & Dinesh, 2024) (Mei et al., 2024).

Metodologi penelitian menggunakan pendekatan studi kasus dengan pemodelan sistem tenaga listrik dan simulasi gangguan tanah menggunakan perangkat lunak ETAP 12.6.0, yang telah banyak digunakan dalam studi koordinasi proteksi modern (Siswanto et al., 2020). Hasil analisis menunjukkan bahwa penerapan fungsi dua tahap pada relay SBEF mampu meningkatkan selektivitas proteksi dengan memberikan prioritas pemutusan pada sisi tegangan rendah sebelum pemutusan sisi tegangan tinggi, serta memenuhi kriteria koordinasi waktu kerja antar-relay (Shah et al., 2020). Implementasi ini terbukti mendukung peningkatan keandalan sistem transmisi dan selaras dengan standar proteksi transformator terkini.

2. METODE

Metodologi penelitian dirancang secara sistematis melalui pendekatan multifaset yang mengintegrasikan studi literatur, akuisisi data lapangan, simulasi ETAP, dan implementasi praktis untuk menganalisis penerapan fungsi dua tahap pada relay proteksi SBEF transformator 60 MVA. Pengumpulan data dilakukan melalui tiga

metode utama yang saling komplementer. Pertama, studi literatur melibatkan kajian terhadap referensi akademik, standar industri, dan dokumentasi teknis PT. PLN (Persero) untuk membangun kerangka teoretis yang solid. Kedua, metode wawancara terstruktur dilakukan dengan personel teknis kompeten di Unit Layanan Transmisi dan Gardu Induk (ULTG) Maros, meliputi manager ULTG, supervisor OPHAR, dan asisten *engineering* HAR untuk memperoleh *insight operasional* dan *praktikal*. Ketiga, observasi langsung di lapangan dilakukan untuk mengumpulkan data teknis primer berupa parameter setting relay, hasil pengujian, dan karakteristik operasional sistem proteksi existing. Analisis data menggunakan metodologi komparatif yang membandingkan performa relay SBEF sebelum dan sesudah implementasi fungsi dua tahap. Prosedur analisis meliputi perhitungan setting relay berdasarkan karakteristik transformator, simulasi koordinasi proteksi menggunakan software ETAP 12.6.0, dan validasi hasil melalui pengujian lapangan. Evaluasi koordinasi antara relay SBEF dengan Ground Fault Relay (GFR) pada sisi 150 kV dan 20 kV dilakukan untuk memastikan selektivitas proteksi yang optimal. Kriteria keberhasilan implementasi ditetapkan berdasarkan kesesuaian waktu kerja relay dengan setting yang telah ditetapkan, serta efektivitas fungsi dua tahap dalam mengurangi frekuensi trip PMT sisi 150 kV. Verifikasi dilakukan melalui analisis ulang terhadap setting dan inspeksi wiring system jika hasil pengujian tidak sesuai ekspektasi, memastikan keandalan sistem proteksi yang baru diimplementasikan (Dasa et al., 2023).

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

Hasil dari data kuantitatif dari operasional, sistem proteksi pada Gardu Induk Tello 150 kV Unit Layanan Transmisi dan Gardu Induk (ULTG), memiliki konfigurasi yang terdiri dari 10 bay line dan 5 bay trafo sebagaimana digambarkan dalam Gambar 1 *Single Line Diagram* GI Tello 150 kV. Transformator #2 dengan kapasitas 60 MVA yang menjadi objek penelitian menunjukkan spesifikasi teknis yang memadai untuk implementasi sistem proteksi Standby Earth Fault (SBEF) dua tahap.

