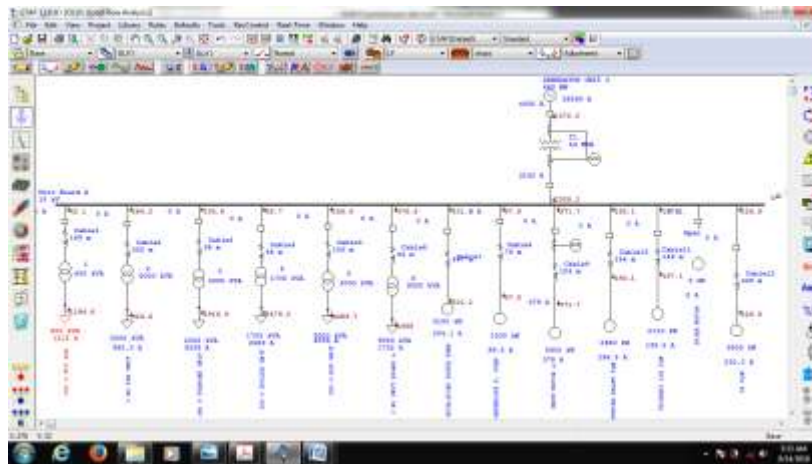


BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Pembahasan Perhitungan dan Analisa Seting Relay Proteksi

Membuat single line diagram dan Menginput data pada *Software ETAP 12.60*. Semua data mulai data rating dari masing – masing peralatan termasuk data kabel diinput semua ke *single line diagram*.



Gambar 4. 1 Load Flow

Gambar *load flow* daya dapat dilakukan setelah menggambar *single line* di *ETAP* kemudian memasukan data data yang ada, menjalankan load flow ini untuk mengetahui bahwa gambar single line diagram yang dibuat sudah benar dengan adanya aliran daya pada rangkaian. kemudian untuk menentukan seting *relay* proteksi kita simulasikan gangguan pada *feeder MBFP*.

Tabel 4. 1 Data gangguan MCC MBFP

Short-Circuit Summary Report

3-Phase, LG, LL, LLG Fault Currents

| Bus | kV | 3-Phase Fault | | | Line-to-Ground Fault | | | | Line-to-Line Fault | | | | *Line-to-Line-to-Ground | | | |
|----------|--------|------------------|----------------|----------------|----------------------|----------------|----------------|----------------|--------------------|----------------|----------------|----------------|-------------------------|----------------|----------------|----------------|
| | | I ['] k | i _p | I _k | I ['] k | i _p | I _b | I _k | I ['] k | i _p | I _b | I _k | I ['] k | i _p | I _b | I _k |
| MCC MBFP | 10.000 | 29.729 | 74.524 | 22.169 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 26.122 | 65.305 | 26.122 | 26.122 | 26.122 | 65.305 | 26.122 | 26.122 |

All fault currents are in rms kA. Current i_p is calculated using Method C.

Data gangguan yang terjadi pada *MCC MBFP* pada table gangguan 4.1 untuk gangguan 3 fasa sebesar 29.729 kA dan LLG (*Line to Line to Ground*) sebesar 26.122 kA. Kemudian kita dapat menentukan seting *relay* proteksi dari besaran nilai gangguan tersebut. Untuk mempermudah perhitungan kita tampilkan data MBFP dan data gangguan yang terjadi pada *MCC MBFP* seperti pada table 4.2 dibawah ini.

