

ANALISIS *SETTING* DAN KOORDINASI RELAY ARUS LEBIH PADA SISTEM KELISTRIKAN BENGKULU AKIBAT PENAMBAHAN JARINGAN TRANSMISI 150 KV GARDU INDUK PULAU BAAI – GARDU INDUK ARGAMAKMUR

Wildan Ady Nugroho¹, Widodo Pudji Muljianto², I Made Wartana³

Teknik Elektro S1, Institut Teknologi Nasional, Malang Indonesia

¹wildankazama27@gmail.com, ²widodo_pm@lecturer.itn.ac.id, ³m.wartana@lecturer.itn.ac.id

Abstrak— Penelitian ini menganalisis dampak penambahan jaringan transmisi 150 kV GI PBAAI – GI Argamakmur dan GI Argamakmur – GI Muko-Muko terhadap *setting* dan koordinasi *Over Current Relay* (OCR) pada sistem kelistrikan Bengkulu. Penambahan jaringan baru menyebabkan peningkatan arus hubung singkat di berbagai titik sistem yang mengharuskan evaluasi ulang parameter proteksi. Metode penelitian meliputi pemodelan sistem menggunakan perangkat lunak ETAP, simulasi aliran daya, simulasi arus hubung singkat tiga fasa dan dua fasa, serta perhitungan parameter OCR berdasarkan standar IEC 60255 dengan relay Schneider P521. Analisis dilakukan pada tiga kondisi: sebelum penambahan jaringan, setelah penambahan sebelum *resetting*, dan setelah *resetting* ulang. Hasil simulasi menunjukkan penambahan jaringan meningkatkan arus hubung singkat pada relay PKLGN–PBAAI dari 5,10 kA menjadi 5,637 kA dan relay BGKLU–PBAAI dari 3,10 kA menjadi 3,40 kA. Parameter *current setting* (I_p) dan *Time Multiplier Setting* (TMS) dihitung ulang pada seluruh relay di GI PKLGN, GI PBAAI, GI Bengkulu, GI Argamakmur, dan GI Muko-Muko menggunakan karakteristik *Standard inverse* dan *Very inverse* sesuai kebutuhan saluran. Verifikasi koordinasi melalui kurva *Time Current Characteristic* (TCC) mengonfirmasi koordinasi relay berjalan selektif dan andal pada gangguan tiga fasa maupun dua fasa. Dari analisis yang dilakukan diperoleh, *setting* ulang OCR berhasil memenuhi prinsip selektivitas, sensitivitas, dan keandalan sistem proteksi pada sistem transmisi 150 kV Bengkulu pasca penambahan jaringan transmisi baru.

Kata Kunci: *relay arus lebih, koordinasi proteksi, arus hubung singkat, setting OCR, sistem transmisi 150 kV.*

I. PENDAHULUAN

Sistem tenaga listrik merupakan infrastruktur vital yang menunjang berbagai sektor kehidupan masyarakat, mulai dari rumah tangga, industri, hingga fasilitas pelayanan publik [1]. Dalam proses penyalurannya, sistem ini tidak terlepas dari berbagai gangguan yang dapat menyebabkan terputusnya aliran listrik serta kerusakan pada peralatan. Gangguan tersebut dapat berasal dari faktor internal maupun eksternal,

seperti sambaran petir, kontak pohon dengan saluran transmisi, kegagalan isolasi, dan kerusakan peralatan mekanis.

Salah satu gangguan yang paling sering terjadi adalah gangguan hubung singkat yang menimbulkan arus lebih pada sistem transmisi [2]. Arus hubung singkat yang sangat besar dalam waktu singkat dapat merusak peralatan transmisi secara permanen apabila tidak segera diisolasi. Oleh karena itu, dibutuhkan sistem proteksi yang andal untuk mendeteksi dan mengisolasi gangguan dengan cepat.

OCR merupakan komponen utama sistem proteksi gardu induk yang berfungsi mendeteksi arus lebih akibat gangguan hubung singkat [3]. Relay arus lebih bekerja berdasarkan prinsip perbandingan arus sistem dengan nilai pengaturan (*setting*) yang telah ditentukan, kemudian memerintahkan pemutus tenaga (*circuit breaker*) untuk bekerja saat terjadi gangguan [4]. Skema koordinasi proteksi harus memenuhi syarat kecepatan, selektifitas, dan keandalan agar sistem berfungsi optimal [5]. Sistem proteksi yang tidak terkoordinasi dapat menyebabkan mal-operation atau kegagalan isolasi gangguan yang berdampak pada pemadaman luas.

Sistem transmisi Bengkulu merupakan bagian penting dari jaringan 150 kV yang melayani kebutuhan listrik seluruh wilayah Provinsi Bengkulu. Sistem ini terdiri dari beberapa gardu induk (GI) yang terhubung melalui Saluran Udara Tegangan Tinggi (SUTT) untuk menyalurkan daya dari berbagai pembangkit ke pusat-pusat beban. Seiring peningkatan kebutuhan energi dan pembangunan infrastruktur kelistrikan, penambahan jaringan transmisi baru dari GI PBAAI menuju GI Argamakmur dan GI Muko-Muko direncanakan untuk meningkatkan keandalan sistem dan memperluas jangkauan layanan listrik.

Namun, penambahan jaringan transmisi baru secara langsung mengubah konfigurasi sistem dan meningkatkan kontribusi arus hubung singkat di berbagai titik jaringan [6]. Perubahan ini mengharuskan evaluasi ulang terhadap *setting* relay proteksi yang ada [7]. Apabila perubahan arus hubung singkat cukup signifikan dan *setting* relay tidak disesuaikan, sistem proteksi berpotensi mengalami mal-operation atau kegagalan memisahkan gangguan (*failure to operate*) [8]. Oleh karena itu, verifikasi koordinasi relay perlu dilakukan pasca penambahan jaringan, baik untuk menentukan apakah *setting* ulang diperlukan maupun untuk membuktikan bahwa koordinasi yang ada masih memenuhi syarat selektivitas dan keandalan. Penelitian terdahulu menunjukkan bahwa setiap perubahan pada konfigurasi jaringan transmisi, termasuk penambahan gardu induk dan saluran transmisi baru, memerlukan evaluasi *setting* OCR serta verifikasi koordinasi antar relay agar sistem proteksi tetap optimal [9].

Berdasarkan permasalahan tersebut, penelitian ini dilakukan untuk menganalisis dampak penambahan jaringan transmisi 150 kV GI PBAAI – GI Argamakmur terhadap nilai arus hubung singkat, untuk menentukan *setting* relay arus lebih yang baru, dan memverifikasi koordinasi proteksi pada semua gardu induk yang dianalisis.

II. KAJIAN PUSTAKA

A. Sistem Transmisi Tenaga Listrik

Sistem transmisi tenaga listrik adalah sistem penyaluran energi listrik dari pusat pembangkit ke pusat-pusat beban melalui saluran transmisi tegangan tinggi atau ekstra tinggi. Sistem transmisi merupakan penghubung antara sistem pembangkitan dengan sistem distribusi, mencakup SUTT, saluran udara tegangan ekstra tinggi (SUTET), gardu induk transmisi, dan peralatan pendukung lainnya [10]. Pada sistem transmisi tegangan 150 kV seperti yang ada di Bengkulu, penggunaan (SUTT) dengan penghantar jenis ACSR (*Aluminum Conductor Steel Reinforced*) merupakan standar yang umum digunakan karena kemampuannya menyalurkan daya dalam jarak jauh dengan rugi-rugi yang relatif kecil.

B. Gangguan Kelistrikan

Gangguan kelistrikan adalah suatu kondisi abnormal atau tidak normal yang terjadi pada sistem tenaga listrik, khususnya pada saluran transmisi, yang menyebabkan terganggunya aliran daya listrik dari pusat pembangkit menuju gardu induk, mengakibatkan kerusakan pada peralatan transmisi, serta menurunnya kualitas daya yang disalurkan kepada konsumen [11].

C. Gangguan Hubung Singkat

Gangguan hubung singkat terjadi ketika dua atau lebih konduktor dengan beda potensial saling terhubung melalui impedansi yang sangat kecil. Kondisi ini menyebabkan arus yang sangat besar mengalir melebihi kapasitas normal peralatan [12]. Terdapat empat jenis gangguan hubung singkat yang dianalisis dalam sistem tiga fasa:

1) Gangguan Tiga Fasa Simetris: terjadi ketika ketiga konduktor fasa saling terhubung langsung. Meskipun jarang terjadi, gangguan ini menghasilkan arus hubung singkat

paling besar dan digunakan sebagai dasar penentuan *setting* relay OCR.

$$I_{sc} = \frac{V_s}{\sqrt{3} \times Z_{eq}} (A) \quad (1)$$

Keterangan:

I_{sc} = arus hubung singkat (A)

V_s = tegangan sebelum gangguan line-to-line (V)

Z_{eq} = impedansi ekivalen sistem (Ω)

2) Gangguan Fasa ke Fasa (LL): terjadi ketika dua konduktor fasa bersentuhan. Merupakan gangguan tidak seimbang yang cukup sering terjadi akibat angin kencang atau kerusakan isolasi:

$$I_{sc} = \frac{V_f}{(Z_1 + Z_2)} (A) \quad (2)$$

Keterangan:

I_{sc} = arus hubung singkat (A)

V_f = tegangan fasa ke fasa (V)

Z_1 = impedansi urutan positif total (Ω)

Z_2 = impedansi urutan negatif total (Ω)

D. Sistem Proteksi Tenaga Listrik

Sistem proteksi tenaga listrik adalah peralatan yang berfungsi untuk mendeteksi kondisi abnormal dan mengisolasi bagian sistem yang terganggu sebelum menimbulkan kerusakan yang lebih luas [13]. Sistem ini harus memenuhi empat persyaratan utama: (1) Sensitivitas, yakni kemampuan mendeteksi gangguan sekecil apapun; (2) Selektivitas, yakni kemampuan memisahkan hanya bagian yang terganggu; (3) Kecepatan, yakni kemampuan merespons gangguan secara cepat; dan (4) Keandalan, yakni kemampuan bekerja dengan tepat saat dibutuhkan [14].

Komponen utama sistem proteksi meliputi *Current Transformer* (CT) yang menurunkan besaran arus dari sisi primer ke sekunder dengan rasio tertentu. Dapat dilihat pada gambar 1.



Gambar 1. *Current Transformer* (CT)

Gambar 1 menunjukkan bentuk fisik CT yang berfungsi menurunkan arus primer menjadi arus sekunder sesuai rasio transformasi. Arus sekunder tersebut digunakan sebagai masukan bagi peralatan proteksi dan pengukuran sehingga proses pengukuran menjadi lebih aman dan akurat.