Tabel 1. Spesifikasi Transformator #2 Gardu Induk Tello 150 kV

Spesifikasi	Keterangan
Merek	UNINDO
Frekuensi	50 Hz
Kapasitas	60 MVA
Vektor Grup	Ynyn0+d
Impedansi	11,69 %
Tegangan Primer	150 kV
Tegangan Sekunder	20 kV
Tegangan Tersier	10 kV
E	1 pu

Sumber : Data Teknis GI Tello 150 KV

Tabel 1 Spesifikasi Transformator #2 Gardu Induk Tello 150 kV, transformator UNINDO dengan frekuensi 50 Hz, vektor grup Ynyn0+d, dan impedansi 11,69% memiliki karakteristik yang sesuai untuk penerapan proteksi yang lebih sensitif terhadap gangguan tanah (PT. PLN (Persero), 2014a). Sistem pentanahan transformator yang diterapkan menggunakan konfigurasi solid grounding pada sisi high voltage (HV) dengan resistansi 0 Ω dan resistive grounding pada sisi low voltage (LV) dengan resistansi 40 Ω , sebagaimana tercantum dalam Tabel 2. Data Sistem Pentanahan Transformator #2 Gardu Induk Tello 150 kV. Implementasi Neutral Grounding Resistor (NGR) dengan arus maksimum 300 A dan arus kontinu 30 A memberikan pembatasan arus gangguan tanah yang efektif, sesuai dengan standar proteksi yang direkomendasikan. Konfigurasi ini memungkinkan deteksi gangguan tanah dengan sensitivitas tinggi sambil mempertahankan stabilitas sistem selama kondisi operasi normal.

Tabel 2. Data Sistem Pentanahan Transformator #2 Gardu Induk Tello 150 kV

Besaran	Nilai
R sisi HV	0 Ω
R sisi LV	40 Ω
I max NGR	300 A
I kontinu	30 A
t max NGR	10 s

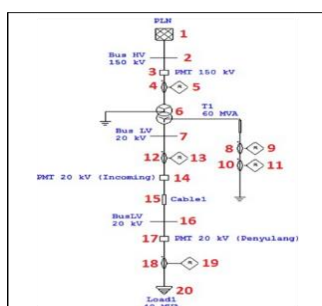
Sumber : Data Teknis GI Tello 150 KV

Analisis Perhitungan Arus Hubung Singkat dan Setting Relay

Perhitungan impedansi base sistem menunjukkan karakteristik yang mendukung implementasi proteksi SBEF dua tahap. Impedansi urutan positif, negatif, dan nol transformator masing-masing sebesar 0,097 pu memberikan dasar perhitungan yang akurat untuk menentukan setting relay proteksi. Impedansi sumber sistem yang relatif kecil ($1,83 \times 10^{-4}$ pu untuk urutan positif dan negatif, serta $1,4 \times 10^{-4}$ pu untuk urutan nol) menunjukkan karakteristik sistem yang kuat dengan kemampuan suplai arus gangguan yang signifikan (Tanyadji & Thaha, 2015). Berdasarkan Hasil Perhitungan Nilai Base Transformator, Sumber dan Penyulang, perhitungan arus hubung singkat satu fasa di bus 20 kV menghasilkan nilai 280,44 A. Nilai ini menjadi referensi penting dalam menentukan setting relay proteksi yang tepat. Perhitungan arus nominal NGR sebesar 288,68 A menggunakan persamaan standar memberikan dasar untuk penentuan setting arus kerja relay SBEF. Setting tahap pertama dengan Iset 86,6 A (30% dari arus nominal NGR) dan waktu tunda 5 detik memberikan sensitivitas yang memadai untuk mendeteksi gangguan tanah dengan margin keamanan yang cukup (Pribadi & Wahyudi, 2005). Setting fungsi dua tahap relay SBEF menggunakan karakteristik Long Time Inverse (LTI) menunjukkan koordinasi waktu yang optimal. Tahap pertama dengan Time Multiplier Setting (TMS) 0,097 dirancang untuk mentripkan PMT incoming, sedangkan tahap kedua dengan TMS 0,117 berfungsi mentripkan PMT 150 kV. Perbedaan waktu tunda antara kedua tahap memberikan selektivitas yang diperlukan untuk isolasi gangguan bertahap, sesuai dengan prinsip proteksi yang direkomendasikan (PT. PLN (Persero), 2009).

