

EVALUASI SETTING DISTANCE RELAY PADA SUTT 150 KV SISTEM KETENAGALISTRIKAN SULSELBAR

Muhammad Ridhwan¹, Muhdalifah Muhtar², Annisa Nurfadhilah³, Nurul Amalia Amri⁴, Didik
Rahbini Sadikin⁵, Maya Itasari⁶

^{1,2,3} Teknik Listrik, Politeknik Negeri Ujung Pandang, ⁴Teknologi Rekayasa Jaringan Telekomunikasi,
⁵Politeknik Negeri Ujung Pandang, ⁶Teknik Elektronika Politeknik Negeri Ujung Pandang

¹ muhammad.ridhwan@poliupg.ac.id, ²muhdalifahmuhtar@poliupg.ac.id, ³annisanurfadhilah@poliupg.ac.id,
⁴amaliaamri@poliupg.ac.id, ⁵didicknie@gmail.com, ⁶mayaitasari@poliupg.ac.id

ABSTRAK

Transmisi merupakan komponen penting dalam sistem tenaga listrik yang berfungsi untuk menyalurkan energi listrik dari pembangkit menuju jaringan distribusi. Mengingat jarak penyaluran yang cukup jauh, kemungkinan terjadinya gangguan sistem akan meningkat secara signifikan. Untuk mencegah gangguan tersebut menyebar, diterapkan sistem proteksi, salah satunya adalah proteksi dengan menggunakan relay jarak (distance relay). Relay jarak bekerja berdasarkan pengukuran impedansi, yang akan aktif apabila impedansi hasil pengukuran dari arus (CT) dan tegangan (PT/CVT) berada di bawah nilai ambang batas yang telah ditentukan. Penelitian ini bertujuan untuk mengevaluasi setting relay jarak yang diterapkan oleh PLN pada saluran transmisi 150 kV, khususnya apakah setting tersebut sesuai dengan standar acuan dan literatur yang ada. Evaluasi dilakukan dengan menggunakan perangkat lunak DIGSILENT PowerFactory, sebuah software khusus untuk analisis operasi dan pengendalian sistem tenaga listrik secara canggih, terintegrasi, dan interaktif. Simulasi difokuskan pada saluran transmisi antara GI Pangkep dan GI Kima dengan impedansi saluran sebesar 15,14 Ω . Hasil perhitungan setting relay menunjukkan nilai $Z1P = 12,112 \Omega$ pada $t1 = 0$ detik; $Z2pri = 18,168 \Omega$ pada $t2 = 0,8$ detik; dan $Z3pri = 19,74 \Omega$ pada $t3 = 1,2$ detik. Namun, perbandingan dengan setting aktual milik PLN menunjukkan adanya perbedaan—PLN menerapkan setting zone 1 sebesar 100%, yang menyimpang dari standar yang direkomendasikan. Hal ini terutama disebabkan oleh tidak adanya sistem teleproteksi aktif pada saluran GI Pangkep – GI Kima. Temuan penelitian ini menunjukkan bahwa meskipun pendekatan PLN mempertimbangkan keterbatasan operasional tertentu, namun tidak sepenuhnya sesuai dengan pedoman standar, sehingga diperlukan penyesuaian setting untuk memastikan sistem proteksi bekerja secara andal dan efektif..

Kata kunci: Relay Jarak, Saluran Transmisi, Setting Impedansi, Sistem Proteksi

1. PENDAHULUAN

Kebutuhan sistem transmisi merupakan bagian penting dari sistem tenaga listrik yang berfungsi untuk menyalurkan energi listrik dari pembangkit listrik menuju jaringan distribusi [10]. Umumnya, sistem transmisi mengalirkan energi listrik dalam jarak yang sangat jauh—seringkali mencapai ratusan kilometer melintasi kota maupun provinsi—dengan menggunakan saluran transmisi tegangan tinggi [10]. Karena jarak yang cukup panjang tersebut, risiko terjadinya gangguan (fault) pada saluran transmisi menjadi cukup tinggi.

Berdasarkan data statistik, sekitar 70% hingga 80% gangguan pada saluran transmisi merupakan gangguan satu fasa ke tanah (single-phase-to-ground fault) [1], [7]. Sementara itu, jenis gangguan lainnya seperti gangguan tiga fasa hanya sekitar 5%, dan sisanya adalah variasi gangguan lain seperti gangguan antar fasa (phase-to-phase fault) dan gangguan dua fasa ke tanah (double-phase-to-ground fault) [1], [7]. Gangguan-gangguan tersebut, apabila tidak ditangani secara cepat dan tepat, dapat menyebabkan gangguan operasional yang serius serta kerugian finansial [2], [8].

Untuk meminimalkan dampak dari gangguan tersebut, diperlukan sistem proteksi yang andal. Salah satu perangkat proteksi utama yang digunakan dalam sistem transmisi adalah relay jarak (distance relay) [5], [6]. Relay





ini berfungsi dengan mengukur impedansi antara lokasi relay dengan titik gangguan [3], [9], sehingga mampu melakukan isolasi gangguan dengan cepat dan akurat.

Beberapa penelitian sebelumnya telah membahas pengaturan relay jarak pada sistem transmisi. Wahyuningsih et al. [5] melakukan kajian proteksi rele jarak pada sistem kelistrikan Lombok, dengan hasil bahwa akurasi setting relay sangat memengaruhi kecepatan isolasi gangguan. Muhtar et al. [11] meneliti konfigurasi relay tegangan nol (RTN) pada GI Masamba dan menekankan pentingnya penyesuaian setting terhadap kondisi operasi aktual. Sementara itu, beberapa studi internasional [2], [3], [8] mengkaji penggunaan perangkat lunak simulasi untuk memvalidasi setting relay dalam menghadapi variasi beban dan kondisi gangguan.

Dari penelitian-penelitian tersebut dapat disimpulkan bahwa meskipun setting relay jarak telah banyak diteliti, masih terdapat gap pada penerapan metode evaluasi setting relay jarak yang adaptif terhadap dinamika sistem tenaga, khususnya pada jaringan 150 kV di wilayah Sulselrabar. Oleh karena itu, penelitian ini bertujuan untuk melakukan evaluasi dan analisis setting relay jarak dengan menggunakan pendekatan simulasi berbasis DIGSILENT PowerFactory sehingga hasilnya dapat memberikan kontribusi dalam peningkatan keandalan sistem proteksi.