Arus sekunder (I_s) dapat dihitung dengan rumus:

$$I_s = \frac{I_p}{R_c} (A) \text{ atau } I_s = I_p (\text{per unit}) \quad (3)$$

Keterangan:

I_s = Arus Sekunder

I_p = Arus Primer

R_c = Rasio CT (jumlah lilitan)

Circuit Breaker (CB) yang memutus dan menutup rangkaian listrik pada kondisi gangguan, serta relay proteksi yang mendeteksi kondisi abnormal dan memberikan sinyal trip kepada CB. Dapat dilihat pada gambar 2.



Gambar 2. Circuit Breaker (CB)

Gambar 2 menunjukkan bentuk fisik CB yang berfungsi memutus dan menghubungkan rangkaian listrik. Pada kondisi gangguan, CB menerima sinyal trip dari relay proteksi untuk memutus aliran arus sehingga peralatan dan sistem tenaga listrik tetap terlindungi.

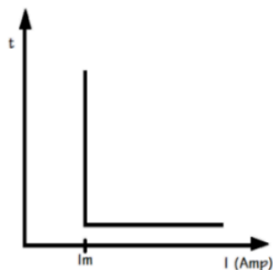
E. Over Current Relay (OCR)

Pada sistem transmisi tenaga listrik, salah satu jenis relay proteksi yang umum digunakan mencakup OCR [15]. OCR merupakan sistem pengaman yang bekerja berdasarkan perubahan parameter arus [16]. OCR berfungsi sebagai proteksi utama untuk mendeteksi gangguan arus lebih akibat hubung singkat pada sistem transmisi dan distribusi. Prinsip dasarnya adalah membandingkan arus yang terukur oleh CT dengan nilai arus *setting* yang telah ditentukan, kemudian mengirimkan sinyal trip kepada CB apabila arus gangguan melebihi nilai *setting* tersebut [17].

F. Karakteristik OCR

Berdasarkan karakteristik waktu operasinya, OCR diklasifikasikan menjadi tiga jenis:

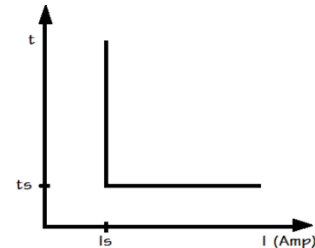
1) *Instantaneous*: relay bekerja sangat cepat tanpa penundaan waktu ketika mendeteksi arus gangguan yang melebihi nilai *setting*. Umumnya diterapkan pada zona yang paling dekat dengan sumber sebagai proteksi utama terhadap arus hubung singkat besar. Grafik karakteristik *instantaneous* OCR dapat dilihat pada gambar 3.



Gambar 3. Karakteristik *instantaneous* OCR

Gambar 3 menunjukkan karakteristik *instantaneous* OCR, yaitu relay yang bekerja seketika ketika arus gangguan melebihi nilai *pickup* tanpa adanya waktu tunda. Karakteristik ini digunakan untuk mengamankan gangguan yang terjadi di daerah proteksi terdekat dengan arus hubung singkat yang besar.

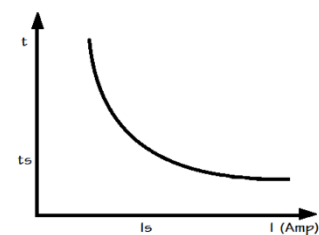
2) *Definite Time*: relay memiliki karakteristik waktu operasi konstan dan tidak bergantung pada besarnya arus gangguan. Relay dikonfigurasi secara bertingkat (*graded time setting*) dimana relay yang lebih jauh dari sumber diberi waktu tunda lebih besar. Grafik karakteristik *definite time* OCR dapat dilihat pada Gambar 4.



Gambar 4. Karakteristik *definite time* OCR

Gambar 4 menunjukkan karakteristik *definite time* OCR, yaitu relay yang bekerja dengan waktu tunda tetap setelah arus gangguan melebihi nilai *pickup*. Karakteristik ini diterapkan untuk memperoleh koordinasi proteksi yang baik melalui pengaturan waktu operasi antar relay.

3) *Inverse Time*: waktu kerja berbanding terbalik dengan besar arus gangguan, semakin besar arus, semakin cepat relay bekerja [18]. Grafik karakteristik *Inverse time* OCR dapat dilihat pada Gambar 5.



Gambar 5. Karakteristik *Inverse time* OCR

Gambar 5 menunjukkan karakteristik *inverse time* OCR, yaitu relay yang waktu operasinya berbanding terbalik dengan besar arus gangguan. Semakin besar arus yang mengalir, semakin cepat relay bekerja sehingga gangguan dapat diisolasi dengan lebih efektif.

Berdasarkan standar IEC 60255, terdapat tiga sub-karakteristik. Formula untuk masing-masing sub-karakteristik *Inverse time* adalah sebagai berikut:

- *Standart Inverse*

$$t = \frac{0,14}{\left(\frac{I}{I_n}\right)^{0,02} - 1} \text{ (detik)} \quad (4)$$

- *Very inverse*

$$t = \frac{13,5}{\left(\frac{I}{I_n}\right)^{0,02} - 1} (\text{detik}) \quad (5)$$

- *Extremely Inverse*

$$t = \frac{80}{\left(\frac{I}{I_n}\right)^{0,02} - 1} (\text{detik}) \quad (6)$$

Keterangan:

t = waktu operasi (s)

I = arus gangguan (A)

I_n = arus nominal relay (A)

Masing-masing memiliki tingkat kecuraman kurva karakteristik waktu-arus yang berbeda sehingga dapat disesuaikan dengan kebutuhan koordinasi proteksi pada berbagai kondisi sistem transmisi tenaga Listrik [19].

G. Penentuan Parameter Setting OCR

Penentuan *setting* OCR mencakup dua parameter utama. Pertama, arus nominal transformator dihitung dengan persamaan:

$$I_{base} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3} \cdot V_{base}} (A) \quad (7)$$

Keterangan:

I_{base} = Arus nominal (sesuai sisi transformator) (A)

V_{base} = Tegangan (sesuai sisi transformator) (kV)

S_{base} = Daya semu (kVA).

$$I_{set(primer)} = 1,2 \times I_{nominal \text{ trafo}} \quad (8)$$

$$I_{set(sekunder)} = I_{set(primer)} \times \frac{I}{Rasio \text{ CT}} \quad (9)$$

Keterangan:

$I_{set(primer)}$ = Arus *setting* relai arus lebih sisi primer (A)

$I_{nominal \text{ trafo}}$ = Nilai arus nominal trafo (A)

$I_{set(sekunder)}$ = Arus *setting* relay arus sisi sekunder (A)

Kedua, *Time Multiplier Setting* (TMS) dihitung berdasarkan karakteristik yang dipilih:

- *Standart Inverse*

$$TMS = \frac{t \cdot \left[\left[\frac{I_{fault}}{I_{set}} \right]^a - 1 \right]}{\beta} \quad (10)$$

- *Very inverse*

$$TMS = \frac{13,5 \times t}{\left(\frac{I_f}{I_s}\right) - 1} \quad (11)$$

- *Extremly Inverse*

$$TMS = \frac{80 \times t}{\left(\frac{I_f}{I_s}\right)^2 - 1} \quad (12)$$

Keterangan:

t = Waktu operasi (s)

TMS = *Time multiple setting* (s)

I_{fault} = Arus gangguan hubungan singkat (A)

I_{set} = Arus *setting* primer pada relay (A)

α = Konstanta *Standart Inverse*

β = Konstanta *Standart Inverse*

H. Koordinasi Proteksi Relay

Koordinasi proteksi relay adalah proses pengaturan parameter *setting* antar relay untuk memastikan bahwa hanya relay yang paling dekat dengan lokasi gangguan yang bekerja terlebih dahulu, sementara relay pada tingkat berikutnya berfungsi sebagai proteksi cadangan apabila relay utama gagal beroperasi [20]. Koordinasi yang baik harus memenuhi prinsip selektivitas, kecepatan, keandalan, dan sensitivitas.

Dalam melakukan koordinasi, parameter yang ditetapkan meliputi nilai pickup current, nilai time delay, dan TMS untuk relay *Inverse time*. Nilai arus *setting* harus di atas arus beban maksimum namun di bawah arus gangguan minimum. Waktu tunda diberikan secara bertingkat dengan batas discriminating margin minimum 0,2 detik antara relay utama dan relay backup, untuk memastikan selektivitas operasi relay.

III. METODOLOGI PENELITIAN

Penelitian ini menggunakan metode penelitian kuantitatif dengan pendekatan simulasi menggunakan perangkat lunak ETAP untuk menganalisis dampak penambahan jaringan transmisi terhadap koordinasi relay arus lebih. Sebelum memulai analisis pada masing-masing *case*, terdapat serangkaian tahapan persiapan yang wajib dilakukan terlebih dahulu untuk menganalisis setiap *case*. Tahapan persiapan ini berlaku untuk semua kondisi percobaan. Perbedaan antara setiap *case* terletak pada konfigurasi sistem yang digunakan (sebelum atau sesudah penambahan jaringan) dan parameter *setting* OCR yang diterapkan (*setting* awal atau *setting* hasil perhitungan ulang). Kegiatan persiapan tersebut meliputi

a. Pengumpulan Data Sistem Kelistrikan Transmisi Bengkulu

Seluruh data teknis sistem transmisi harus dikumpulkan sebelum *input* ke dalam model simulasi. Data yang diperlukan mencakup: data pembangkit, data penghantar, dan data beban pada setiap gardu induk.

b. Pemodelan Sistem Pada Perangkat Lunak Etap

Langkah yang dilakukan adalah memodelkan sistem transmisi di perangkat lunak ETAP sesuai dengan kondisi yang akan dianalisis. Untuk *Case 1*, model yang digunakan adalah sistem sebelum penambahan jaringan, sedangkan untuk *Case 2*, model harus diperbarui dengan

memasukkan data jaringan transmisi baru GI PBAAI, GI Argamakmur, dan GI Muko-Muko

Setelah seluruh kegiatan persiapan di atas selesai dilakukan, analisis dilanjutkan ke masing-masing kondisi percobaan (*Case Study*). Kedua *Case* tersebut adalah sebagai berikut:

1. Case 1: Koordinasi OCR pada Kondisi Sebelum Penambahan Jaringan

Case 1 merupakan kondisi awal sistem transmisi Bengkulu sebelum dilakukan penambahan jaringan yang terdiri dari 7 bus dan 6 saluran. Pada kondisi ini, koordinasi proteksi melibatkan 4 relay OCR yang bekerja dengan parameter *setting* hasil perhitungan berdasarkan konfigurasi sistem eksisting. Simulasi dilakukan untuk memperoleh nilai arus hubung singkat, menentukan parameter *Ip* dan TMS, serta mengevaluasi koordinasi proteksi melalui simulasi gangguan hubung singkat tiga fasa dan dua fasa sebagai data acuan.