Tabel 4. 2 Data MBFP dan Gangguan pada MCC MBFP

| | | | | |
|-------------------|---------|----|---------------------------|----------|
| Data MBFP | nilai | No | Jenis gangguan | Nilai |
| Arus nominal MBFP | 379 A | 1 | 3 phase fault | 29729 kA |
| Arus starting | 1706 A | 2 | L-L-G | 26122 kA |
| Tegangan | 10000 V | | (Line to Line to Ground) | |
| Rasio CT | 5 : 600 | | | |

1.1.1 Perhitungan Seting Proteksi *Overcurrent Relay (OCR)*

Untuk perhitungan arus primer menggunakan nilai koreksi hubung singkat (c) = 110 % merujuk pada standar *IEC* pada table 2.1 dengan tegangan pada *feeder MBFP* 10.000 V maka termasuk kategori tegangan menengah dan nilai c menggunakan 110 % = 1,1.

$$\text{Arus nominal} = 379 \text{ A}$$

$$\begin{aligned} I_{primer} &= 1,1 \times I_n \\ &= 1,1 \times 379 \\ &= 416.9 \text{ A} \end{aligned}$$

Nilai dari arus primer (*FLA*) sebesar 416.9 A

$$\begin{aligned} I_{set\ sekunder} &= \frac{I_p}{rasio} = 1,1 \left(\frac{I_n}{rasio} \right) \\ &= 1,1 \times \left(\frac{379}{120} \right) \\ &= 3,474 \text{ A} \end{aligned}$$

Arus set sekunder yang melewati *relay* proteksi sebesar 3.47 A

1.1.2 Menghitung Waktu Operasi Relenya (TS)

Waktu *relay* proteksi untuk feeder MBFP yang direkomendasikan oleh *Toshiba* adalah LT (*long time invers*) karena memiliki karakteristik starting lebih dari 5 detik dengan waktu kerja 0.3 *relay* proteksi pada beban(ujung). Karakteristik LT sesuai standar adalah :

$$t = TMS \times \left(\frac{120}{I_r - 1} \right)$$

$$I_r = \frac{I_{hs}}{I_p}$$

$$(2.37)$$

$$= \frac{29729}{416.9}$$

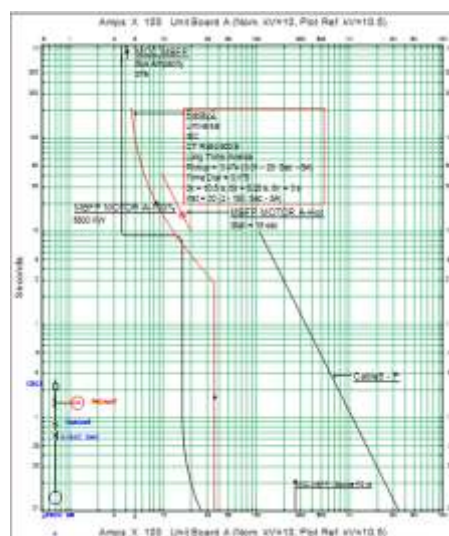
$$= 71.3 \text{ A}$$

$$TMS = t \times \left(\frac{I_r - 1}{120} \right)$$

$$TMS = 0,3 \times \left(\frac{63.3 - 1}{120} \right)$$

$$TMS = 0.175 \text{ detik}$$

Dengan waktu kerja 0.3 detik maka diperoleh time dial = 0.175 detik, dari hasil perhitungan arus sekunder dan seting waktu kerjanya maka dapat kita simulasikan pada *software ETAP* untuk melihat kerja *relay* proteksinya.



Gambar 4. 2 Kurva Kerja Hasil Seting Awal

Kurva kerja pada gambar 4.2 masih kurang pas setingannya karena sebelum arus starting turun sudah menyentuh proteksi overcurrent. Apabila seting *relay* ini diaplikasikan maka *MBFP* akan trip sebelum proses starting selesai. Nilai time dial harus dinaikan dari nilai sebelumnya yang menggunakan 0.3 detik kita coba naikkan satu step menjadi 0.4 detik.