2. METODE PENELITIAN

Penelitian ini dilaksanakan di Unit Layanan Transmisi dan Gardu Induk (ULTG) Maros, PT PLN (Persero) UPT Makassar, pada periode Maret hingga September 2021. Penelitian ini menggunakan pendekatan kuantitatif-deskriptif dengan fokus pada evaluasi teknis terhadap setting relay jarak pada Saluran Udara Tegangan Tinggi (SUTT) 150 kV, khususnya pada ruas saluran GI Pangkep – GI Kima – GI Tello [5], [6].

Pengumpulan data dilakukan melalui observasi langsung terhadap peralatan dan dokumentasi sistem, wawancara dengan petugas ULTG Maros, serta studi literatur yang berkaitan dengan standar teknis dan teori sistem proteksi [10]. Peralatan proteksi utama yang dianalisis dalam penelitian ini adalah relay jarak MiCOM P443 [11].

Untuk menunjang analisis, data impedansi saluran, impedansi transformator, serta rasio CT/VT dikumpulkan secara rinci sebagai dasar perhitungan zona proteksi. Proses perhitungan dilakukan dengan mengacu pada standar dan pedoman teknis yang diterapkan oleh PLN sehingga hasilnya relevan dengan kondisi sistem aktual. Selanjutnya, hasil setting relay diuji menggunakan perangkat lunak DIGSILENT PowerFactory untuk memverifikasi kinerja proteksi terhadap berbagai jenis gangguan yang disimulasikan. Validasi hasil dilakukan dengan membandingkan kinerja relay hasil perhitungan dengan setting yang digunakan oleh PLN, sehingga dapat dievaluasi tingkat keandalan dan selektivitas proteksi yang diperoleh. Dengan tahapan ini, penelitian diharapkan memberikan rekomendasi pengaturan relay jarak yang lebih optimal dan adaptif sesuai kebutuhan sistem tenaga listrik [1]–[4], [7]–[9].

2.1 Pengumpulan Data Teknis

Tahap awal penelitian dimulai dengan pengumpulan data primer dan sekunder terkait sistem transmisi 150 kV pada ruas GI Pangkep – GI Kima – GI Tello. Data yang diperoleh mencakup impedansi saluran, impedansi transformator, serta rasio CT dan VT yang digunakan dalam sistem proteksi. Selain itu, dilakukan observasi langsung ke lapangan serta wawancara dengan petugas ULTG Maros untuk memastikan akurasi data dan kesesuaian dengan kondisi aktual sistem transmisi [1], [2].

2.2 Perhitungan Zona Proteksi

Setelah data terkumpul, langkah berikutnya adalah menghitung impedansi total saluran berdasarkan panjang lintasan transmisi serta impedansi per satuan panjang (R dan X). Hasil perhitungan tersebut kemudian digunakan untuk menentukan batasan zona proteksi ($Z1$, $Z2$, dan $Z3$) sesuai dengan standar PLN dan referensi literatur sistem proteksi [3], [4], [5]. Tahap ini penting untuk memperoleh parameter teoritis sebagai dasar evaluasi setting relay jarak [6].

2.3 Simulasi Sistem

Model sistem transmisi 150 kV dibangun dalam perangkat lunak DIGSILENT PowerFactory versi 15.1 dengan memasukkan data impedansi saluran, transformator, serta parameter relay MiCOM P443. Simulasi dilakukan dengan skenario berbagai jenis gangguan, seperti gangguan satu fasa ke tanah, antar fasa, maupun tiga fasa [7], [8]. Hasil simulasi memberikan gambaran mengenai kinerja proteksi dalam kondisi operasi nyata [9].

2.4 Analisis Kinerja Relay

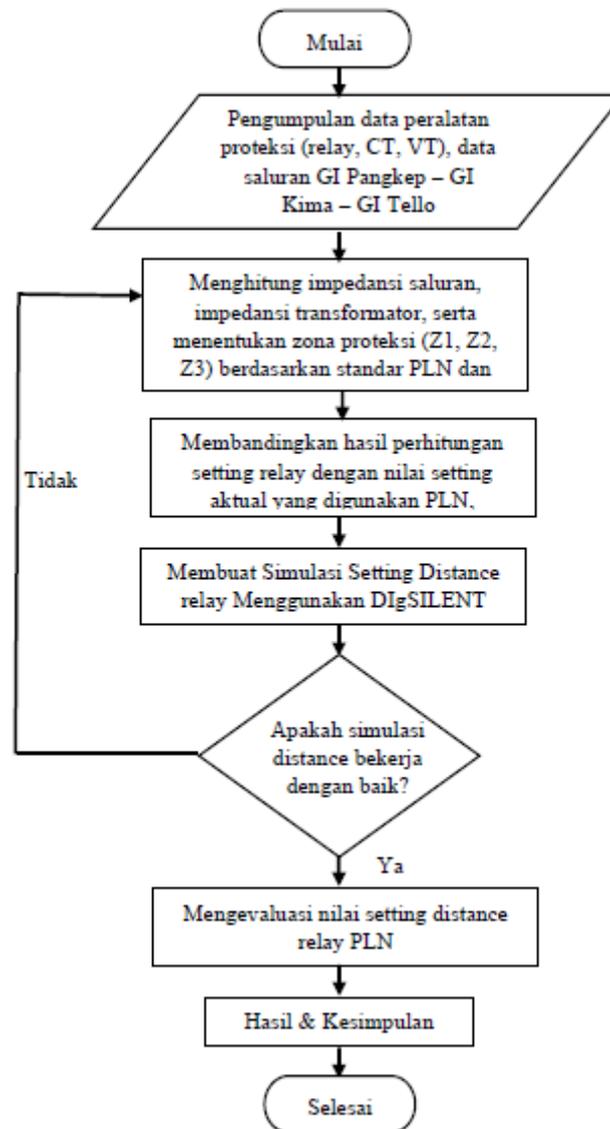
Hasil simulasi kemudian dianalisis untuk mengevaluasi ketepatan kerja relay, baik dari aspek kecepatan waktu trip maupun keakuratan zona proteksi yang bekerja. Selanjutnya, hasil analisis ini dibandingkan dengan setting aktual relay yang digunakan oleh PLN di lapangan [2], [6], [10]. Perbandingan ini bertujuan untuk mengidentifikasi kesesuaian maupun perbedaan antara hasil teoretis, simulasi, dan praktik yang diterapkan, sehingga dapat diperoleh gambaran menyeluruh tentang kinerja proteksi sistem [7].