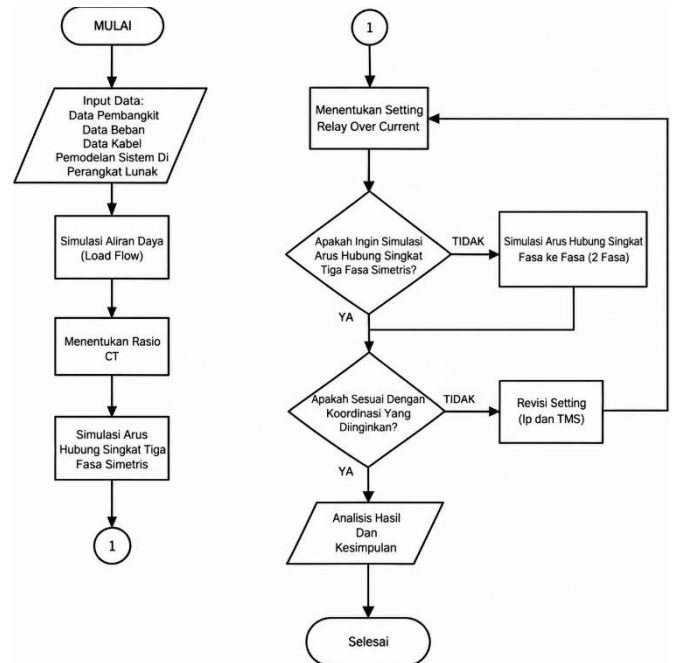
2. Case 2: Koordinasi OCR pada Kondisi Setelah Penambahan Jaringan

Case 2 merepresentasikan kondisi sistem setelah penambahan jaringan transmisi 150 kV GI PBAAI–GI Argamakmur dan GI Argamakmur–GI Muko-Muko ke dalam model sistem ETAP, dari yang awalnya 7 bus menjadi 9 bus dan yang awalnya 6 saluran menjadi 8 saluran transmisi. Analisis pada *Case* ini dilakukan dalam dua tahapan. Tahap pertama menggunakan parameter *setting* OCR eksisting (*setting* awal Case 1) untuk mengevaluasi pengaruh penambahan jaringan terhadap nilai arus hubung singkat serta mengetahui apakah koordinasi proteksi yang telah ada masih memenuhi prinsip selektivitas, sensitivitas, dan keandalan. Tahap kedua dilakukan dengan melakukan perhitungan ulang parameter OCR berupa *Ip* dan TMS sesuai kondisi sistem setelah penambahan jaringan. Parameter hasil perhitungan tersebut kemudian diterapkan pada seluruh relay yang dianalisis dan diverifikasi melalui simulasi koordinasi proteksi menggunakan kurva TCC. Tahapan ini bertujuan untuk memastikan bahwa sistem proteksi kembali bekerja secara selektif, memiliki urutan operasi relay yang benar, serta memenuhi standar koordinasi proteksi setelah konfigurasi jaringan berubah. Untuk membandingkan perbedaan antar kondisi dilakukan simulasi gangguan di satu titik yang sama (saluran BGKLU-PBAAI) dan untuk memverifikasi hasil *setting* baru dilakukan simulasi gangguan di titik yang lain (saluran Argamakmur-PBAAI).

A. Alur Penelitian

Pada Gambar 6 menunjukkan alur dari proses penelitian yang dimulai dengan input data berupa data pembangkit, data beban, data kabel, dan pemodelan sistem di perangkat lunak, kemudian dilanjutkan dengan simulasi aliran daya (*load flow*), penentuan rasio CT, serta simulasi arus hubung singkat tiga

fasa simetris. Setelah itu, dilakukan penentuan *setting* relay *over current*, di mana terdapat percabangan keputusan apakah ingin dilakukan simulasi arus hubung singkat tiga fasa simetris; jika tidak, maka dilakukan simulasi arus hubung singkat fasa ke fasa (2 fasa) sebelum kembali ke tahap penentuan *setting* relay. Selanjutnya, dilakukan evaluasi apakah hasil *setting* telah sesuai dengan koordinasi yang diinginkan; apabila belum sesuai, maka dilakukan revisi *setting* *Ip* dan TMS dan proses kembali diulang hingga koordinasi tercapai. Jika sudah sesuai, proses dilanjutkan ke tahap analisis hasil dan kesimpulan, hingga akhirnya penelitian dinyatakan selesai, dan alur tersebut berlaku di semua kondisi percobaan (kondisi sebelum dan sesudah penambahan jaringan serta sebelum dan setelah *Resetting* OCR).



Gambar 6. Flowchart alur penelitian

Gambar 6 menunjukkan alur penelitian yang dimulai dari pengumpulan data sistem kelistrikan, dilanjutkan dengan simulasi aliran daya, penentuan rasio CT, simulasi arus hubung singkat, serta penentuan *setting* OCR. Selanjutnya dilakukan evaluasi hasil simulasi dan koordinasi proteksi, kemudian diakhiri dengan analisis hasil serta penarikan kesimpulan.

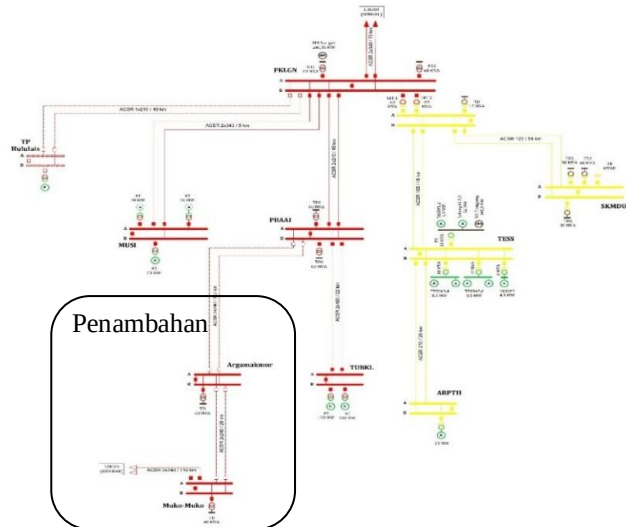
IV. SIMULASI DAN ANALISA

A. Spesifikasi Sistem yang Dianalisis

Sistem transmisi yang dianalisis beroperasi pada tegangan 150 kV dengan frekuensi 50 Hz. Sistem menghubungkan gardu induk GI PKLGN, GI PBAAI, GI Bengkulu, GI Argamakmur, dan GI Muko-Muko, terdiri dari 9 bus, 8 saluran transmisi, dan total beban sebesar 435 MVA. Analisis dilakukan pada dua kondisi: sebelum dan sesudah penambahan jaringan transmisi baru GI PBAAI – GI Argamakmur sepanjang 107 km dan GI Argamakmur – GI Muko-Muko sepanjang 292 km.

B. Data Sistem Kelistrikan Transmisi Bengkulu

Single line diagram (SLD) sistem kelistrikan transmisi Bengkulu ditunjukkan pada Gambar 7. SLD menggambarkan konfigurasi gardu induk dan saluran transmisi yang saling terhubung. Sistem kelistrikan transmisi Bengkulu terdiri dari yang awalnya 7 bus menjadi 9 Gardu Induk, 6 saluran menjadi 8 saluran transmisi, dengan total pembangkit sebesar 473,5 MW, dan total beban sebesar 315 MVA menjadi 435 MVA.



Gambar 7. *Single Line Diagram* Sistem Kelistrikan Transmisi Bengkulu

Gambar 7 menunjukkan *single line diagram* kelistrikan transmisi Bengkulu yang di meliputi bus, kabel, beban, dan Pembangkit. Berikut tabel data pembangkit, penghantar dan beban:

Tabel 1. Data Pembangkit

No	Nama GI	Jenis Pembangkit	Tegangan	Kapasitas
1	PKLGN	PLTMH	150	2×0,35
2	MUSI	PLTA 1	150	70
		PLTA 2	150	70
		PLTA 3	150	70
3	BGKLU	PLTU 1	150	100
		PLTU 2	150	100
No	Nama GI	Jenis Pembangkit	Tegangan	Kapasitas
4	TESS	PLTA Lebong #1,2,3	70	12
		PLTA TESS #1,2	70	1,5
		PLTA TESS #3,4	70	8,5
		PLTA TESS #5,6	70	8,5
		PLTA TESS #7	70	4,3
5	Air Putih	PLTA	70	21

Tabel 1 menyajikan data pembangkit yang terhubung pada sistem kelistrikan transmisi Bengkulu, meliputi nama GI, jenis pembangkit, tingkat tegangan operasi, dan kapasitas daya. Data tersebut digunakan sebagai acuan dalam pemodelan sistem pada ETAP sehingga simulasi aliran daya dan analisis

koordinasi proteksi dapat merepresentasikan kondisi sistem yang sebenarnya.

Tabel 2. Data Penghantar

No	Nama Kabel	Jenis	Ukuran (mm ²)	Panjang (km)	Tegangan (kV)	Keterangan
1	PKLGN - MUSI	ACS R	2×340	8	150	Eksisting
2	PKLGN - PBAAI	ACS R	2×240	45	150	
3	PBAAI - Argamakmur	ACS R	2×240	107	150	Penambahan
4	PBAAI - BGKLU	ACS R	2×450	22	150	Eksisting
5	Argamakmur - Muko-muko	ACS R	2×240	292	150	Penambahan
6	PKLGN - TESS	ACS R	185	46	70	Eksisting
7	PKLGN - SKMDU	TCS R	120	54	70	
8	TESS - Air Putih	ACS R	210	25	70	

Tabel 2 menyajikan data penghantar pada sistem transmisi Bengkulu yang meliputi nama saluran, jenis konduktor, ukuran penampang, panjang saluran, dan tingkat tegangan operasi. Data penghantar ini digunakan sebagai parameter dalam pemodelan sistem di ETAP untuk memperoleh hasil simulasi aliran daya, analisis arus hubung singkat, dan penentuan *setting* relay proteksi yang sesuai dengan kondisi jaringan.

Pada tabel 3 di bawah ini menyajikan data beban pada sistem transmisi Bengkulu yang meliputi GI, tingkat tegangan operasi, dan besar daya beban. Data ini digunakan sebagai parameter dalam simulasi aliran daya untuk mengetahui distribusi arus pada setiap saluran, sehingga dapat menjadi dasar dalam analisis arus hubung singkat dan penentuan *setting* relay proteksi.