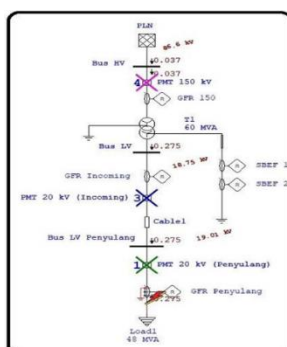
Evaluasi Koordinasi Proteksi Melalui Simulasi ETAP

Simulasi menggunakan aplikasi ETAP 12.6.0 memberikan validasi komprehensif terhadap koordinasi proteksi yang dirancang.



Gambar 1. Pemodelan Diagram Satu Garis Koordinasi Proteksi SBEF dengan GFR sisi 150 kV dan 20 kV pada Transformator

Gambar 1 Pemodelan Diagram Satu Garis Koordinasi Proteksi SBEF dengan GFR sisi 150 kV dan 20 kV pada Transformator menunjukkan representasi sistem yang akurat untuk analisis koordinasi proteksi. Pemodelan ini mencakup seluruh komponen sistem mulai dari power grid, transformator, relay proteksi, hingga beban yang terhubung dengan parameter yang sesuai kondisi aktual lapangan.



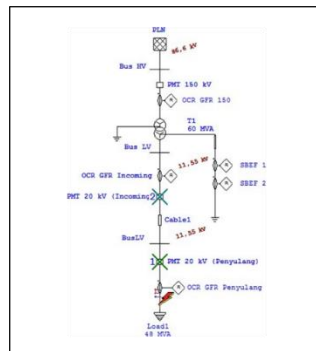
Gambar 2. Simulasi Gangguan Arus Hubung Singkat phasa - ground di sisi Penyulang (*Outgoing*)



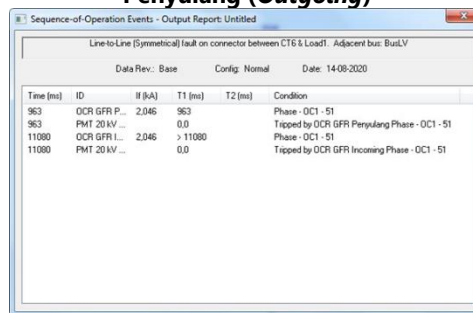
Time (ms)	ID	I (A)	T1 (ms)	Condition
512	GFR Penyulang	0.275	512	Ground - OC1 - S1
512	PMT 20 kV (Penyulang)	0.0		Tripped by GFR Penyulang Ground - OC1 - S1
981	GFR Incoming	0.275	981	Ground - OC1 - S1
981	PMT 20 kV (Incoming)	0.0		Tripped by GFR Incoming Ground - OC1 - S1
5380	SBEF 1	0.275	5380	Ground - OC1 - S1
5380	PMT 20 kV (Incoming)	0.0		Tripped by SBEF 1 Ground - OC1 - S1
6490	SBEF 2	0.275	6490	Ground - OC1 - S1
6490	PMT 150 kV	18.0		Tripped by SBEF 2 Ground - OC1 - S1

Gambar 3. Tampilan Sequence Viewer

Hasil simulasi gangguan hubung singkat fasa-ground di sisi penyulang menghasilkan urutan kerja relay yang sesuai dengan prinsip selektivitas proteksi. Gambar 2 Simulasi Gangguan Arus Hubung Singkat fasa-ground di sisi Penyulang (Outgoing) dan Gambar 3 Tampilan *Sequence Viewer* menunjukkan bahwa Ground Fault Relay (GFR) sisi penyulang bekerja pertama kali dalam waktu 512 ms saat mengalami gangguan 275 A. Selanjutnya, GFR incoming bekerja setelah 982 ms, diikuti oleh SBEF tahap 1 setelah 5380 ms dan SBEF tahap 2 setelah 6490 ms. Urutan kerja ini menunjukkan koordinasi yang baik dengan margin waktu yang cukup untuk mencegah mal-operasi (Grigsby, 2017).