2.5 Penyusunan Rekomendasi Setting

Tahap akhir penelitian adalah menyusun rekomendasi setting relay jarak berdasarkan hasil perhitungan, simulasi, dan analisis [1], [4], [11]. Rekomendasi mempertimbangkan keandalan sistem proteksi, koordinasi antar



relay, serta dinamika sistem tenaga listrik yang selalu berubah. Hasil rekomendasi ini diharapkan dapat menjadi masukan praktis bagi PLN dalam meningkatkan keandalan proteksi pada sistem transmisi 150 kV di jaringan Sulselrabar [9].



Gambar 1 Diagram Alir Penelitian Evaluasi Setting Distance Relay pada Sistem Transmisi 150 kV

Gambar 1 menunjukkan alur penelitian yang diawali dengan pengumpulan data peralatan proteksi, seperti relay, CT, VT, serta data saluran transmisi pada ruas GI Pangkep – GI Kima – GI Tello. Tahap awal ini sangat penting karena kualitas data yang akurat akan menentukan ketepatan perhitungan pada langkah berikutnya. Selanjutnya dilakukan perhitungan impedansi saluran dan transformator, serta penentuan zona proteksi (Z1, Z2, Z3) berdasarkan standar PLN dan literatur yang relevan. Proses ini bertujuan untuk memperoleh nilai setting awal yang secara teoritis sesuai dengan kondisi sistem.

Hasil perhitungan tersebut kemudian dibandingkan dengan nilai setting aktual yang digunakan oleh PLN di lapangan untuk menilai apakah terdapat perbedaan yang signifikan. Setelah itu, setting relay disimulasikan menggunakan perangkat lunak DigSILENT PowerFactory untuk mengevaluasi kinerja relay dalam menghadapi berbagai jenis gangguan. Simulasi ini menjadi bagian krusial karena mampu memberikan gambaran perilaku sistem proteksi sebelum diterapkan secara nyata.

Apabila hasil simulasi menunjukkan bahwa relay tidak bekerja sesuai harapan, maka dilakukan kembali perhitungan dan penyesuaian setting agar lebih tepat. Namun, jika hasil simulasi menunjukkan kesesuaian dengan standar kinerja proteksi, maka dilakukan evaluasi lebih lanjut terhadap nilai setting aktual yang dipakai PLN. Pada tahap akhir, penelitian menghasilkan kesimpulan mengenai keandalan serta efektivitas setting relay jarak, yang

sekaligus menjadi dasar untuk memberikan rekomendasi perbaikan atau penyesuaian pengaturan proteksi di sistem transmisi 150 kV Sulselrabar. proteksi.

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1 Data Peralatan dan Saluran Udara Tegangan Tinggi

Data diperlukan untuk menghitung pengaturan distance relay sebagai fitur utama pengaman pada saluran udara tegangan tinggi, Data peralatan berikut digunakan untuk menentukan pengaturan distance relay sebagaimana ditunjukkan pada Tabel berikut:

Tabel 1: Data Peralatan

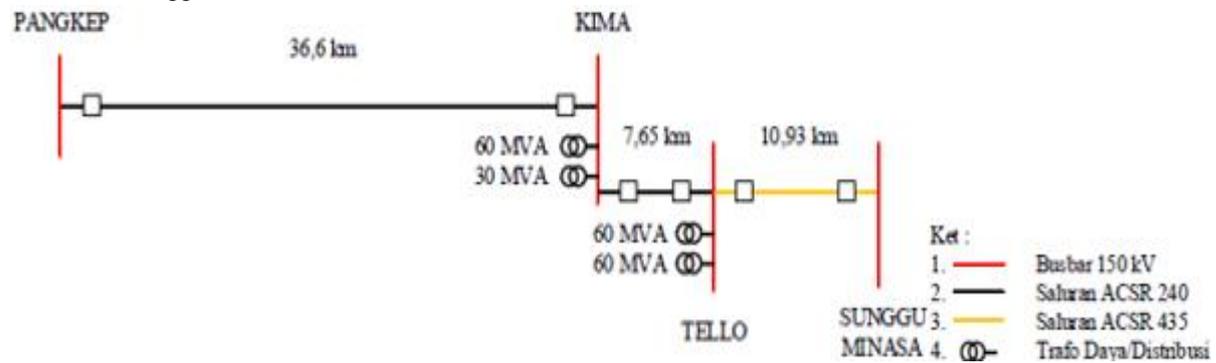
No	Gardu induk	Bay Line	CT Ratio	VT Ratio	Brand/Type Serial Number
1	Pangkep	Kima	1000/5	150/0.11	34124060/06/17

Sumber: UPT Makassar, 2021

perbandingan rasio CT 200 dan rasio CVT $1363.63 n = 200 / 1363.63 = 0.1467$

Konfigurasi sistem tenaga listrik digunakan untuk melakukan koordinasi pengaturan distance relay pada saluran udara tegangan tinggi berdasarkan konfigurasi sistem kelistrikan pada jalur Pangkep – Kima – Tello.

– Saluran Sungguminasa 150 kV .



Gambar 2. Sistem Kelistrikan 150 kV ULTG Maros

Tabel 2. Data saluran transmisi Pangkep – Kima – Tello – Sungguminasa

No	Saluran 150 kV	Jenis penghantar	Panjang saluran (km)	Impedansi penghantar (Ω/km)
1.	Pangkep-Kima	ACSR 240	36,6	$0,122 + j0,396$
2.	Kima-Tello	ACSR 240	7,64	$0,125 + j0,415$
3.	Tello-Sungguminasa	ACSR 435	10,93	$0,037 + j0,280$

Sumber: UPT Makassar, 2021

Impedansi saluran pada jalur Gardu Induk Pangkep – Gardu Induk Kima berdasarkan data peralatan:

$Z_{11} = \text{Panjang Saluran (km)} \times \text{Impedansi Penghantar } (\Omega/\text{km})$, $Z_{11} = 36.6 \text{ km} \cdot (0.122 + j0.396) \Omega/\text{km}$, $Z_{11} = 4.392 + j14.4936 \Omega$, $Z_{11} = 15.14 \angle 73.141^\circ \Omega$.