Tabel 3. Data Beban

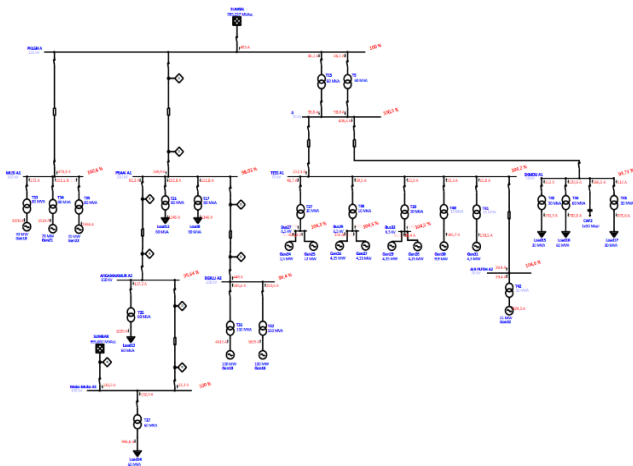
No	Nama GI	Tegangan (kV)	Daya (MVA)	Keterangan
1	PKLGN	150	60	Eksisting
2	PBAAI TD1	150	60	
3	PBAAI TD2	150	60	
4	Argamakmur	150	60	Penambahan
5	Muko-Muko	150	60	
6	PKLGN	70	15	Eksisting
7	SKMDU TD1	70	30	
8	SKMDU TD2	70	30	
9	SKMDU TD3	70	60	

C. Simulasi Aliran Daya

Pada tahap awal dilakukan simulasi aliran daya menggunakan perangkat lunak ETAP. Tujuannya untuk mengetahui rasio CT. Simulasi ini menggunakan data dari

SLD sistem kelistrikan transmisi Bengkulu. Berikut gambar dan tabel hasil simulasi aliran daya sistem kelistrikan Bengkulu.

Gambar 8 menunjukkan hasil simulasi aliran daya (*load flow*) pada sistem transmisi Bengkulu setelah penambahan jaringan. Hasil simulasi ini digunakan untuk mengetahui arus beban pada setiap saluran sebagai dasar penentuan rasio CT dan proses penentuan *setting* relay proteksi.



Gambar 8. Simulasi Aliran Daya Case 1

Dari hasil simulasi aliran daya dapat diperoleh nilai arus nominal pada masing-masing saluran, kemudian untuk menentukan rasio CT dilakukan dengan cara memilih arus primer CT yang nilainya sedikit lebih besar dari arus nominal tersebut, dengan arus sekunder standar sebesar 5 A, sehingga diperoleh rasio CT dalam bentuk $In(maks)/5$ A. Berikut tabel rasio CT setiap relay:

Tabel 4. Hasil Simulasi Aliran Daya dan Rasio CT

No	Nama Relay	Arus Nominal (A)	Rasio
1	PKLGN - PBAAI	234,6	300/5
2	PBAAI - PKLGN	234,6	300/5
3	PBAAI - BGKLU	445,2	550/5
4	BGKLU - PBAAI	445,2	550/5

Tabel 4 menyajikan hasil simulasi aliran daya berupa arus nominal pada setiap saluran beserta rasio CT yang dipilih. Pemilihan rasio CT dilakukan berdasarkan nilai arus nominal hasil simulasi agar sesuai dengan kapasitas arus saluran dan menghasilkan arus sekunder standar 5 A, sehingga dapat mendukung kinerja relay proteksi secara optimal.

D. Menentukan Parameter Setting Arus

Dari hasil simulasi aliran daya maka selanjutnya dapat menentukan nilai *setting* arus dan waktu pada OCR sebelum dan setelah penambahan jaringan. Untuk menentukan nilai *setting* arus pada OCR melihat pada arus nominal dan rasio current transformer yang digunakan. *Setting* arus dapat dihitung menggunakan persamaan (8) dan (9). Dari hasil perhitungan yang akan digunakan yaitu arus sekunder dan diperoleh hasil seperti pada tabel 5.

Tabel 5 menyajikan hasil perhitungan arus hubung singkat tiga fasa pada setiap titik relay sebelum dilakukan penambahan jaringan transmisi. Nilai arus gangguan ini digunakan sebagai dasar dalam menentukan *pickup current* dan pengaturan waktu operasi relay TMS agar sistem proteksi mampu bekerja secara selektif, cepat, dan andal ketika terjadi gangguan.

Tabel 5. Hasil perhitungan *setting* arus

No.	Nama Relay	Arus Nominal (A)	Rasio	I prim (A)	I sek (A)
1	PKLGN - PBAAI	234,6	300	281,7	0,936
2	PBAAI - PKLGN	234,6	300	281,7	0,936
3	PBAAI - BGKLU	449,7	550	539,64	0,981164
4	BGKLU - PBAAI	449,7	550	539,64	0,981164

E. Simulasi Arus Hubung Singkat

Simulasi gangguan hubung singkat dilakukan menggunakan perangkat lunak ETAP. Tujuannya untuk mengetahui besarnya arus gangguan di berbagai titik bus pada sistem transmisi Bengkulu dan digunakan untuk acuan menentukan parameter dari OCR. Jenis gangguan hubung singkat yang digunakan untuk acuan menentukan parameter OCR yaitu gangguan hubung singkat tiga fasa simetris, karena jenis gangguan ini merupakan jenis gangguan yang memiliki nilai arus paling besar. Berikut hasil dari simulasi arus hubung singkat tiga fasa simetris:

Tabel 6. Hasil simulasi arus hubung singkat Case 1

No	Nama Relay	Isc (kA)
1	PKLGN - PBAAI	5,10
2	PBAAI - PKLGN	2,30
3	PBAAI - BGKLU	2,33
4	BGKLU - PBAAI	3,10

Tabel 6 menyajikan hasil simulasi arus hubung singkat tiga fasa (*Isc*) pada Case 1 yang digunakan sebagai dasar dalam analisis koordinasi dan penyetelan OCR. Perbandingan hasil simulasi menunjukkan bahwa penambahan jaringan transmisi berdampak signifikan terhadap nilai arus hubung singkat. Relay PKLGN–PBAAI mengalami peningkatan arus hubung singkat tiga fasa dari 5,1 kA menjadi 5,63 kA. Relay PBAAI–PKLGN meningkat dari 2,30 kA menjadi 3,05 kA. Selain itu, muncul relay-relay baru pada jalur Argamakmur dan Muko-Muko yang sebelumnya tidak ada. Perubahan ini membuktikan perlunya *setting* ulang OCR pada seluruh gardu induk terkait.

F. Menghitung dan Menentukan Nilai TMS

Parameter *setting* OCR yang harus ditentukan selanjutnya yaitu TMS. Bertujuan untuk mengatur waktu tunda trip relay agar berkoordinasi dengan pengamanan lainnya. Jenis relay yang digunakan adalah *inverse time* dengan karakteristik *Very inverse* pada relay BGKLU-PBAAI, dan PBAAI-BGKLU, dan *standart inverse* pada relay PKLGN-PBAAI dan PBAAI-PKLGN pada kondisi sebelum penambahan jaringan. Untuk

menentukan nilai TMS maka perlu menghitung nilai t dengan rumus (4) kemudian menghitung nilai TMS dengan persamaan (10). Dari hasil perhitungan dengan rumus tersebut memperoleh tabel nilai TMS yang terdapat pada tabel 7.

Tabel 7. Nilai TMS Case 1

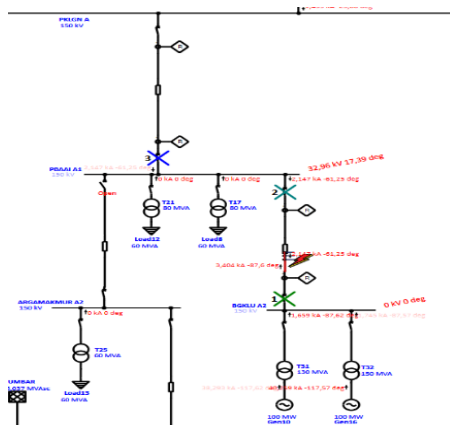
No	Nama Relay	Isc (A)	T (s)	Iset (A)	TMS (s)
1	PKLGN - PBAAI	5100	0,942073	250	0,418324
2	PBAAI - PKLGN	2300	1,073127	250	0,347875
3	PBAAI - BGKLU	2338	1,070087	550	0,224455
4	BGKLU - PBAAI	3100	1,020194	550	0,256432

Tabel 7 menyajikan hasil perhitungan TMS pada Case 1 untuk setiap relay berdasarkan nilai arus hubung singkat (I_{sc}), arus pickup (I_{set}), dan waktu operasi (T). Nilai TMS yang diperoleh digunakan sebagai acuan dalam penyetelan OCR agar koordinasi proteksi bekerja dengan baik.

G. Pemasangan OCR

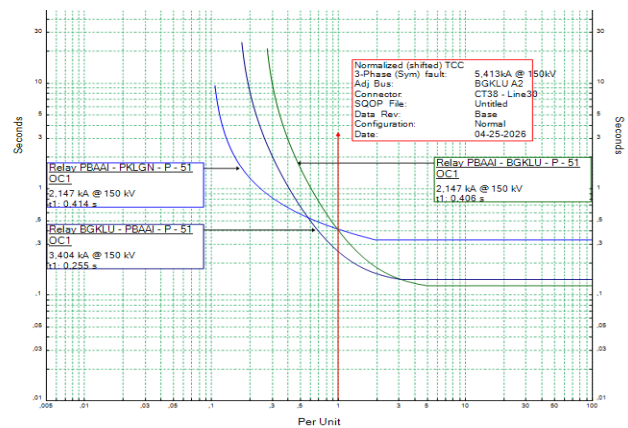
Setelah nilai I_p dan TMS diperoleh, parameter tersebut di input ke dalam OCR pada perangkat lunak ETAP. Pada Case 1, pemasangan parameter dilakukan pada 4 titik relay OCR yang berada pada saluran transmisi yang dianalisis. Seluruh parameter meliputi rasio CT, nilai I_p , dan TMS disesuaikan dengan hasil perhitungan sehingga model siap digunakan untuk simulasi koordinasi proteksi dan analisis kurva TCC.

H. Simulasi Koordinasi Gangguan Tiga Fasa pada Saluran BGKLU-PBAAI



Gambar 9. Koordinasi Proteksi SC 3L Case 1

Gambar 9 menunjukkan urutan trip (pemutusan) CB pada kondisi sebelum penambahan dan dengan *setting* awal. Saat simulasi gangguan dilakukan pada saluran BGKLU-PBAAI, terlihat bahwa CB yang pertama kali bekerja yaitu BGKLU-PBAAI dan disusul oleh CB PBAAI-BGKLU, yang bekerja sebagai proteksi primer terhadap gangguan. Selanjutnya jika gangguan tidak berhasil diatasi oleh CB PBAAI-BGKLU, maka CB PBAAI-PKLGN akan bekerja sebagai proteksi cadangan.