Hitung ulang waktu kerja rele

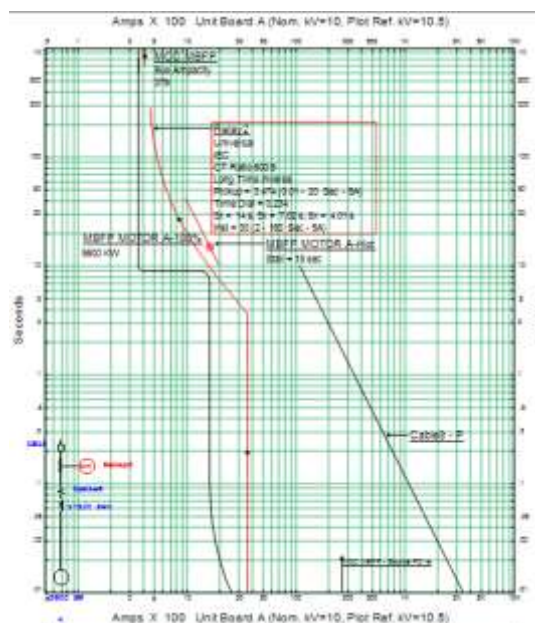
$$t = TMS \times \left(\frac{120}{I_r - 1} \right)$$

$$TMS = t \times \left(\frac{I_r - 1}{120} \right)$$

$$TMS = 0,4 \times \left(\frac{71,3 - 1}{120} \right)$$

$$TMS = 0.234 \text{ detik}$$

Hasil perhitungan kedua dengan menggunakan waktu kerja 0.4 detik menghasilkan *time dial* yang baru lebih tinggi dari sebelumnya yaitu yang semula 0.175 detik menjadi 0.234 detik. Untuk mengetahui seting *relay* sudah bekerja dengan benar maka perlu disimulasikan kembali dengan *software ETAP*.



Gambar 4. 3 Kurva Kerja Hasil Seting Ulang Ke 2

Kurva kerja pada gambar 4.3 menunjukkan kinerja *relay* proteksi berfungsi dengan benar yaitu kurva kerja *relay* proteksi *overcurrent* tidak menyentuh arus start dan juga tidak menyentuh arus *locked rotor*. Jadi untuk setingan OCR yang paling pas adalah LT 3.474 A arus pick up dan seting *time delay*nya 0.4 detik

1.1.3 Perhitungan Arus *Groundfault* (OCG / 50G) Pada Feeder MBFP

Perhitungan seting *groundfault relay* (OCG) pada *feeder MBFP* dengan tegangan 10.000V adalah 10% dan seting waktu terendah 0.2 detik merujuk pada standar *IEC* dan *Toshiba*.

$$\text{Arus nominal} = 379 \text{ A}$$

$$\begin{aligned} I_{\text{primer}} &= 0.1 \times I_n \\ &= 0,1 \times 379 \\ &= 37,9 \text{ A} \end{aligned}$$

Jadi untuk I primer pada seting *relay* OCG adalah 37,9 A

$$I_{\text{set sekunder}} = 0,1 \times 379 \left(\frac{1}{\text{rasio}} \right)$$

$$\begin{aligned} I_{\text{set sekunder}} &= 37.9 \left(\frac{1}{120} \right) \\ &= 0.315 \text{ A} \end{aligned}$$

Jadi Iset sekunder untuk *relay* proteksi *Groundfault* sebesar 0.315 A

1.1.4 Perhitungan Waktu Kerja *Relay* OCG

Relay proteksi pada *feeder MBFP* menggunakan multi *relay* maka seting OCG juga menggunakan karakteristik *Long time invers* rele.

$$t = TMS \times \left(\frac{120}{I_r - 1} \right)$$

$$TMS = t \times \left(\frac{I_r - 1}{120} \right)$$

$$\begin{aligned} I_r &= \frac{I_{hs}}{I_n} \\ &= \frac{26122}{37,9} \\ &= 689.2 \text{ A} \end{aligned}$$