Tabel 3. Data impedansi ULTG MAROS

No	Gardu Induk	Bay Line	Impedansi saluran Ω
1.	Pangkep	Kima	$15,14 \angle 73,141^\circ$
2.	Kima	Tello	$3,311 \angle 73,237^\circ$
3.	Tello	Sungguminasa	$3,087 \angle 82,472^\circ$

Sumber : UPT Makassar, 2021

Tabel 4. Impedansi Transformator

No	Gardu induk	Transformer	Merek	Daya (MVA)	Xt(%)
1.	Pangkep	TD #3	GEC ALSTHOM	30	12,5
		TD #4	PASTI	20	12,391
		TD #5	SINTRA	30	12,5
2.	Tello	TD #1	UNINDO	60	12,5
		TD #2	ALSTHOM	60	12,45
3.	Kima	TD #1	UNINDO	60	12,26
		TD #2	UNINDO	30	12,5

Sumber: ULTG Maros, 2021

Nilai impedansi transformator #4 GI Pangkep $X_t = 139,40 \Omega$

Tabel 5. Impedansi transformator distribusi

No	Gardu induk	Transformator	Daya (MVA)	$X_{tB}(\%)$
1.	Pangkep	TD #3	30	
		TD #4	20	139,40
		TD #5	30	93,75
2.	Tello	TD #1	60	46,875
		TD #2	60	46,6875
3.	Kima	TD #1	60	45,975
		TD #2	30	93,75

Sumber: ULTG Maros, 2021

Namun, apabila terdapat lebih dari satu transformator distribusi di suatu Gardu Induk (GI), maka nilai impedansi yang dihitung adalah sebagai berikut: Impedansi transformator yang dihitung adalah transformator dengan kapasitas daya terbesar, Apabila terdapat transformator dengan kapasitas yang sama, maka dipilih nilai impedansi yang paling kecil di antara keduanya. Berikut ini adalah data nilai impedansi transformator (Ω) yang dihitung pada Saluran Pangkep–Kima.

Tabel 6. Impedansi transformator distribusi

No	Gardu Induk	Transformator	Daya (MVA)	Xt(Ω)
1.	Pangkep	TD #3	30	93,75
2.	Tello	TD #2	60	46,6875
3.	Kima	TD #1	60	45,975

3.2 Penentuan Zone Pengamanan

Sebagai proteksi utama, jangkauan zona 1 harus mencakup seluruh saluran yang dilindungi. Namun, dengan mempertimbangkan kesalahan dari data konstanta saluran, CT, CVT, dan peralatan lainnya sebesar 20%, maka

rele zona 1 diatur sebesar 80% dari panjang saluran yang diamankan. Waktu kerja rele bersifat seketika, sehingga tidak dilakukan koordinasi waktu. Jangkauan zona 1 primer dari saluran Pangkep–Kima menggunakan:

$Z_{1P} = 0,8 \times Z_{1AB}$, $Z_{1P} = 0,8 \times (15,14 \angle 73,141^\circ) \Omega$, $Z_{1P} = 12,112 \angle 73,141^\circ \Omega$ Jangkauan zona 1 sekunder dari saluran Pangkep–Kima: $Z_{1S} = Z_{1P} \times n$, $Z_{1S} = (12,112 \angle 73,141^\circ \Omega) \times (0,1467)$, $Z_{1S} = 1,7768 \angle 73,141^\circ \Omega$, $Z_{1S} = 1,7768 \Omega$ Koordinasi waktu untuk zona 1 bersifat seketika karena zona 1 merupakan zona pengamanan utama yang diharapkan bekerja segera saat terjadi gangguan, sehingga $t_1 = 0$ detik.

Jangkauan zona 2 harus mencakup busbar di depannya (busbar sisi dekat), namun tidak boleh tumpang tindih dengan rele jarak zona 2 pada ruas berikutnya. Jangkauan minimum zona 2 saluran Pangkep–Kima = $1.2 \cdot Z_{AB}$, $Z_{2min} = 1.2 \cdot (15.14 \angle 73.141^\circ) \Omega$, $Z_{2min} = 18.168 \angle 73.141^\circ \Omega$. Jangkauan maksimum zona 2 saluran Pangkep–Kima: $Z_{2mak} = 0.8 (Z_{AB} + 0.8 \cdot Z_{BC})$, $Z_{2mak} = 0.8 ((15.14 \angle 73.141^\circ) + 0.8 \cdot (3.311 \angle 73.237^\circ)) \Omega$, $Z_{2mak} = 0.8 ((15.14 \angle 73.141^\circ) + (2.6488 \angle 73.237^\circ)) \Omega$, $Z_{2mak} = 0.8 (17.85 \angle 73.191^\circ) \Omega$, $Z_{2mak} = 14.28 \angle 73.191^\circ \Omega$, Nilai impedansi transformator di GI Kima: 45.975Ω , Nilai batas transformator untuk zona 2 : $Z_{2T} = 30.502 \Omega$, Penentuan koordinasi waktu untuk zona 2 diberikan waktu tunda sebesar 0,4 – 0,8 detik. Penentuan nilai waktu tunda ini perlu dikoordinasikan dengan zona 2 lainnya agar tidak terjadi tumpang tindih.

Berdasarkan nilai impedansi di atas, nilai impedansi Zone-2min sebesar $18.168 \angle 73.141^\circ \Omega$ dipilih sebagai nilai setting untuk Zona-2, dengan pertimbangan sebagai berikut: Saluran yang diamankan (protected channel) jauh lebih panjang dibandingkan dengan saluran pada ruas berikutnya, sehingga terjadi kondisi $Z_{2mak} < Z_{2min}$. Dalam situasi seperti ini, untuk mendapatkan selektivitas yang baik, Zone-2min dipilih sebagai pengaturan rele untuk zona 2 dengan waktu tunda $t_2 = 0,8$ detik. Jangkauan impedansi Z_{2min} tidak melebihi impedansi transformator. Nilai impedansi sekunder pada Zona-2 adalah sebagai berikut: $Z_{2S} = 2,66 \Omega$.