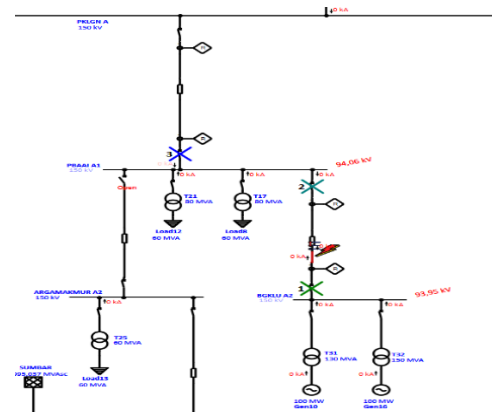
Gambar 10. TCC SC 3L Case 1

Gambar 10 memperlihatkan kurva TCC dari ketiga relay yaitu BGKLU-PBAAI, PBAAI-BGKLU, PBAAI-PKLGN. Ketiganya menggunakan tipe Schneider Electric P521 dengan karakteristik BGKLU-PBAAI, dan PBAAI-BGKLU menggunakan karakteristik IEEE *Very inverse*, sedangkan Relay PBAAI-PKLGN dengan karakteristik IEEE *Standard inverse*.

Dari kurva TCC yang ditampilkan, dapat dilihat bahwa kurva relay BGKLU-PBAAI bekerja di 0,255 detik pada arus sebesar 3,40 kA, relay PBAAI-BGKLU bekerja di 0,406 detik pada arus sebesar 2,14 kA, dan relay PBAAI-PKLGN bekerja di 0,414 detik pada arus sebesar 2,14 kA.

I. Simulasi Koordinasi Gangguan Dua Fasa pada Saluran BGKLU-PBAAI

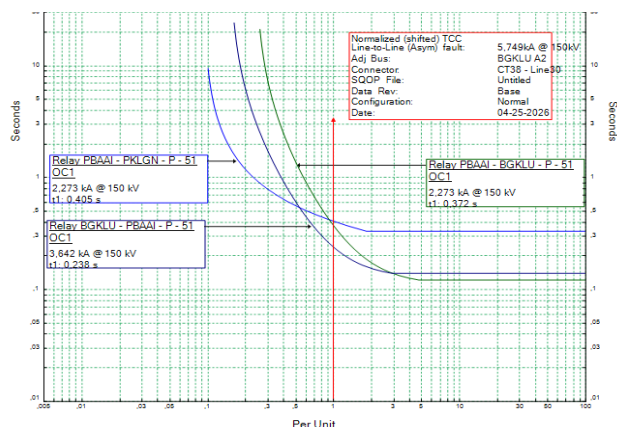
Gambar 11 menunjukkan urutan trip (pemutusan) CB pada kondisi sebelum penambahan dan dengan *setting* awal. Saat simulasi gangguan dilakukan pada saluran BGKLU-PBAAI, terlihat bahwa CB yang pertama kali bekerja yaitu BGKLU-PBAAI dan disusul oleh CB PBAAI-BGKLU, yang bekerja sebagai proteksi primer terhadap gangguan. Selanjutnya jika gangguan tidak berhasil diatasi oleh CB PBAAI-BGKLU, maka CB PBAAI-PKLGN akan bekerja sebagai proteksi cadangan.



Gambar 11. Koordinasi Proteksi SC 2L Case 1

Gambar 12 memperlihatkan kurva *Time Current Characteristic* (TCC) dari ketiga relay yaitu BGKLU-PBAAI,

PBAAI-BGKLU, PBAAI-PKLG N pada kondisi setelah penambahan dan dengan *setting* awal. Ketiganya menggunakan tipe Schneider Electric P521 dengan karakteristik BGKLU-PBAAI, dan PBAAI-BGKLU menggunakan karakteristik IEEE *Very inverse*, sedangkan Relay PBAAI-PKLG N dengan karakteristik IEEE *Standard inverse*.



Gambar 12. TCC SC 2L Case1

Dari kurva TCC yang ditampilkan, dapat dilihat bahwa kurva relay BGKLU-PBAAI bekerja di 0,238 detik pada arus sebesar 3,64 kA, relay PBAAI-BGKLU bekerja di 0,372 detik pada arus sebesar 2,27 kA, dan relay PBAAI-PKLG N bekerja di 0,405 detik pada arus sebesar 2,27 kA.

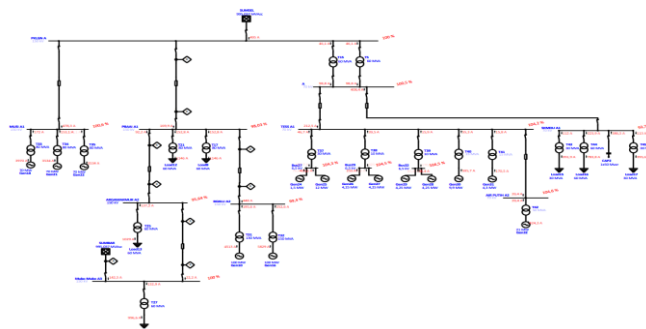
J. Penambahan Jaringan Trasnsmisi Baru

Pada *Case 2*, dilakukan penambahan jaringan transmisi 150 kV GI PBAAI-GI Argamakmur dan GI Argamakmur-GI Muko-Muko ke dalam model sistem yang telah dibuat di ETAP. Penambahan jaringan dilakukan dengan memasukkan data saluran transmisi baru beserta gardu induk yang terhubung, sehingga konfigurasi sistem berubah sesuai dengan kondisi pengembangan jaringan. Akibat penambahan ini, jumlah gardu induk bertambah dari 7 GI pada *Case 1* (GI PKLG N, GI PBAAI, dan GI BGKLU) menjadi 9 GI pada *Case 2* dengan tambahan GI Argamakmur dan GI Muko-Muko, sedangkan jumlah saluran transmisi bertambah dari 5 saluran menjadi 7 saluran dengan tambahan saluran PBAAI-Argamakmur dan Argamakmur-Muko-Muko. Meskipun konfigurasi sistem telah diperbarui, parameter *setting* OCR tetap menggunakan *setting* awal (*Case 1*) tanpa dilakukan *resetting*. Kondisi ini bertujuan untuk menganalisis pengaruh penambahan jaringan transmisi terhadap nilai arus hubung singkat dan mengevaluasi apakah koordinasi proteksi yang telah ada masih memenuhi prinsip selektivitas, sensitivitas, dan keandalan.

K. Simulasi Aliran Daya

Setelah dilakukan penambahan jaringan transmisi 150 kV GI PBAAI-GI Argamakmur dan GI Argamakmur-GI Muko-Muko ke dalam model sistem, dilakukan kembali simulasi aliran daya (*load flow*) menggunakan perangkat lunak ETAP. Simulasi ini bertujuan untuk mengetahui kondisi operasi sistem setelah perubahan konfigurasi jaringan, meliputi distribusi aliran daya dan besarnya arus pada setiap saluran

transmisi. Hasil simulasi menunjukkan bahwa penambahan jaringan menyebabkan perubahan pola aliran daya sehingga nilai arus pada beberapa saluran mengalami perubahan dibandingkan kondisi sebelum penambahan jaringan. Nilai arus hasil simulasi tersebut kemudian digunakan sebagai dasar dalam menentukan rasio CT pada relay yang berada di jaringan transmisi baru, serta sebagai acuan dalam proses perhitungan ulang parameter OCR berupa I_p dan TMS.



Gambar 13. Simulasi Aliran Daya Case 2

Gambar 13 menunjukkan hasil simulasi aliran daya sistem transmisi 150 kV pada ETAP setelah penambahan jaringan transmisi. Hasil simulasi digunakan untuk memperoleh nilai arus tiap saluran sebagai dasar penentuan rasio CT dan penyetelan ulang OCR.

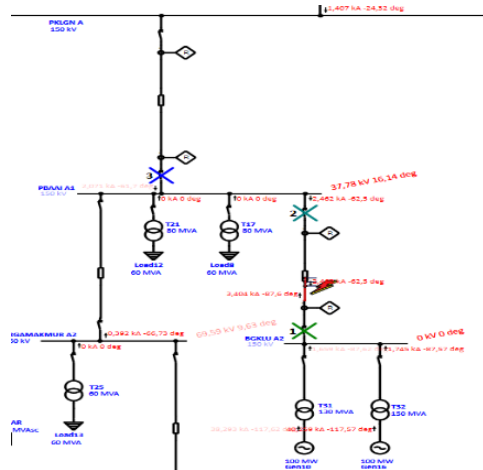
Dari hasil simulasi aliran daya dapat diperoleh nilai arus nominal pada masing-masing saluran, kemudian untuk menentukan rasio CT dilakukan dengan cara memilih arus primer CT yang nilainya sedikit lebih besar dari arus nominal tersebut, dengan arus sekunder standar sebesar 5 A, sehingga diperoleh rasio CT dalam bentuk $In(maks)/5$ A. Berikut tabel rasio CT setiap relay:

Tabel 8. Tabel rasio CT setiap relay

No	Nama Relay	Arus Nominal (A)	Rasio
1	PKLG N - PBAAI	234,6	250/5
2	PBAAI - PKLG N	174,3	250/5
3	PBAAI - BGKLU	445,2	550/5
4	BGKLU - PBAAI	449,7	550/5
5	PBAAI - Argamakmur	106,4	150/5
6	Argamakmur - PBAAI	106,4	150/5
7	Argamakmur - Muko2	22,2	50/5
8	Muko2 - Argamakmur	22,2	50/5
9	Muko2 - SUMBAR	142,5	200/5

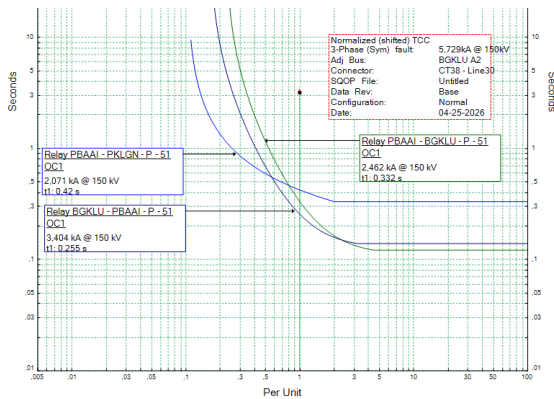
Tabel 8 menyajikan hasil penentuan rasio CT pada setiap relay berdasarkan nilai arus nominal hasil simulasi aliran daya. Rasio CT yang dipilih digunakan sebagai dasar dalam penyetelan sistem proteksi.

L. Simulasi Koordinasi Gangguan Tiga Fasa pada Saluran BGKLU-PBAAI (Eksisting)



Gambar 14. Koordinasi Proteksi SC 3L Case 2 (Eksisting)

Gambar 14 menunjukkan urutan trip (pemutusan) CB pada kondisi setelah penambahan dengan *setting* yang sama seperti sebelumnya. Saat simulasi gangguan dilakukan pada saluran BGKLU-PBAAI, terlihat bahwa CB yang pertama kali bekerja yaitu BGKLU-PBAAI dan disusul oleh CB PBAAI-BGKLU, yang bekerja sebagai proteksi primer terhadap gangguan. Selanjutnya jika gangguan tidak berhasil diatasi oleh CB PBAAI-BGKLU, maka CB PBAAI-PKLGN akan bekerja sebagai proteksi cadangan.

