

EVALUASI KOORDINASI SETTING RELE PROTEKSI OCR PADA JARINGAN DISTRIBUSI DAYA PEMAKAIAN SENDIRI DI PT INDONESIA POWER UNIT PEMBANGKITAN SEMARANG TAMBAK LOROK BLOK I DENGAN ETAP 7.5.0

Ladislaus Risangpajar^{*)}, Yuningtyastuti, and Agung Nugroho

Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Diponegoro
Jl. Prof. Sudharto, Tembalang, Semarang, Indonesia

^{*)}E-mail :ladislaus.risang@gmail.com

Abstrak

Sistem tenaga listrik terdiri dari pembangkitan, transmisi dan distribusi. Pada unit pembangkitan terdapat jaringan distribusi daya pemakaian sendiri yang selalu membutuhkan pasokan energi listrik dan diharapkan tidak terjadi gangguan maupun kegagalan. Akan tetapi, pada jaringan distribusi daya pemakaian sendiri terdapat kesalahan koordinasi setting rele OCR, antara lain ketidaksesuaian jeda waktu / time grading antar rele OCR. Kesalahan koordinasi ini mengakibatkan menurunnya keandalan. Tugas akhir ini membahas evaluasi setting Overcurrent Relay (OCR) pada jaringan distribusi daya pemakaian sendiri di Unit Pembangkitan Tambak Lorok Blok I Semarang dengan menggunakan ETAP 7.5.0. dengan menentukan nilai arus setting untuk menghitung TMS dari masing-masing rele proteksi OCR pada jaringan. Pada existing, rele OCR terdekat tidak bekerja saat gangguan sehingga tidak sesuai syarat koordinasi proteksi. Terdapat rele OCR dengan time grading kurang dari 0,2detik dan lebih dari 0,4detik. Terdapat kurva koordinasi yang tumpang-tindih. Setelah resetting, rele OCR terdekat bekerja saat gangguan. Proteksi back-up bekerja sesuai urutan koordinasi saat rele utama gagal dan tidak ditemukan kurva tumpang-tindih.. Time grading sesuai standar IEEE 242-1986, yaitu 0,2-0,4detik. Penelitian ini memberikan koordinasi proteksi lebih baik daripada existing dengan time grading sesuai standar IEEE 242-1986. Hasilnya adalah peningkatan keandalan pada jaringan distribusi daya pemakaian sendiri di Unit Pembangkitan Tambak Lorok Blok I Semarang.

Kata Kunci : *distribusi, gangguan, rele OCR, proteksi*

Abstract

Electrical power system consists of generation, transmission and distribution. At generation unit, there is a self power distributed network which always needs electrical power supply and expected not to be failure due to the faults. However, at self power distributed network there are possibilities of misscoordination OCR due to unappropriate time-grading that makes a decline reability. This final-assignment will investigate the OCRsetting at self power distributed network in Unit Pembangkitan Tambak Lorok Blok I Semarang by using ETAP7.5.0 to determine current-setting and TMS of each OCR. Based on existing-condition, the closest OCR was not tripped when there was a fault. This condition was incorrect coordination in protection. The time grading of several OCRs were less than 0.2s and more than 0.4s. It was found overlapping curves among OCRs. After resetting, the closest OCR tripped when a fault occurs. The back-up protection was also in correct coordination. The time-grading was adjusted in accordance with IEEE242-1986standard, where the range of time grading was 0.2-0.4s. No overlap curves were found in coordination. This research gives a better OCRs coordination than existing condition and an appropriate time grading in according to IEEE242-1986 an increase the self power distributed network in Tambak Lorok Blok I Semarang reliability.

Keyword: *distribution, fault, Overcurrent Relay (OCR), protection*

1. Pendahuluan

Suatu sistem tenaga listrik terdiri dari pembangkitan, transmisi dan distribusi. Pada unit pembangkitan juga

terdapat jaringan distribusi daya pemakaian sendiri yang terdiri dari peralatan penunjang proses pembangkitan daya listrik, antara lain peralatan water treatment, closed cycle cooling water pump, condenser vacuum pump,

temperature control panel, motor control center (MCC), dan power distribution center (PDC).

Peralatan-peralatan tersebut selalu membutuhkan pasokan energi listrik dan diharapkan tidak terjadi gangguan maupun kegagalan. Macam-macam gangguan antara lain gangguan beban lebih, gangguan tegangan lebih, gangguan ketidakstabilan, dan gangguan hubung singkat. Sedangkan kegagalan pada sistem tenaga adalah power outage / lepas daya yang mengakibatkan pemadaman total / blackout maupun pemadaman sebagian / brownout. Sistem proteksi pada listrik dapat digunakan untuk mengurangi gangguan maupun kegagalan tersebut.

Macam-macam sistem proteksi antara lain proteksi arus lebih menggunakan rele arus lebih / Over Current Relay (OCR), proteksi arus gangguan ke tanah menggunakan rele gangguan tanah / Ground Fault Relay (GFR), dan lain sebagainya. Sistem proteksi tersebut bertujuan untuk menjaga keseluruhan sistem selalu mendapat pasokan energi listrik, meningkatkan keamanan peralatan, serta meningkatkan keandalan pada sistem tenaga.