Jangkauan zona 3 harus mencakup dua busbar GI terjauh di depannya (far end bus) sehingga diperoleh nilai setting untuk zona-3. Jangkauan minimum zona 3 adalah: $Z_{3min} = 22.2 \angle 73.158^\circ \Omega$, Jangkauan maksimum zona 3 adalah: $Z_{3mak} = 15.552 \angle 74.06^\circ \Omega$, Nilai impedansi transformator di GI Tello adalah: 46.6875Ω , Nilai batas transformator untuk zona 3 (Z_{3T}) adalah $Z_{3T} = 30.787 \Omega$, Nilai batas impedansi zona 3 (Z_{3B}) adalah $19.44 \angle 74.06^\circ \Omega$, Koordinasi waktu untuk zona 3 diberikan waktu tunda sebesar 0,8 hingga 1,6 detik. Penentuan nilai waktu tunda ini perlu dikoordinasikan dengan zona 3 lainnya agar tidak terjadi tumpang tindih.

Berdasarkan nilai impedansi di atas, nilai batas impedansi Zona-3 sebesar $19,44 \angle 74,06^\circ \Omega$ dipilih sebagai nilai setting untuk Zona-3, dengan pertimbangan sebagai berikut: Terjadi kondisi $Z_{3mak} < Z_{3min}$, namun $Z_{3min} > Z_{3B}$, sehingga dipilih nilai Zone-3B. Dalam situasi seperti ini, untuk memperoleh selektivitas yang baik, Zone-3B dipilih sebagai pengaturan rele untuk zona 3 dengan waktu tunda $t_3 = 1,6$ detik. Jangkauan impedansi Z_{3B} tidak melebihi nilai impedansi transformator. Nilai impedansi sekunder pada Zona-3 adalah: $Z_{3S} = 2,85 \Omega$.

Nilai-nilai setting di atas merupakan nilai setting hasil perhitungan yang ditentukan berdasarkan pedoman dan literatur yang ada. Untuk mengevaluasi nilai setting rele, perlu dilakukan perbandingan antara nilai hasil perhitungan dengan nilai setting yang diterapkan oleh PLN.

Berikut ini adalah perbandingan nilai setting hasil perhitungan dengan nilai setting PLN:

Tabel 7. Perbandingan Nilai Perhitungan dengan Setting Distance Relay

$Z_1(\Omega)$		$Z_2(\Omega)$		$Z_3(\Omega)$	
Hitung	PLN	Hitung	PLN	Hitung	PLN
1,7768	2,2	2,66	2,66	2,85	3,21

Tabel 8. Perbandingan Nilai Perhitungan dengan Distance relay

$t_1(s)$		$t_2(s)$		$t_3(s)$	
Per t_1	PLN	Per t_2	PLN	Per t_3	PLN
0	0	0,8	0,8	1,6	1,6

3.3 Perpindahan Nilai Setting:

Terdapat perbedaan antara nilai setting hasil perhitungan dengan nilai setting yang digunakan oleh PLN. Besarnya perpindahan nilai setting dapat diperoleh dengan mengurangi nilai setting PLN terhadap nilai hasil perhitungan: $\text{Perpindahan (Shift)} = \text{Nilai Setting PLN} - \text{Nilai Hasil Perhitungan}$ $\text{Shift} = 2,2 \Omega - 1,7768 \Omega$, $\text{Shift} = 0,4232 \Omega$ Untuk mendapatkan jarak dari nilai shift tersebut, nilai shift dibagi dengan nilai impedansi dari jenis konduktor: $\text{Jarak} = (0,4232 \Omega) / (0,122 + j0,396 \Omega/\text{km})$, $\text{Jarak} = 1,021 \text{ km}$. Nilai shift yang diperoleh kemudian dibagi dengan rasio CT/CVT untuk mendapatkan jarak aktual perpindahan setting: $\text{Shift} = 6,96 \text{ km}$, Persentase perpindahan nilai setting: $\text{Shift} = 19,236\%$

3.4 Simulasi Kinerja Relay Jarak Menggunakan DIGSILENT:

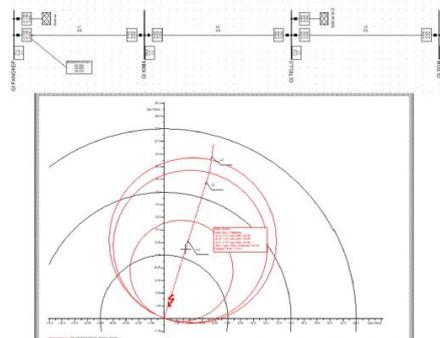
Setelah dilakukan perhitungan nilai setting distance relay, langkah selanjutnya adalah melakukan simulasi untuk mengevaluasi kinerja proteksi tersebut. Simulasi dilakukan menggunakan perangkat lunak DIGSILENT PowerFactory untuk membandingkan respons relay terhadap gangguan. Dalam simulasi ini, digunakan dua skenario pengaturan yaitu: hasil perhitungan setting berdasarkan data peralatan dan setting aktual yang digunakan oleh PLN. Tujuan dari simulasi ini adalah untuk memastikan apakah setting yang dihitung mampu mendeteksi gangguan secara cepat dan selektif, serta untuk menilai keandalan proteksi pada sistem transmisi antara GI Pangkep dan GI Kima.