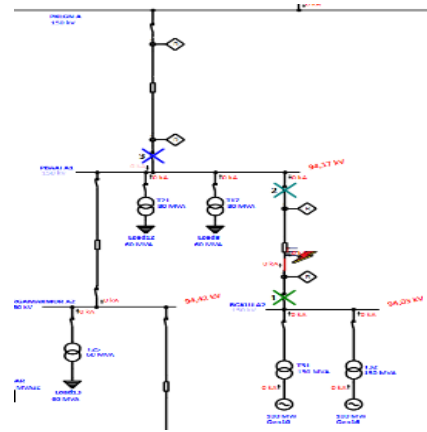


Gambar 15. TCC SC 3L Case 2 (Eksisting)

Gambar 15 memperlihatkan kurva TCC dari ketiga relay yaitu BGKLU-PBAAI, PBAAI-BGKLU, PBAAI-PKLGN. Ketiganya menggunakan tipe Schneider Electric P521 dengan karakteristik BGKLU-PBAAI, dan PBAAI-BGKLU menggunakan karakteristik IEEE *Very inverse*, sedangkan Relay PBAAI-PKLGN dengan karakteristik IEEE *Standard inverse*.

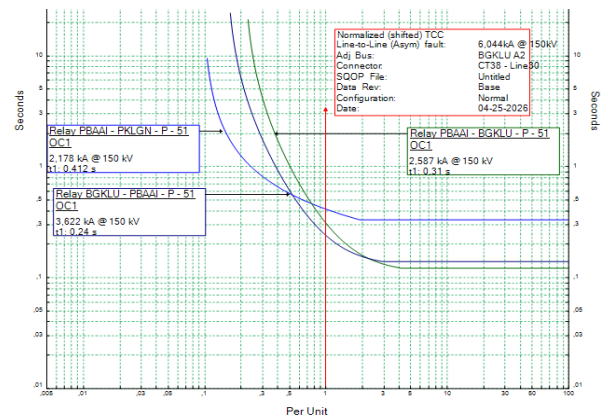
Dari kurva TCC yang ditampilkan, dapat dilihat bahwa kurva relay BGKLU-PBAAI bekerja di 0,255 detik pada arus sebesar 3,40 kA, relay PBAAI-BGKLU bekerja di 0,332 detik pada arus sebesar 2,46 kA, dan relay PBAAI-PKLGN bekerja di 0,42 detik pada arus sebesar 2,07 kA.

M. Simulasi Koordinasi Gangguan Dua Fasa pada Saluran BGKLU-PBAAI (Eksisting)



Gambar 16. Koordinasi Proteksi SC 2L Case 2 (Eksisting)

Gambar 16 menunjukkan urutan trip (pemutusan) CB pada kondisi setelah penambahan dan dengan *setting* awal. Saat simulasi gangguan dilakukan pada saluran BGKLU-PBAAI, terlihat bahwa CB yang pertama kali bekerja yaitu BGKLU-PBAAI dan disusul oleh CB PBAAI-BGKLU, yang bekerja sebagai proteksi primer terhadap gangguan. Selanjutnya jika gangguan tidak berhasil diatasi oleh CB PBAAI-BGKLU, maka CB PBAAI-PKLGN akan bekerja sebagai proteksi cadangan.



Gambar 17. TCC SC 2L Case 2 (Eksisting)

Gambar 17 memperlihatkan kurva TCC dari ketiga relay yaitu BGKLU-PBAAI, PBAAI-BGKLU, PBAAI-PKLGN pada kondisi setelah penambahan dan dengan *setting* awal. Ketiganya menggunakan tipe Schneider Electric P521 dengan karakteristik BGKLU-PBAAI, dan PBAAI-BGKLU menggunakan karakteristik IEEE *Very inverse*, sedangkan Relay PBAAI-PKLGN dengan karakteristik IEEE *Standard inverse*.

Dari kurva TCC yang ditampilkan, dapat dilihat bahwa kurva relay BGKLU-PBAAI bekerja di 0,24 detik pada arus sebesar 3,62 kA, relay PBAAI-BGKLU bekerja di 0,31 detik pada arus sebesar 2,58 kA, dan relay PBAAI-PKLGN bekerja di 0,412 detik pada arus sebesar 2,17 kA.

N. Menentukan Parameter Setting Arus

Dari hasil simulasi aliran daya maka selanjutnya dapat menentukan nilai *setting* arus dan waktu pada OCR sebelum dan setelah penambahan jaringan. Untuk menentukan nilai *setting* arus pada Over Current Relay melihat pada arus nominal dan rasio current transformer yang digunakan. *Setting* arus dapat dihitung menggunakan persamaan (8) dan (9). Dari hasil perhitungan yang akan digunakan yaitu arus sekunder dan diperoleh hasil seperti pada tabel 9.

Tabel 9. Hasil perhitungan *setting* arus

No.	Nama Relay	Arus Nominal (A)	Rasio	I prim (A)	I sek (A)
1	PKLGN - PBAAI	174,3	250	209,16	0,83664
2	PBAAI - PKLGN	174,3	250	209,16	0,83664
3	PBAAI - BGKLU	449,7	550	539,64	0,981164
4	BGKLU - PBAAI	449,7	550	539,64	0,981164
5	PBAAI - Argamakmur	106,4	150	127,68	0,8512
6	Argamakmur - PBAAI	106,4	150	127,68	0,8512
7	Argamakmur - Muko2	25,9	50	31,08	0,6216
8	Muko2 - Argamakmur	25,9	50	31,08	0,6216
9	Muko2 - SUMBAR	151,6	200	181,92	0,9096

Tabel 9 menyajikan hasil perhitungan *setting* arus setiap relay yang meliputi arus primer (*Iprim*) dan arus sekunder (*Isek*) sebagai dasar penentuan *Ip* pada OCR.

O. Simulasi Arus Hubung Singkat

Simulasi gangguan hubung singkat dilakukan menggunakan perangkat lunak ETAP. Tujuannya untuk mengetahui besar arus gangguan di berbagai titik pada sistem transmisi Bengkulu dan digunakan untuk acuan menentukan parameter OCR. Jenis gangguan hubung singkat yang digunakan acuan menentukan parameter OCR yaitu gangguan hubung singkat tiga fasa simetris, karena jenis gangguan ini merupakan gangguan yang memiliki nilai arus terbesar.

Tabel 10 menyajikan hasil simulasi arus hubung singkat tiga fasa pada setiap relay sebagai dasar perhitungan TMS dan koordinasi OCR.

Tabel 10. Hasil simulasi arus hubung singkat tiga fasa

No	Nama Relay	Isc (kA)
1	PKLGN - PBAAI	5,63
2	PBAAI - PKLGN	3,05
3	PBAAI - BGKLU	3,14
4	BGKLU - PBAAI	3,40
5	PBAAI - ARGAMAKMUR	5,07
6	ARGAMAKMUR - PBAAI	1,43
7	ARMAKMUR - MUKO-MUKO	1,43
8	MUKO-MUKO - ARGAMAKMUR	3,83
9	MUKO-MUKO - SUMBAR	3,83

P. Menghitung dan Menentukan Nilai TMS

Pada kondisi setelah penambahan jaringan jenis relay yang digunakan tetap inverse time dengan karakteristik *Very inverse* pada relay PBAAI-BGKLU dan BGKLU-PBAAI, dan *standart inverse* pada relay PKLGN-PBAAI dan pada relay lainnya. Pada saat penambahan jaringan perlu dihitung ulang karena terdapat perubahan nilai arus hubung singkat contohnya pada PKLGN-PBAAI. Untuk menentukan nilai TMS maka perlu menghitung nilai *t* dengan rumus (4) kemudian menghitung nilai TMS dengan persamaan (10). Dari hasil perhitungan dengan rumus tersebut memperoleh tabel nilai TMS yang terdapat pada tabel 11.

Tabel 11 di bawah ini menyajikan hasil perhitungan TMS pada setiap relay setelah penambahan jaringan transmisi sebagai dasar penyetelan OCR.

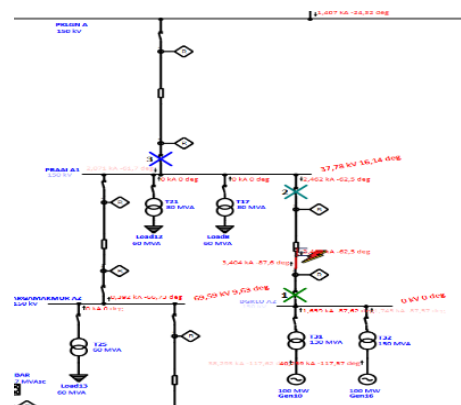
Tabel 11. Nilai TMS

No	Nama Relay	Isc (A)	T (s)	Iset (A)	TMS (s)
1	PKLGN - PBAAI	5637	0,927702	250	0,426049
2	PBAAI - PKLGN	3057	1,022561	250	0,375057
3	PBAAI - BGKLU	3145	1,017763	550	0,25799
4	BGKLU - PBAAI	3404	1,004603	550	0,266424
5	PBAAI - ARGAMAKMUR	5077	0,942732	150	0,491411
6	ARGAMAKMUR - PBAAI	1435	1,168183	150	0,38551
7	ARMAKMUR - MUKO-MUKO	1435	1,168183	50	0,579443
8	MUKO-MUKO - ARGAMAKMUR	3830	0,985578	50	0,638147
9	MUKO-MUKO - SUMBAR	3830	0,985578	200	0,428192

Q. Pemasangan OCR di Jaringan Transmisi Baru

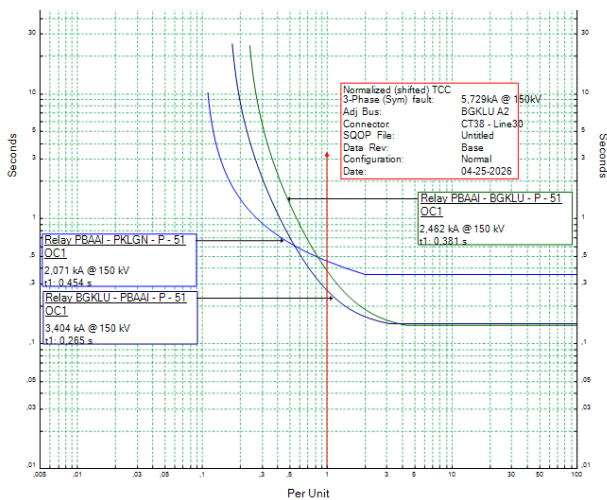
Setelah diperoleh nilai parameter *Ip* dan TMS hasil perhitungan sebagaimana ditampilkan pada Tabel 4.9, tahap selanjutnya adalah memasang (menginput) nilai-nilai tersebut ke dalam pengaturan OCR pada perangkat lunak ETAP untuk setiap relay yang berada di sepanjang jaringan transmisi Bengkulu, baik pada saluran *eksisting* (PKLGN-PBAAI dan PBAAI-BGKLU) maupun pada saluran baru hasil penambahan jaringan (PBAAI-Argamakmur dan Argamakmur - Muko-Muko).