$$TMS = t \times \left(\frac{I_r - 1}{120} \right)$$

$$TMS = 0.2 \times \left(\frac{689.2 - 1}{120} \right)$$

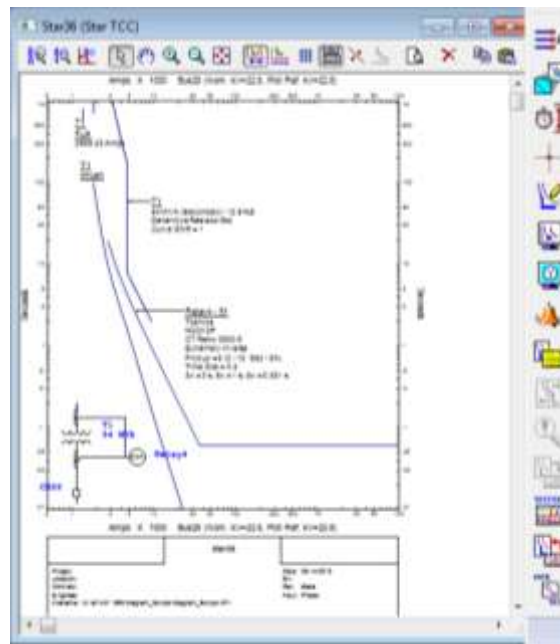
$$TMS = 0.2 \times \left(\frac{31.9}{120} \right)$$

$$TMS = 1.1 \text{ detik}$$

Jadi untuk seting waktu kerja *groundfault relay* (OCG) adalah 1.1 detik

1.1.5 Analisa Koordinasi Kerja Relay Proteksi

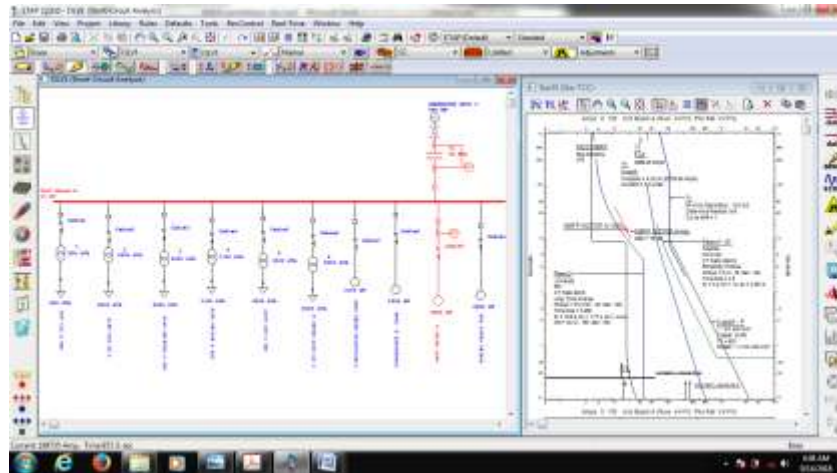
Untuk mengetahui *relay* kerja proteksi berjalan dengan baik dan koordinasi kerjanya saat ada gangguan untuk melokalisir dampak gangguan maka perlu disimulasikan ke software ETAP.



Gambar 4. 4 Kurva Kerja Proteksi Incoming Unit Board A

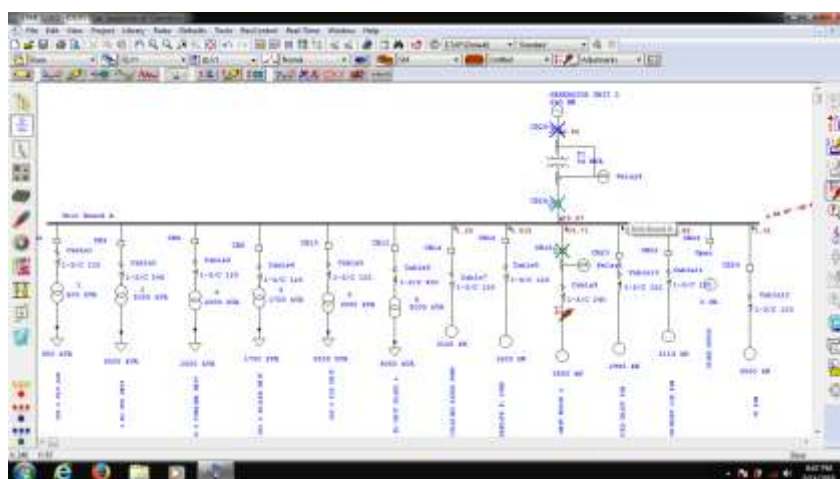
Gambar kurva kerja diatas menunjukkan kinerja *relay* proteksi yang diaplikasikan pada incoming unit board A (*out going Unit Transformer A*). seting *relay* menggunakan seting kerja *extreme invers*. Untuk mengetahui koordinasi *relay* proteksi baik koordinasinya antara OCR dan OCG serta koordinasinya