Gambar 3. Single Line Diagram Pangkep-Sungguminasa

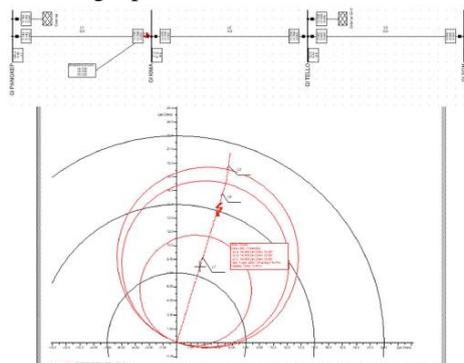
3.5 Simulasi Gangguan Menggunakan DIGSILENT:

Untuk mengetahui kinerja relay, diberikan gangguan dengan persentase atau jarak tertentu dari saluran yang diamankan. Gangguan yang diberikan adalah gangguan 3 fasa pada posisi 10%, 95%, 120%, dan 185%. Gangguan ini akan disimulasikan terhadap setting hasil perhitungan dan setting yang digunakan oleh PLN, baik dalam kondisi normal maupun dalam kondisi relay mengalami kesalahan akurasi. Hasil Perhitungan Setting Simulasi Simulasi Gangguan pada 10% Saluran Pangkep-Kima



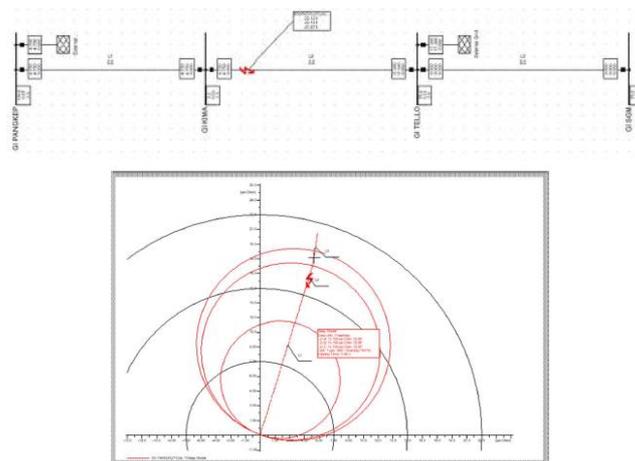
Gambar 4. Gangguan 10%

Simulasi Gangguan 95% pada saluran Pangkep-Kima



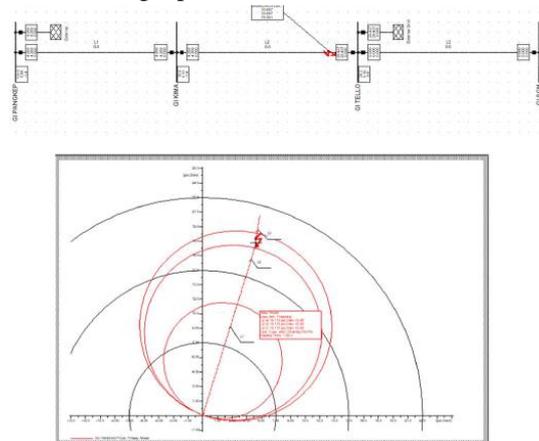
Gambar 5. Gangguan 95%

Simulasi gangguan 120% pada saluran Pangkep-Kima



Gambar 6. Gangguan 120%

Simulasi gangguan 185% pada saluran Pangkep-Kima

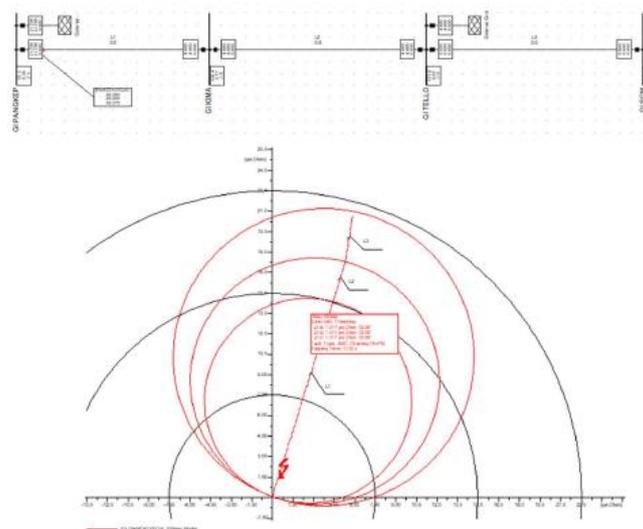


Gambar 7. Gangguan 185%

3.6 Simulasi Setting PLN

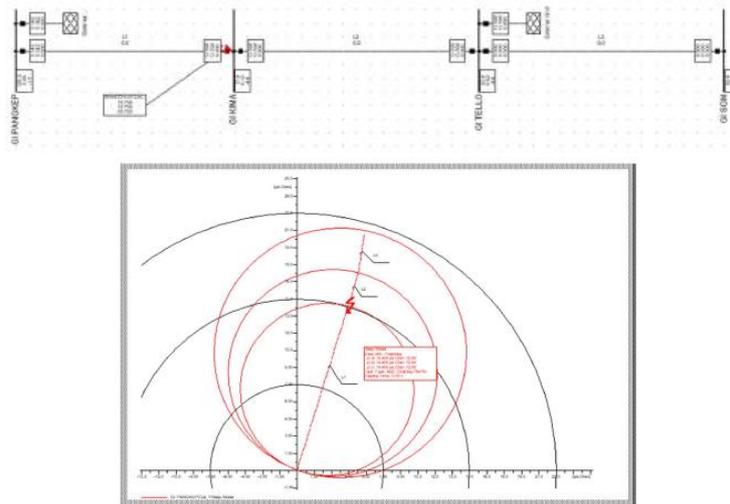
Simulasi DIGSILENT dilakukan dengan kondisi relay tanpa kesalahan akurasi, dengan area gangguan sebesar 10%, 95%, 120%, dan 185%. Selain itu, juga dilakukan simulasi gangguan pada 105% saluran dengan kesalahan peralatan sebesar +5%.