R. Simulasi Koordinasi Gangguan Tiga Fasa pada Saluran BGKLU-PBAAI



Gambar 18. Koordinasi Proteksi SC 3L Case 2

Gambar 18 menunjukkan urutan trip (pemutusan) CB pada kondisi setelah penambahan dengan *setting* yang sudah diperbarui. Saat simulasi gangguan dilakukan pada saluran BGKLU-PBAAI, terlihat bahwa CB yang pertama kali bekerja yaitu BGKLU-PBAAI dan disusul oleh CB PBAAI-BGKLU, yang bekerja sebagai proteksi primer terhadap gangguan. Selanjutnya jika gangguan tidak berhasil diatasi oleh CB PBAAI-BGKLU, maka CB PBAAI-PKLGN akan bekerja sebagai proteksi cadangan.

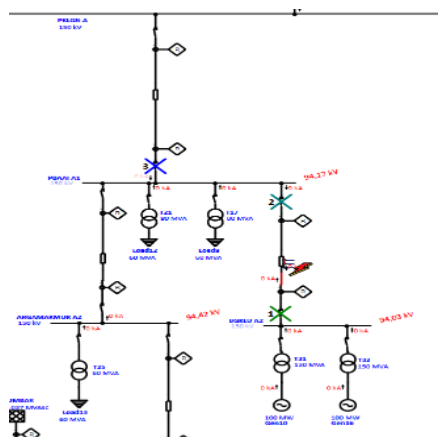


Gambar 19 TCC SC 3L Case 2

Gambar 19 memperlihatkan kurva TCC dari ketiga relay yaitu BGKLU-PBAAI, PBAAI-BGKLU, PBAAI-PKLGN pada kondisi setelah penambahan dan dengan *setting* baru. Ketiganya menggunakan tipe Schneider Electric P521 dengan karakteristik BGKLU-PBAAI, dan PBAAI-BGKLU menggunakan karakteristik IEEE *Very inverse*, sedangkan Relay PBAAI-PKLGN dengan karakteristik IEEE *Standard inverse*.

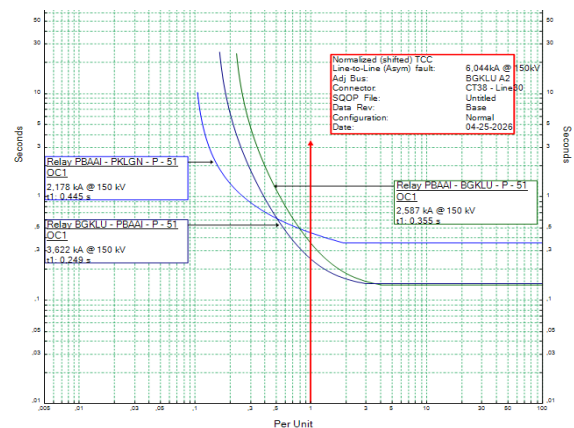
Dari kurva TCC yang ditampilkan, dapat dilihat bahwa kurva relay BGKLU-PBAAI bekerja di 0,265 detik pada arus sebesar 3,40 kA, relay PBAAI-BGKLU bekerja di 0,381 detik pada arus sebesar 2,46 kA, dan relay PBAAI-PKLGN bekerja di 0,454 detik pada arus sebesar 2,07 kA.

S. Simulasi Koordinasi Gangguan Dua Fasa pada Saluran BGKLU-PBAAI



Gambar 20 Koordinasi Proteksi SC 2L Case 2

Gambar 20 menunjukkan urutan trip (pemutusan) CB pada kondisi setelah penambahan dengan *setting* yang sudah diperbarui. Saat simulasi gangguan dilakukan pada saluran BGKLU-PBAAI, terlihat bahwa CB yang pertama kali bekerja yaitu BGKLU-PBAAI dan disusul oleh CB PBAAI-BGKLU, yang bekerja sebagai proteksi primer terhadap gangguan. Selanjutnya jika gangguan tidak berhasil diatasi oleh CB PBAAI-BGKLU, maka CB PBAAI-PKLGN akan bekerja sebagai proteksi cadangan.

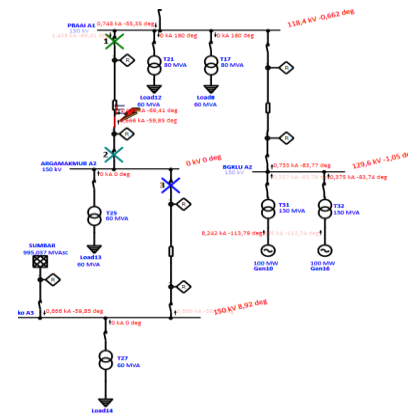


Gambar 21. TCC SC 2L Case 2

Gambar 21 memperlihatkan kurva TCC dari ketiga relay yaitu BGKLU-PBAAI, PBAAI-BGKLU, PBAAI-PKLGN pada kondisi setelah penambahan dan dengan *setting* baru. Ketiganya menggunakan tipe Schneider Electric P521 dengan karakteristik BGKLU-PBAAI, dan PBAAI-BGKLU menggunakan karakteristik IEEE *Very inverse*, sedangkan Relay PBAAI-PKLGN dengan karakteristik IEEE *Standard inverse*.

Dari kurva TCC yang ditampilkan, dapat dilihat bahwa kurva relay BGKLU-PBAAI bekerja di 0,249 detik pada arus sebesar 3,62 kA, relay PBAAI-BGKLU bekerja di 0,355 detik pada arus sebesar 2,58 kA, dan relay PBAAI-PKLGN bekerja di 0,445 detik pada arus sebesar 2,17 kA.

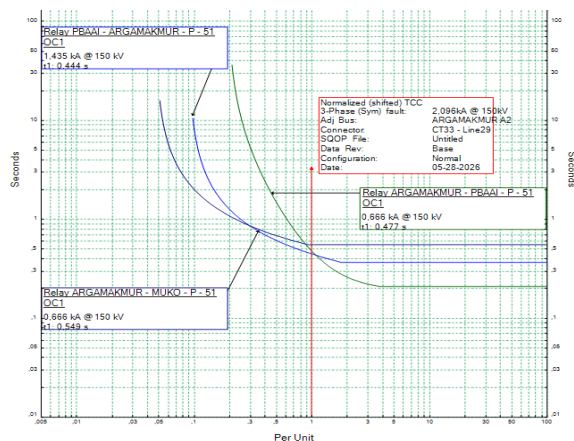
T. Simulasi Koordinasi Gangguan Tiga Fasa pada Saluran Argamakmur-PBAAI



Gambar 22. Koordinasi Proteksi 3L Argamakmur Case 2

Gambar 22 menunjukkan urutan trip (pemutusan) CB pada kondisi setelah penambahan dengan *setting* yang sudah diperbarui.

diperbarui. Saat simulasi gangguan dilakukan pada Saluran PBAAI-Argamakmur, terlihat bahwa CB yang pertama kali bekerja yaitu PBAAI-Argamakmur dan disusul oleh CB Argamkmur-PBAAI, yang bekerja sebagai proteksi primer terhadap gangguan. Selanjutnya jika gangguan tidak berhasil diatasi oleh CB Argamakmur-PBAAI, maka CB Argamkmur-Muko akan bekerja sebagai proteksi cadangan.

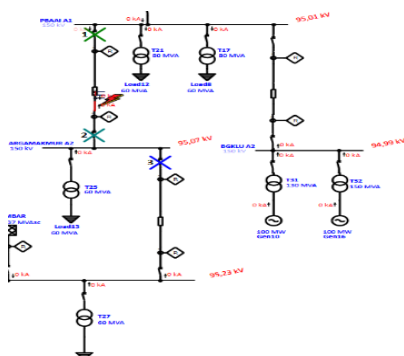


Gambar 23. TCC SC 3L Argamakmur Case 2

Gambar 23 memperlihatkan kurva TCC dari ketiga relay yaitu PBAAI-Argamakmur, Argamkmur-PBAAI, dan Argamkmur-muko dengan gangguan arus hubung singkat tiga fasa sebesar 2,06 kA di saluran PBAAI-Argamakmur pada kondisi setelah penambahan dan dengan *setting* baru. Ketiganya menggunakan tipe Schneider Electric P521 dengan karakteristik IEEE *Standard inverse*.

Dari kurva TCC yang ditampilkan, dapat dilihat bahwa kurva relay PBAAI-Argamakmur bekerja di 0,444 detik pada arus sebesar 1,43 kA, relay Argamkmur-PBAAI bekerja di 0,477 detik pada arus sebesar 0,66 kA, dan relay Argamkmur-Muko bekerja di 0,549 detik pada arus sebesar 0,66 kA.

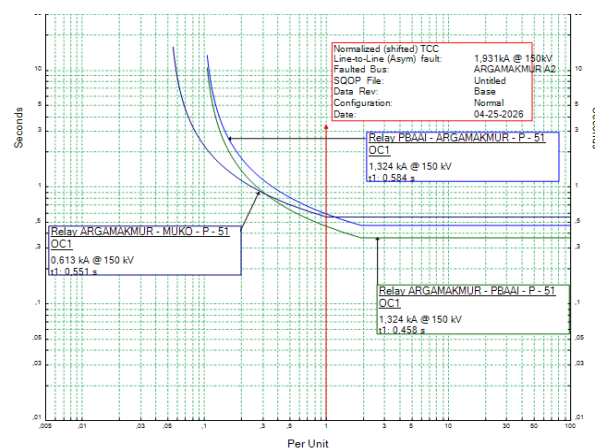
U. Simulasi Koordinasi Gangguan Dua Fasa pada Saluran Argamakmur-PBAAI



Gambar 24. Koordinasi Proteksi SC 2L Argamakmur Case 2

Gambar 24 menunjukkan urutan trip (pemutusan) CB pada kondisi setelah penambahan dengan *setting* yang sudah diperbarui. Saat simulasi gangguan dilakukan pada Saluran PBAAI-Argamakmur, terlihat bahwa CB yang pertama kali bekerja yaitu PBAAI-Argamakmur dan disusul oleh CB Argamkmur-PBAAI, yang bekerja sebagai proteksi primer

terhadap gangguan. Selanjutnya jika gangguan tidak berhasil diatasi oleh CB Argamakmur-PBAAI, maka CB Argamkmur-Muko akan bekerja sebagai proteksi cadangan.



Gambar 25. TCC SC 3L Argamakmur Case 2

Gambar 25 memperlihatkan kurva TCC dari ketiga relay yaitu PBAAI-Argamakmur, Argamkmur-PBAAI, dan Argamkmur-muko dengan gangguan arus hubung singkat dua fasa sebesar 1,93 kA di Bus Argamkmur pada kondisi setelah penambahan dan dengan *setting* baru. Ketiganya menggunakan tipe Schneider Electric P521 dengan karakteristik IEEE *Standard inverse*.