Gambar 4. Simulasi Gangguan Arus Hubung Singkat fasa - fasa di sisi Penyulang (Outgoing)



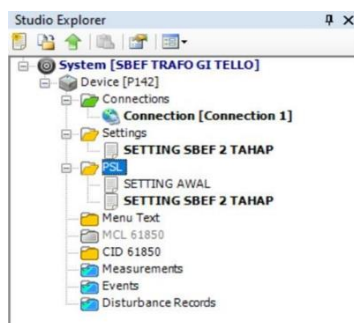
Time (ms)	ID	I (A)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
963	OCR GFR P...	2.046	963		Phase - OC1 - S1
963	PMT 20 kV ...	0.0			Tripped by OCR GFR Penyulang Phase - OC1 - S1
11080	OCR GFR I...	2.046	> 11080		Phase - OC1 - S1
11080	PMT 20 kV ...	0.0			Tripped by OCR GFR Incoming Phase - OC1 - S1

Gambar 5. Tampilan Sequence Viewer

Simulasi gangguan hubung singkat fasa-fasa menghasilkan karakteristik yang berbeda, dimana Gambar 4 Simulasi Gangguan Arus Hubung Singkat fasa-fasa di sisi Penyulang (Outgoing) dan Gambar 5 Tampilan *Sequence Viewer* menunjukkan bahwa Overcurrent Relay (OCR) sisi penyulang bekerja dalam waktu 963 ms saat mengalami gangguan 2046 A. Perbedaan karakteristik ini menunjukkan bahwa sistem proteksi dapat membedakan jenis gangguan dan memberikan respons yang sesuai dengan karakteristik masing-masing relay proteksi.

Implementasi dan Hasil Pengujian Lapangan

Implementasi relay SBEF dua tahap dilakukan dengan menggunakan perangkat Schneider P142 yang dikonfigurasi melalui aplikasi Easergy Studio Schneider Electric.



Gambar 6. Tampilan Setelah Membuat Data Setting Baru

Sumber : Aplikasi Easergy Studio Schneider Electric

Name	Value
OP PARAMETERS	
CONFIGURATION	
CT RATIO	
Line CT primary	300
Line CT sec	5
E/Gnd CT primary	300
E/Gnd CT sec	5
LED 5	
LED 6	
LED 7	
LED 8	
GROUP SELECT	
ALARM	
LOGIC INPUT	
OUTPUT RELAYS	
PHASE ROTATION	
PROTECTION G1	
PROTECTION G2	
AUTOMAT. CTRL	
RECORDS	

Gambar 7. Setting CT Ratio

Sumber : Aplikasi Easergy Studio Schneider Electric

Gambar 6 Tampilan Setelah Membuat Data Setting Baru menunjukkan antarmuka konfigurasi yang memungkinkan pengaturan parameter relay dengan presisi tinggi. Proses setting mencakup konfigurasi CT ratio sesuai dengan Gambar 7 Setting CT Ratio, yang dalam hal ini menggunakan rasio 300/5 A untuk memastikan akurasi pengukuran arus gangguan.

Name	Value
OP PARAMETERS	
CONFIGURATION	
PROTECTION G1	
[50/51] PHASE OC	
[50N/51N] E/Gnd	
Function Ie>	Yes
Ie>	0.200Ien
Delay Type	IDMT
Idmt	LTI (IEC)
Tms	0.100
t Reset	0.00s
Function Ie>>	No
Function Ie>>>	No
Function Ie>>>>	No

Gambar 8. Setting Lama Relay SBEF

Name	Value
OP PARAMETERS	
CONFIGURATION	
PROTECTION G1	
[50/51] PHASE OC	
[50N/51N] E/Gnd	
Function Ie>	Yes
Ie>	0.290Ien
Delay Type	IDMT
Idmt	LTI (IEC)
Interlock Ie>> Ie>>>	No
Tms	0.117
t Reset	0.00s
Function Ie>>	Yes
Ie>>	0.290Ien
Delay Type	IDMT
Idmt	LTI (IEC)
Tms	0.097
tReset	0.00s