dengan *relay* proteksi pada peralatan lain adalah dengan mensimulasikan kurva kerjanya pada *software*.



Gambar 4. 5 Koordinasi Relay Proteksi MBFP Dengan Unitboard A

Kurva kerja rel proteksi pada *feeder MBFP* dan kurva kerja *relay* proteksi *unitboard A* tidak saling bersinggungan. Sehingga bila terjadi gangguan pada *feeder MBFP* maka *relay* proteksi dapat melokalisir gangguan. Setelah setting kerja *relay* sudah benar tidak saling bersinggungan maka analisa dilanjutkan untuk mengetahui urutan kerja *relay* saat terjadi gangguan di *feeder MBFP*



Gambar 4. 6 Koordinasi Urutan Kerja Relay Proteksi

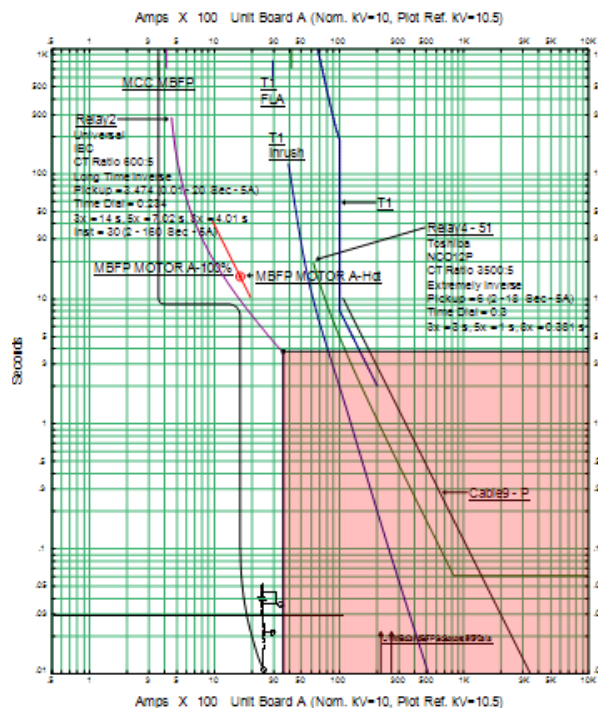
Pada gambar 4.6 menjelaskan bahwa Ketika terjadi gangguan di *feeder MBFP* maka *relay* proteksi MBFP yang akan bekerja lebih dulu untuk melepas CB 18 (PMT MBFP) setelah itu proteksi pada *feeder unitboard A* yang akan bekerja untuk melepas CB 28 (*incoming unitboard A*) setelah itu CB 29 (*incoming transformer*) akan lepas.

4.2 Hasil analisa seting *relay* proteksi

Hasil analisa dari seting *relay* proteksi hitung manual dengan seting *relay* proteksi yang sudah diterapkan meliputi :

4.2.1 Koordinasi seting *relay* proteksi

Dengan seting *relay* proteksi OCR $I_{set} = 3,5$ A dengan *time dial* = 0,234 detik dan seting OCG $I_{set} = 0.315$ A dengan *time dial* = 1.1 detik Pada gambar 4.5 menunjukkan koordinasi *relay* proteksi pada MBFP dengan *relay* proteksi pada *unitboard A*. Ketika MBFP berjalan normal dengan arus nominal 379 A maka tidak ada *relay* proteksi yang bekerja begitu juga saat proses starting motor MBFP dengan arus starting 1.706 A selama 9 detik.