Dari kurva TCC yang ditampilkan, dapat dilihat bahwa kurva relay PBAAI-Argamakmur bekerja di 0,458 detik pada arus sebesar 1,32 kA, relay Argamkmur-PBAAI bekerja di 0,531 detik pada arus sebesar 0,61 kA, dan relay Argamkmur-Muko bekerja di 0,551 detik pada arus sebesar 0,61 kA.

V. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil simulasi dan analisis yang telah dilakukan mengenai koordinasi relay arus lebih pada sistem kelistrikan bengkulu 150 kV, maka dapat disimpulkan dalam beberapa hal berikut:

1. Penambahan jaringan transmisi 150 kV GI PBAAI – GI Argamakmur menyebabkan peningkatan nilai arus hubung singkat di sejumlah titik pada sistem transmisi Bengkulu. Sebelum penambahan jaringan, arus hubung singkat tertinggi tercatat pada relay PKLGN-PBAAI sebesar 5,10 kA, sedangkan setelah penambahan jaringan nilai tersebut meningkat menjadi 5,637 kA. Peningkatan ini terjadi karena bertambahnya jumlah sumber arus yang terhubung ke sistem sehingga kontribusi arus gangguan dari berbagai titik semakin besar
2. Penambahan jaringan transmisi 150 kV GI PBAAI – GI Argamakmur tidak memberikan dampak yang signifikan terhadap koordinasi relay arus lebih pada sistem transmisi Bengkulu. Perubahan nilai arus hubung singkat yang terjadi relatif kecil, sehingga urutan kerja dan selektivitas relay tetap terjaga meskipun tanpa dilakukan *setting* ulang. Hal ini ditunjukkan dari hasil simulasi di

mana relay pada kondisi setelah penambahan jaringan dan sebelum *setting* ulang masih bekerja dengan urutan yang benar sesuai hierarki proteksi. *Setting* ulang OCR dapat dilakukan sebagai langkah penyesuaian, namun bukan merupakan keharusan karena koordinasi relay tidak terganggu baik sebelum maupun setelah *setting* ulang dilakukan.

3. Hasil verifikasi koordinasi proteksi melalui kurva TCC menunjukkan bahwa prinsip selektivitas waktu operasi relay terpenuhi pada seluruh kondisi simulasi, baik sebelum maupun setelah penambahan jaringan transmisi, dan baik sebelum maupun setelah dilakukan *setting* ulang. Pada kondisi setelah penambahan jaringan dan sebelum *setting* ulang, relay BGKLU-PBAAI bekerja pada 0,255 detik, relay PBAAI-BGKLU pada 0,332 detik, dan relay PBAAI-PKLGK pada 0,42 detik dengan urutan hierarkis yang benar. Pada kondisi setelah *setting* ulang, relay BGKLU-PBAAI bekerja pada 0,265 detik, relay PBAAI-BGKLU pada 0,381 detik, dan relay PBAAI-PKLGK pada 0,454 detik. Hal ini membuktikan bahwa koordinasi relay tidak terganggu akibat penambahan jaringan, dan selisih waktu operasi antar relay tetap memadai pada semua kondisi. Kondisi serupa juga ditunjukkan pada simulasi gangguan hubung singkat dua fasa, di mana urutan kerja relay tetap terjaga secara hierarkis pada setiap skenario yang diuji.

Saran

Penelitian ini masih membutuhkan pengembangan, maka dari itu saran untuk penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Penelitian selanjutnya disarankan memakai jenis relay yang lain seperti ground fault relay atau differential relay untuk meningkatkan keandalan sistem proteksi secara menyeluruh.
2. Validasi data lapangan penting dilakukan agar hasil simulasi sesuai dengan kondisi aktual sistem kelistrikan transmisi Bengkulu.

VI. DAFTAR PUSTAKA

Daftar pustaka berikut memuat seluruh referensi yang digunakan dalam penelitian ini, mencakup jurnal ilmiah, prosiding, buku teks, dan sumber lain yang relevan dengan topik sistem proteksi tenaga listrik, relay arus lebih, dan analisis koordinasi proteksi pada sistem transmisi 150 kV.

- [1] H. Alexcandra and W. M. Sitorus, "Analisa Aliran Daya dan Simulasi Koordinasi Relay Proteksi pada Sistem Tenaga Listrik dengan Menggunakan ETAP 2021," vol. 06, no. 1, pp. 17–21, 2025.
- [2] D. P. Prasetyo, M. Pujiyantara, and S. Anam, "Evaluasi Koordinasi Proteksi Arus Lebih Akibat Gangguan yang Menyebabkan Blackout pada PT PJB Unit Pembangunan Cirata," *J. Tek. ITS*, vol. 12, no. 2, 2023, doi: 10.12962/j23373539.v12i2.117434.
- [3] S. Anisah, D. Putri Wardani, Rahmaniar, and Hamdani, "Analisa Over Current Relay (OCR) Pada Transformator Daya 60 MVA Dengan Simulasi MATLAB Di Gardu Induk Payageli," *Semin. Soc. Sci. Eng. Hum.*, pp. 262–270, 2020.
- [4] Ramadhan G, "Penerapan Over Current Relay (Ocr) Kopel 20 KvDi Gardu Induk Boombaru," *J. Desiminasi Teknol.*, vol. 8, pp. 24–33, 2020.
- [5] R. M. U. Muhammad Luthfiansyah Romadhoni, Muhammad Fadli Nasution, "Penerapan Pola Koordinasi Proteksi Non-Cascade pada OCR Incoming dan OCR Penyulang Trafo," 2022.
- [6] Sri Wahyuni Dali, Imron Ridzki, Rohmanita Duanaputri, and Egar Rahmat Maulana, "Analisis Pengaruh Penambahan Gardu Induk Terhadap Aliran Daya dan Profil Tegangan," *Elposys J. Sist. Kelistrikan*, vol. 9, no. 2, pp. 58–63, 2023, doi: 10.33795/elposys.v9i2.617.
- [7] Suherman, "Setting Koordinasi Proteksi Distance Relay pada Saluran Transmisi 150 KV Gardu Induk Isimu ke Gardu Induk Botupingge PT . PLN (Persero) Sistem Gorontalo," *Radial*, vol. 1, no. 2, pp. 78–89, 2019.
- [8] M. FIQRI, "Analisa Koordinasi Relay Arus Lebih Pada Feeder Bay Trafo Daya 2 Di Pt. Pln Gis Listrik Menggunakan Etap 16.0.0," pp. 1–57, 2023.
- [9] D. Januardi, "Koordinasi Setting Relai Proteksi Pada Transformator 60 MVA Di Gardu Induk Ampenan," vol. 6, no. 1, pp. 55–60, 2019.
- [10] A. Nugoho and T. Sukmadi, "Koordinasi Over Current Relay (OCR) Sisi Incoming 1 Dengan OCR Sisi Outgoing Kls 03 Pada Gi Kalisari," *Transmisi*, vol. 19, no. 3, p. 114, 2017, doi: 10.14710/transmisi.19.3.114-119.
- [11] W. Widodo and A. J. Taufiq, "Simulasi Relay Jarak Sebagai Proteksi Saluran Transmisi Dengan Penentuan Lokasi Titik Gangguan Menggunakan Arduino Dengan Penampil HMI (Human Machine Interface)," *J. Ris. Rekayasa Elektro*, vol. 2, no. 2, 2020, doi: 10.30595/jrre.v2i2.8266.
- [12] C. N. Anshar and B. Budiman, "Studi Analisa Arus Gangguan Hubung Singkat Berdasarkan Lokasi Titik Gangguan Pada Saluran Udara Tegangan Menengah 20 kV," *J. Tek. Komputer, Agroteknologi Dan Sains*, vol. 1, no. 1, pp. 140–149, 2022, doi: 10.56248/marostek.v1i1.25.
- [13] Z. Zulkarnaini, "Analisa Proteksi Arus Lebih Pada Generator PLTU Teluk Sirih," *J. Tek. Elektro ITP*,

- vol. 8, no. 1, pp. 28–34, 2019, doi: 10.21063/jte.2019.3133806.
- [14] D. Agustian *et al.*, “Peran Keandalan Sistem Proteksi Sebagai Strategi Optimalisasi Distribusi Listrik Pada Jaringan Tegangan Menengah,” *Pros. Semin. Nas. Teknol. Komput. dan Sains*, vol. 3, no. 1, pp. 9–14, 2025, [Online]. Available: <https://prosiding.seminars.id/sainteks>
- [15] Hafid Abibie, Sulistyowati, and Ferdian Ronilaya, “Kajian Koordinasi Sistem Proteksi Pada Sistem Transmisi 70 kV GI Banaran Kediri Transmission Line Bay Pare,” *Elposys J. Sist. Kelistrikan*, vol. 7, no. 3, pp. 51–57, 2023, doi: 10.33795/elposys.v7i3.668.
- [16] D. Fitria and M. A. Maulana, “Analisis Pembagian Zona Proteksi Pada Jaringan Distribusi 20 kV Penyulang Meranti GI Bungaran Untuk Meningkatkan Pelayanan Ke Konsumen,” *J. Ampere*, vol. 5, no. 2, p. 68, 2020, doi: 10.31851/ampere.v5i2.5056.
- [17] S. S. Novi Gusti Pahiyanti, “Proteksi Arus Lebih Pada Penyulang Lengah (SKTM) Dan Penyulang Aum (SUTM),” 2015, *JURNAL ENERGI & KELISTRIKAN*.
- [18] T. A. Abdul Multi, “Analisa Proteksi Over Current Relay (OCR) Dan Ground Fault Relay (GFR) Pada Transformator Daya Gardu Induk,” no. 021, pp. 1–9, 2022.
- [19] S. A. Roger Efendi Panjaitan, Pristisal Wibowo, “Simulasi Kinerja Operasi Over Current Relay (OCR) Pada Gangguan Hubung Singkat Dengan Penyesuaian Pengaturan Waktu,” *J. Inf. Technol. Comput. Sci. Vol.*, vol. 8, no. 2021, pp. 1237–1246, 2025.
- [20] M. R. Arraief *et al.*, “Optimasi Koordinasi Over Current Relay (OCR) dan Ground Fault Relay (GFR) Dengan Menggunakan Metode Particle Swarm Optimization (PSO),” vol. 20, no. 01, pp. 32–37, 2025.

Biodata Penulis



Wildan Ady Nugroho lahir di Kabupaten Situbondo tanggal 27 Maret 2003 dengan pendidikan SMK Negeri 1 Situbondo Jurusan Teknik Instalasi Tenaga Listrik dan kuliah strata-1 di Institut Teknologi Nasional Malang dengan konsentrasi Energi Listrik. Asisten laboratorium konversi energi elektrik. Email Penulis yaitu: wildankazama27@gmail.com