Gambar 9. Setting Fungsi Dua Tahap Relay SBEF

Sumber : Aplikasi Easergy Studio Schneider Electric

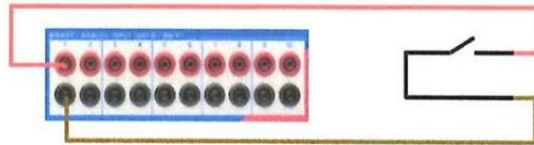
Perbandingan antara setting lama dan setting baru terlihat jelas dalam Gambar 8 Setting Lama Relay SBEF dan Gambar 9 Setting Fungsi Dua Tahap Relay SBEF. Implementasi fungsi dua tahap memberikan fleksibilitas operasional yang lebih baik dibandingkan dengan setting tunggal sebelumnya. Konfigurasi ini memungkinkan

isolasi gangguan bertahap sesuai dengan tingkat keparahan dan lokasi gangguan, sesuai dengan filosofi proteksi modern yang mengutamakan kontinuitas layanan (Tasiam, 2017).



Gambar 10. Sumber Arus CMC 356

Sumber : IK Pengujian Relay OCR/GFR/SBEF CMC 356



Gambar 11. Analog Input CMC 356

Sumber : IK Pengujian Relay OCR/GFR/SBEF CMC 356

Pengujian menggunakan alat CMC 356 memberikan validasi empiris terhadap kinerja relay yang telah dikonfigurasi. Gambar 10 Sumber Arus CMC 356 dan Gambar 11 Analog Input CMC 356 menunjukkan setup pengujian yang komprehensif untuk memverifikasi karakteristik relay.

Tabel 3. Hasil Pengujian Relay Standby Earth Fault Dua Tahap menunjukkan kinerja yang memuaskan dengan arus kerja (pick-up) 1,52 A dan arus kembali 1,44 A, memberikan ratio 94,74% yang sesuai dengan standar relay proteksi.

Tabel 3. Hasil Pengujian Relay *Standby Earth Fault* Dua Tahap

a. Arus Pick Up					
Arus Setting (Is) Amp					1.45
Arus Kerja (Ip) Amp					1.52
Arus Kembali (Ir) Amp					1.44
Ratio Ir / Ip (%)					94.74
b. Karakteristik Waktu Tahap I					
GFR Iset : 1.45 A		Iset x	1.5	2	3
Tx : 0.097 Kurva : LTI	N	-	23.58	11.56	5.77
c. Karakteristik Waktu Tahap II					
GFR Iset : 1.45 A		Iset x	1.5	2	3
Tx : 0.117 Kurva : LTI	N	-	27.51	13.88	6.96

Sumber : Laporan Teknik Hasil Pemeliharaan Instalasi Tenaga Listrik GI Tello 150 KV

Analisis Akurasi dan Keandalan Sistem

Evaluasi karakteristik waktu menunjukkan tingkat akurasi yang sangat baik antara hasil pengujian dan perhitungan teoritis.

Tabel 4. Perbandingan Hasil Uji dan Teori

Arus Gangguan	Hasil Uji	Teori	%Error
1. Tahap satu			
130,5 A	23,58 detik	23,28 detik	1,28%
174 A	11,56 detik	11,64 detik	0,68%
261 A	5,77 detik	5,82 detik	0,86%
2. Tahap dua			
130,5 A	27,51 detik	28,08 detik	2,02%
174 A	13,88 detik	14,04 detik	1,13%
261 A	6,96 detik	7,02 detik	0,85%

Tabel 4 Perbandingan Hasil Uji dan Teori menunjukkan persentase kesalahan yang sangat rendah, berkisar antara 0,68% hingga 2,02% untuk berbagai tingkat arus gangguan. Pada tahap pertama, pengujian dengan arus $1,5 \times I_{set}$ (130,5 A) menghasilkan waktu operasi 23,58 detik dibandingkan dengan perhitungan teoritis 23,28 detik, memberikan kesalahan hanya 1,28%. Demikian pula, pengujian dengan arus $2 \times I_{set}$ (174 A) menunjukkan waktu operasi 11,56 detik dibandingkan teoritis 11,64 detik dengan kesalahan 0,68%.