Gambar 4. 7 Koordinasi OCR dan OCG

Ketika proses starting motor mengalami gangguan *overcurrent* melebihi arus starting senilai >3600 A dengan waktu < 9 detik maka *relay* proteksi OCG akan bekerja untuk membuka MCB (PMT). Sehingga dampak gangguan tidak mempengaruhi peralatan lain di atasnya. Apabila gangguan terjadi dengan arus gangguan yang relative kecil $426 \text{ A} < \text{ arus gangguan } > 3200 \text{ A}$ dan waktunya melebihi dari waktu starting motor > 9 detik maka *relay* proteksi *overcurrent* (OCR) yang akan bekerja sebelum gangguan tersebut menyentuh waktu locked rotor 15 detik. Untuk daerah kerja *relay* proteksi dijelaskan pada gambar 4.7. Koordinasi kerja *relay* proteksi sangat penting karena terbatasnya kinerja masing – masing *relay* proteksi sehingga memerlukan koordinasi dengan *relay* proteksi yang lain, fungsi dari koordinasi adalah saling melengkapi ketika *relay* proteksi OCR tidak dapat bekerja karena nilai gangguan tidak sesuai dengan seting relenya maka *relay* yang lain (OCG) yang akan bekerja. Daerah kerja pada bidang yang berwarna merah pada gambar 4.6 adalah daerah kerja OCG ketika gangguan *overcurrent* terjadi dalam waktu singkat < 9 detik dengan nilai arus gangguan $< 3.200 \text{ A}$ maka OCG yang bekerja. selbihnya pada busur kurva adalah daerah kerja OCR dengan busur kurva sesuai dengan karakteristik kurva kerja long time invers.

Tabel 4. 3 Perbandingan Seting Rele

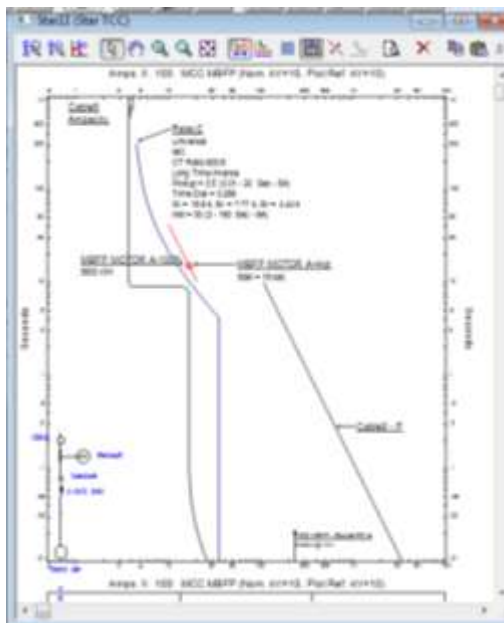
| <i>Relay</i> proteksi | | Seting hitung manual | Seting yang diterapkan Pada MBFP |
|-----------------------|-----------|----------------------|----------------------------------|
| OCR | Time Dial | 0.234 detik | 0.3 detik |
| | I set | 3.474 A | 3.5 A |
| OCG | Time dial | 1.1 detik | 1 detik |
| | I set | 0.315 A | 0.4 A |

Dari tabel perbandingan seting kerja pada tabel 4.3 menunjukkan bahwa selisih nilai antara seting *relay* perhitungan manual dengan seting *relay* yang sudah diterapkan perbedaanya sangat kecil sekali kecil sekali nilainya $0.08 - 0.1$.