Simulasi gangguan 10% pada saluran Pangkep-Kima



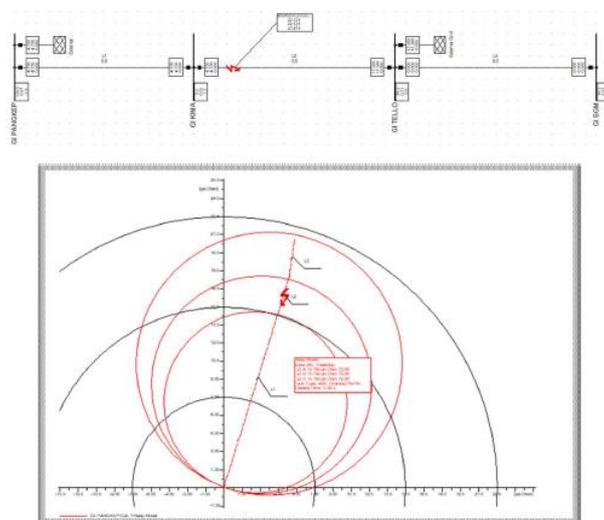
Gambar 8. Gangguan 10%

Simulasi gangguan 95% pada saluran Pangkep-Kima



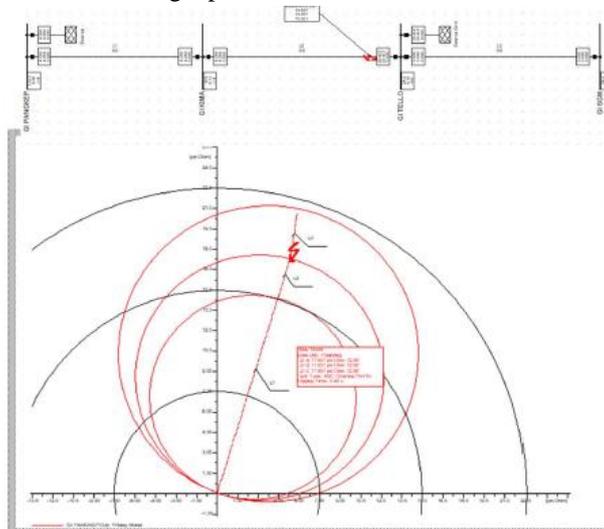
Gambar 9. Gangguan 95%

Simulasi gangguan 120% pada saluran Pangkep-Kima



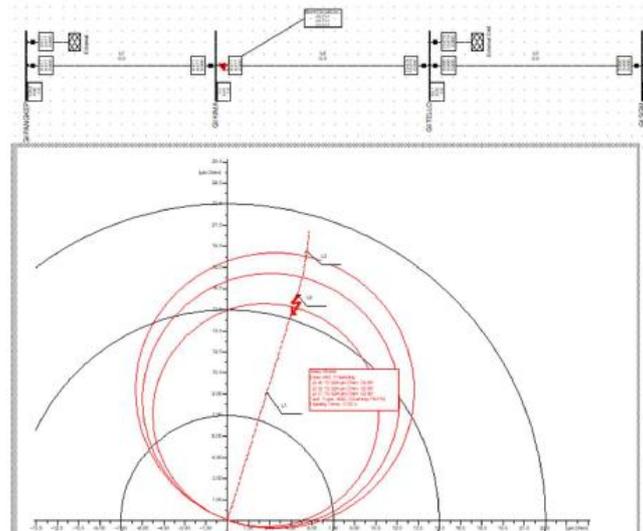
Gambar 10. Gangguan 120%

Simulasi gangguan 185% pada saluran Pangkep-Kima



Gambar 11. Gangguan 185%

Simulasi Gangguan 105% dengan Rasio Error Peralatan +5%



Gambar 12. Gangguan 105%

3.7 Hasil Simulasi Menggunakan DiGSILENT

Berdasarkan simulasi yang telah dilakukan, setting relay hasil perhitungan telah bekerja sesuai yang diharapkan, yaitu ketika terjadi gangguan pada zona 1, relay langsung mengirimkan sinyal ke PMT untuk melakukan pemutusan (trip) secara cepat.

Demikian pula pada gangguan di zona 2 dan zona 3, relay telah bekerja dengan baik, di mana relay memberikan waktu tunda (delay) kepada PMT masing-masing selama 0,8 detik dan 1,6 detik.

Namun, ketika relay dianggap mengalami kegagalan yang masih dalam batas toleransi, terdapat overreach pada zona 1 dari setting milik PLN. Zona 1 dari setting PLN menjangkau hingga saluran GI Kima – GI Tello. Hal ini merupakan suatu kegagalan dalam sistem proteksi karena proteksi tersebut tidak lagi bekerja sesuai dengan wilayah kerjanya.

3.8 Evaluasi Nilai Setting

Perbedaan antara nilai setting hasil perhitungan dan nilai setting yang digunakan oleh PLN dapat disebabkan oleh beberapa faktor, seperti nilai rasio CT/PT, panjang impedansi yang dilindungi, serta margin toleransi terhadap kesalahan. Setelah dilakukan analisis terhadap setting relay jarak pada saluran transmisi Pangkep–Kima, ditemukan adanya penyimpangan sebesar kurang lebih 19,236%. Perbedaan ini disebabkan oleh tambahan panjang saluran yang dicakup oleh relay.

Dengan menjumlahkan persentase setting hasil perhitungan dan persentase setting offset, maka setting saluran versi PLN dapat ditentukan dengan menggunakan persamaan berikut: Panjang Saluran Setting PLN = Setting Perhitungan (%) + Setting Offset (%), Panjang Saluran Setting PLN = 80% + 19,236%

Total panjang saluran transmisi yang dihitung oleh PLN mencapai 99,236%, yang menunjukkan bahwa setting PLN mengabaikan beberapa faktor penting seperti persentase kesalahan pada CT, PT/CVT, relay proteksi, margin keamanan, serta parameter jaringan. Dengan mengabaikan faktor-faktor kesalahan tersebut, maka persamaan yang digunakan oleh PLN untuk menentukan Zona-1 dapat dituliskan sebagai berikut:

$$Z1P = 100\% \times Z1I$$

Dengan demikian, nilai setting yang dihasilkan adalah sebagai berikut:

$$Z1P = 100\% \times (15.14 \angle 73.141^\circ) \Omega$$

$$Z1P = 15.14 \angle 73.141^\circ \Omega$$

$$Z1S = Z1P \times n$$

$$Z1S = (15.14 \angle 73.141^\circ \Omega) \times (0.1467)$$

$$Z1S = 2.221 \angle 73.141^\circ \Omega$$

$$Z1S \approx 2.22 \Omega$$

Dengan mengabaikan margin eror, nilai perhitungan menjadi sesuai dengan setting yang digunakan oleh PLN. Pengabaian ini dipilih oleh PLN karena saluran transmisi Pangkep–Kima tidak memiliki sistem teleproteksi yang



aktif. Untuk mengompensasi ketiadaan sistem teleproteksi tersebut, PLN memilih untuk mengatur relay jarak agar melindungi 100% panjang saluran, sehingga secara efektif mengabaikan margin kesalahan.