Tahap kedua menunjukkan konsistensi yang serupa dengan kesalahan maksimum 2,02% pada arus $1,5 \times I_{set}$. Tingkat akurasi ini menunjukkan bahwa perhitungan setting yang dilakukan sesuai dengan karakteristik aktual relay, memberikan kepercayaan tinggi terhadap kinerja sistem proteksi dalam kondisi operasional nyata. Konsistensi ini sangat penting untuk memastikan bahwa relay akan beroperasi sesuai dengan koordinasi yang telah dirancang ketika terjadi gangguan aktual di lapangan (Jasmadi, 2021).

Implikasi Operasional dan Keuntungan Sistem

Implementasi relay SBEF dua tahap memberikan keuntungan operasional yang signifikan dibandingkan dengan sistem proteksi konvensional. Kemampuan isolasi bertahap memungkinkan operator untuk mengurangi area yang terganggu ketika terjadi gangguan tanah, sehingga meningkatkan keandalan sistem secara keseluruhan. Tahap pertama yang mentripkan PMT incoming memberikan kesempatan untuk mengisolasi gangguan pada level distribusi, sedangkan tahap kedua yang mentripkan PMT 150 kV menyediakan backup protection yang esensial untuk menjaga integritas sistem transmisi. Selektivitas ini memastikan bahwa gangguan diisolasi pada zona yang tepat dengan waktu yang minimum, sesuai dengan prinsip proteksi yang direkomendasikan oleh standar internasional (PT. PLN (Persero), 2019). Hasil penelitian ini memberikan kontribusi signifikan terhadap optimalisasi sistem proteksi gardu induk, khususnya dalam penerapan relay SBEF dua tahap yang dapat meningkatkan sensitivitas deteksi gangguan tanah sambil mempertahankan selektivitas dan koordinasi dengan sistem proteksi lainnya.

4. KESIMPULAN

Implementasi relay Standby Earth Fault (SBEF) dua tahap pada transformator 60 MVA di Gardu Induk Tello 150 kV terbukti meningkatkan kinerja sistem proteksi secara signifikan. Tahap pertama disetel pada arus 86,6 A dengan TMS 0,097, sedangkan tahap kedua menggunakan TMS 0,117 dengan karakteristik Long Time Inverse, sehingga selektivitas proteksi menjadi lebih baik. Validasi melalui simulasi ETAP 12.6.0 dan pengujian lapangan menggunakan CMC 356 menunjukkan kesalahan maksimum hanya 2,02%. Hasil ini membuktikan kesesuaian antara perhitungan teoritis dan implementasi, memungkinkan isolasi gangguan bertahap, memperkecil area terdampak, meningkatkan kontinuitas pelayanan, serta mendukung program zero trip PMT 150 kV PT. PLN (Persero).

5. REFERENSI

- Ardianto, T., Azis, A., & Proteksi, S. (2022). JSE-61 JSE-62. *JURNAL SURYA ENERGY*, 5(2), 61–66.
- Dasa, A., Mieftah, M., & Sungkowo, H. (2023). Analisis Koordinasi Relai Proteksi Transformator I GI Bumicokro Akibat Uprating Daya. *ELPOSYS: Jurnal Sistem Kelistrikan*, 10(2).