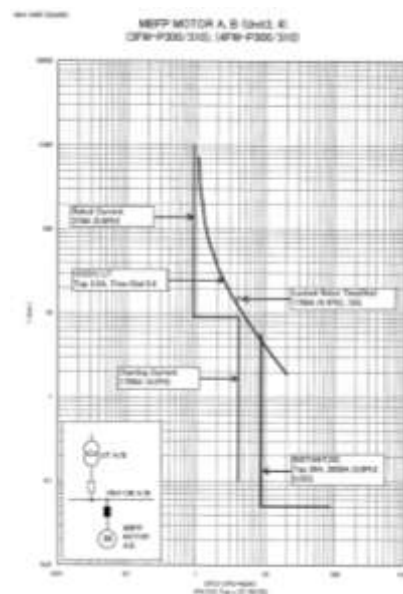
Untuk seting *relay* proteksi OCR yang sudah diterapkan $I_{primer} = 3,5$ A sedangkan hasil hitung manual 0.234 A dengan seting *time dial* yang sudah diterapkan 0.3 detik sedangkan hasil hitung manual 0.234 detik. masih termasuk dalam range standar proteksi yang ditentukan oleh *TOSHIBA* maupun standar *IEC* yaitu nilai seting 1-5 A dan time dial 0.05 - 2.0 detik

4.2.2 Perbandingan kurva kerja

Dilihat dari kurva kerja seting manual dan seting aplikasi pada gambar 4.8 hasilnya hampir sama yang membedakan hanya pada bentuk kurvanya yang agak beda sedikit karena aplikasi *software* yang digunakan berbeda. Tetapi secara hasil sama karena sama sama menggunakan seting invers dengan karakter *long time invers*, dilihat dari busur kurva dan seting instantanius *groundfault* sama. Busur kurva berada ditengah antara waktu seting arus start dengan waktu *locked rotor*.



Kurva seting manual



Kurva rekomendasi

Gambar 4. 8 Kurva Perbandingan

Tabel 4. 4 Analisa Gangguan dan Koordinasi Proteksi

Sequence-of-Operation Event Summary Report

Symmetrical 3-Phase Fault between MCC MBFP and MBFP MOTOR A. Adjacent to MCC MBFP.

| Time (ms) | ID | If (kA) | T1 (ms) | T2 (ms) | Condition |
|-----------|--------|---------|---------|---------|------------------------------------|
| 0.0 | Relay2 | 24.905 | 0.0 | | Phase - OC1 - 50 |
| 10.0 | CB18 | | 10.0 | | Tripped by Relay2 Phase - OC1 - 50 |
| 1165 | Relay4 | 19.519 | 1165 | | Phase - OC1 - 51 |
| 1175 | CB28 | | 10.0 | | Tripped by Relay4 Phase - OC1 - 51 |
| 1175 | CB29 | | 10.0 | | Tripped by Relay4 Phase - OC1 - 51 |

Pada tabel 4.4 menjelaskan ketika ada gangguan di feeder MBFP maka dapat kita lihat koordinasi serta urutan kerja proteksi untuk membuka PMT (CB):

1. CB 18 MBFP open
2. CB 28 incoming unitboard open
3. CB 29 Incoming Unit Transformer open

Ketika terjadi gangguan di feeder MBFP dengan besar gangguan senilai 24.905 kA dalam waktu yang sangat singkat maka *relay* proteksi yang kerja adalah *relay* proteksi instant (50) dengan waktu kerja 10 ms untuk membuka CB 18 MBFP, dan ketika gangguan di area feeder unitboard senilai 19,519 kA masih dibatas kemampuan *short circuit feeder* maka ketika waktu gangguan mencapai seting *relay* proteksi *overcurrent* maka *relay* OCR (51) yang bekerja dalam waktu kerjanya 1.165 ms untuk membuka CB 28 incoming board A kemudian dilanjutkan membuka CB 29 incoming Unit Transformer. Dari hasil urutan kerja *relay* proteksi yang disimulasikan sudah bekerja dengan baik yaitu bila terjadi gangguan di feeder MBFP tidak melepas CB di atasnya lebih dulu tetapi melepas CB pada MBFP.