Namun, menurut O&M Training Manual for Network Protection Relays (2006), terdapat skema proteksi khusus untuk saluran transmisi yang tidak dilengkapi teleproteksi, yang dikenal dengan istilah basic scheme. Bahkan dalam basic scheme ini pun tetap memperhitungkan margin kesalahan standar sebesar 20%. Sementara itu, dalam Maintenance Manual for Conductor Protection and Control tahun 2014, tidak terdapat pembahasan mengenai basic scheme sama sekali.

Mengacu pada Keputusan Direksi PLN No. 0520-3.K.DIR.2014, batas toleransi akurasi yang dapat diterima untuk relay proteksi impedansi adalah sebesar $\pm 10\%$. Dengan mempertimbangkan kesalahan bawaan ini, mengabaikan margin kesalahan merupakan tindakan yang sangat berisiko dan tidak direkomendasikan, karena dapat mengganggu selektivitas kerja relay jarak.

Pengabaian margin eror ini dapat menyebabkan relay mengirimkan sinyal trip ke pemutus sirkit (CB) secara instan—bahkan ketika gangguan terjadi di luar zona proteksi primer dari relay. Hal ini merupakan kondisi yang tidak diinginkan dan dapat menyebabkan gangguan serius serta kerugian besar pada sistem tenaga listrik.

4. KESIMPULAN DAN SARAN

4.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian, dapat disimpulkan hal-hal sebagai berikut: Hasil perhitungan setting relay jarak pada saluran GI Pangkep – GI Kima dengan impedansi saluran sebesar $15,14 \Omega$ adalah sebagai berikut: $Z_{1P} = 12,112 \Omega$ dengan waktu kerja $t_1 = 0$ detik; $Z_{2pri} = 18,168 \Omega$ dengan $t_2 = 0,8$ detik; dan $Z_{3pri} = 19,74 \Omega$ dengan $t_3 = 1,2$ detik.

Terdapat perbedaan antara hasil perhitungan dan setting yang diterapkan oleh PLN pada saluran GI Pangkep – GI Kima. PLN menerapkan setting sebesar 100% dari panjang saluran, yang tidak sesuai dengan pedoman dan literatur teknis yang ada. Setting tersebut diterapkan karena saluran GI Pangkep – GI Kima belum dilengkapi dengan sistem teleproteksi yang aktif. Meskipun demikian, pendekatan ini tidak direkomendasikan.

Berdasarkan simulasi yang dilakukan, setting relay hasil perhitungan telah bekerja sesuai dengan yang diharapkan, yaitu ketika terjadi gangguan pada Zona 1, relay langsung mengirimkan sinyal trip ke PMT. Begitu pula pada gangguan yang terjadi di Zona 2 dan Zona 3, relay berfungsi dengan baik, dengan memberikan waktu tunda kepada PMT masing-masing sebesar 0,8 detik dan 1,2 detik. Namun, ketika diasumsikan adanya kegagalan relay yang masih dalam batas toleransi, ditemukan adanya overreach pada setting Zona 1 milik PLN, di mana cakupan proteksi Zona 1 melampaui batas yang seharusnya dan menjangkau hingga saluran GI Kima – GI Tello.

4.2 Saran

Untuk Berdasarkan hasil penelitian, saran yang dapat diberikan antara lain: Mengaktifkan sistem teleproteksi pada saluran GI Pangkep – GI Kima guna menjaga keselektifan kerja relay jarak (distance relay), sehingga gangguan dapat diisolasi secara tepat sesuai dengan zona proteksi yang telah ditentukan.

Penelitian ini diharapkan dapat dijadikan sebagai acuan dalam melakukan pengaturan (setting) relay jarak pada saluran GI Pangkep – GI Kima, agar pengoperasian sistem proteksi lebih andal, efektif, dan sesuai dengan standar teknis yang berlaku.



**DAFTAR PUSTAKA**

- [1] A. Kumar, R. Gupta, and M. S. Thomas, "Distance relay coordination in transmission networks with high renewable penetration," *Energies*, vol. 14, no. 22, p. 7423, Nov. 2021.
- [2] M. S. Ahmed and H. Lee, "Artificial intelligence-based adaptive protection for distance relays in smart grids," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 136, p. 107701, Mar. 2022.
- [3] J. Wu, T. Bi, and X. Zhang, "Improved distance relaying scheme using synchrophasor data under stressed system conditions," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 17, no. 4, pp. 502–511, Feb. 2023.
- [4] DlgSILENT GmbH. (2020, Jan. 15). PowerFactory User Manual Version 15.1 [Online]. Available: <https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html>
- [5] R. A. Wahyuningsih, A. B. Muljono, and S. Supriyatna, "Proteksi Rele Jarak (Distance Relay) Pada Saluran Udara Tegangan Tinggi (SUTT) 150 kV Sistem Kelistrikan Lombok," *Dielektrika*, vol. 7, no. 1, pp. 15–24, 2020.
- [6] H. J. Altuve and E. O. Schweitzer, *Modern Solutions for Protection, Control, and Monitoring of Electric Power Systems*, 2nd ed. Pullman, WA: Schweitzer Engineering Laboratories, 2019.
- [7] F. Hossain, M. A. Mahmud, and A. M. T. Oo, "Adaptive protection scheme for transmission systems with inverter-based resources," *IEEE Access*, vol. 11, pp. 12345–12355, Apr. 2023.
- [8] Y. Zheng, H. Li, and C. Rehtanz, "Adaptive distance protection based on real-time system condition assessment," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 35, no. 4, pp. 1901–1909, Aug. 2020.
- [9] L. Wang, Q. Huang, and Z. Chen, "Electromagnetic transient simulation of overhead transmission lines with frequency-dependent parameters," *Electric Power Systems Research*, vol. 191, p. 106907, Jan. 2021.
- [10] H. Saadat, *Power System Analysis*, 4th ed. New York, USA: McGraw-Hill, 2022.
- [11] M. Muhtar, N. A. Amri, A. Nurfadhilah, M. Ridhwan, and D. R. Sadikin, "Konfigurasi Setting Relay Tegangan Nol (RTN) pada Gardu Induk (GI) Masamba," *J. Techno-Socio Ekonomika*, vol. 17, no. 2, pp. 219–229, Oct. 2024, doi: 10.32897/techno.2024.17.2.3838.