- Fajar, M., Tanjung, D., & Sitorus, W. M. (2025). Analisis dan Koordinasi Relay Proteksi terhadap Gangguan Hubung Singkat pada Sistem Tenaga Listrik Menggunakan ETAP. *Jurnal Sains Student Research*, 3(6), 1020–1032.
- Hosseini-Biyouki, M. M., & Askarian-Abyaneh, H. (2022). Transformer power differential protection using real-time HIL test-based implementation of second-order transient-extracting transform. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 136. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0142061521008644>
- Jasmadi, N. A. (2021). Studi Kerja Relay Proteksi SBEF Interbus Transformator (IBT) #3 31,5 MVA pada Gardu Induk Pangkep. In *Makassar: Politeknik Negeri Ujung Pandang*.
- Kumar, N., & Dinesh. (2024). e-Prime - Advances in Electrical Engineering , Electronics and Energy Optimal coordination of overcurrent relays for microgrid operation using JAYA algorithm. *E-Prime - Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy*, 7(March 2023), 100467. <https://doi.org/10.1016/j.prime.2024.100467>
- Mei, Y., Ni, S., & Zhang, H. (2024). Fault diagnosis of intelligent substation relay protection system based on transformer architecture and migration training model. *E-Prime - Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy*.
- Noor, N. A., Naim, K., & Akhdan, M. R. (2022). Analisis Perhitungan Setting Proteksi Transformator 60 MVA pada Gardu Induk Bulukumba PT PLN (Persero). *SNTEI*, 429–434.
- Pertiwi Nurul Utami¹, Yonki Alexander Volta², M. H. F. (2024). SIMULATION OF ELECTRIC POWER SYSTEM PROTECTION COORDINATION USING ETAP. *Medika Trada: Jurnal Teknik Elektromedik Polbitrada*, 5(1), 25–35.
- Protection, H., Based, S., Overcurrent, O., & Grid, D. (2021). Hybrid Protection Scheme Based Optimal Overcurrent Relay Coordination Strategy for RE Integrated Power. *MDPI Energies*, 1–19.
- PT PLN (Persero), B., Source, I., Secretary, C., Secretary, C., & Secretary, C. (2021). STATISTICS PLN 2021. *Catalogue in Publications, STATISTICS PLN 2021*.
- PT PLN (Persero), Source, I., Secretary, C., Secretary, C., & Secretary, C. (2019). Statistics pln. *Catalogue in Publications, STATISTICS PLN 2021*.
- Shah, A. M., Bhalja, B. R., Member, S., Patel, R. M., Bhalja, H., Agarwal, P., Makwana, Y. M., Malik, O. P., & Fellow, L. (2020). Quartile Based Differential Protection of Power Transformer. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 35(5), 2447–2458. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2020.2968725>
- Siswanto, A., Aprilia, P., Santi, P., Susanto, T., Ahli, S., Energi, K., Penelitian, B., Penelitian, P., & Kelautan, G. (2020). Perbaikan Pengkabelan Trafo Arus pada REF (Restricted Earth Fault) dan SBEF (Standby Earth Fault) untuk Meningkatkan Selektivitas Kerja Relay. *E-JOINT (Electronica and Electrical Journal of Innovation Technology)*, 1(1), 7–12.
- Tiwari, R., Singh, R. K., & Choudhary, N. K. (2022). Coordination of dual setting overcurrent relays in microgrid with optimally determined relay characteristics for dual operating modes. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 1, 1–18. <https://doi.org/10.1186/s41601-022-00226-1>
- Yulianto, B. T. (2023). ANALISIS KEANDALAN , KOORDINASI PROTEKSI . RELAY STANDBY EARTH FAULT (SBEF), SAAT TERJADI FAULT PADA GARDU INDUK MAROS. *Jurnal FORISTEK*, 13(2), 111–119.
- Sitorus, O., Sinaga, D. J., & Sinuraya, A. (2020). Analisis dan koordinasi sistem proteksi transformator tenaga terhadap gangguan arus hubung singkat. *Jurnal Teknik Elektro dan Komputer*, 9(2), 85–94.
- International Electrotechnical Commission. (2021). IEC 60255-1: Measuring relays and protection equipment – Part 1: Common requirements. IEC. <https://webstore.iec.ch/publication/1160>.