Novi Arianto menyebutkan bahwa salah satu gangguan pada sistem tenaga adalah gangguan hubung singkat. Gangguan ini menghasilkan arus yang sangat tinggi melebihi nilai nominalnya, sehingga akan mengakibatkan kerusakan peralatan lain yang berada dalam sistem. [10]

Rifgy Said Bamatraf dalam tugas akhirnya menjelaskan bahwa sistem proteksi terhadap pembangkit adalah hal yang sangat dibutuhkan karena berperan penting dalam mendeteksi adanya gangguan dan dapat mencegah kerusakan yang diakibatkan gangguan. Koordinasi sistem proteksi yang baik akan mengisolasi daerah gangguan dan mencegah pemadaman di daerah lain. Untuk menjaga dan meningkatkan performa sistem proteksi perlu dilakukan suatu studi terhadap koordinasi rele pengamanan yang terpasang. [11]

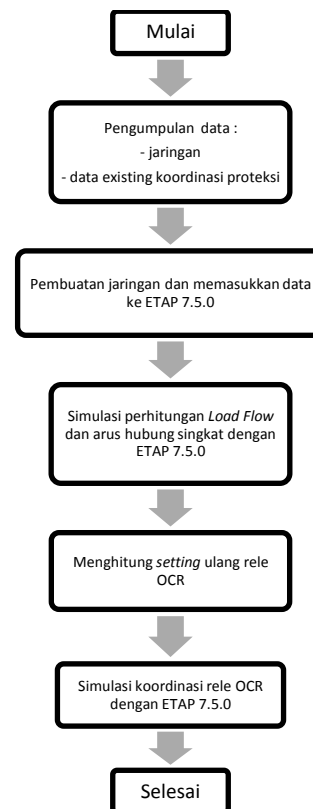
Prayoga Setiajje dan Rino Adi Putra menjelaskan bahwa koordinasi antar rele juga menentukan keandalan suatu sistem tenaga listrik sehingga diperlukan evaluasi. Salah satu koordinasi yang harus selalu dievaluasi adalah koordinasi antar rele arus lebih dan rele gangguan tanah. Sehingga energi listrik yang disalurkan ke jaringan dapat selalu terpenuhi. [15][16]

Berdasarkan jurnal-jurnal tersebut, penulis akan melakukan evaluasi *setting* rele proteksi OCR pada jaringan distribusi daya pemakaian sendiri Unit Pembangkit Tambak Lorok Blok I dengan menggunakan ETAP 7.5.0. Tujuan dari penelitian ini yaitu memperbaiki *setting* dan koordinasi rele proteksi OCR pada kondisi sebelum / *existing* untuk mendapatkan koordinasi proteksi yang lebih baik.

2. Metode

2.1. Langkah Penelitian

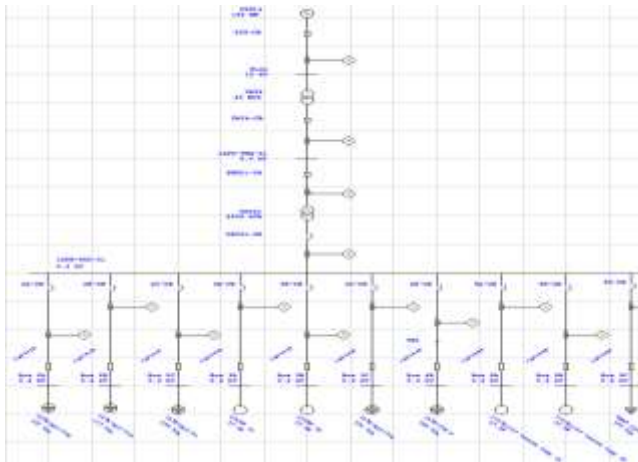
Penulisan tugas akhir ini bertujuan untuk memperbaiki *setting* dan koordinasi rele proteksi OCR pada kondisi sebelum / *existing* untuk mendapatkan koordinasi proteksi yang lebih baik. Langkah-langkah penelitian ditunjukkan pada Gambar 1.



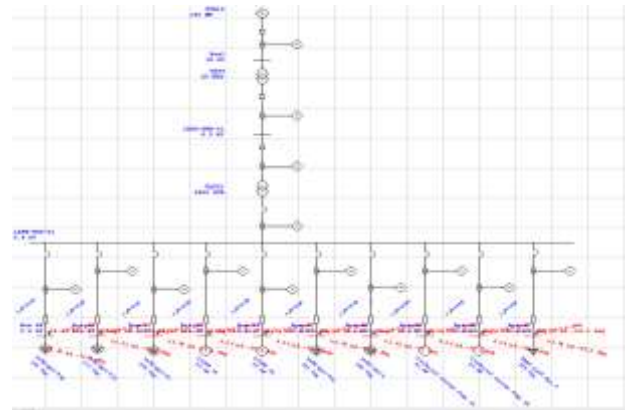
Gambar 1. Diagram langkah penelitian

2.2. Pengumpulan Data

Data-data yang diperlukan dalam penelitian ini diperoleh dari PT. Indonesia Power Unit Pembangkitan Semarang Tambak Lorok Blok I, antara lain gambar *single line diagram* jaringan distribusi pemakaian sendiri Tambak Lorok Blok I, data *steam turbine generator*, trafo UAT4, trafo UAT21, data beban *feeder* pada bus 1APB-PDC-21, dan data kabel jaringan. *Single line diagram* jaringan yang dijadikan acuan dalam menggambar simulasi pada ETAP 7.5.0 ditunjukkan pada Gambar 2.



Gambar 2. Single line diagram SRL06



Gambar 3. Simulasi bus fault pada analisis gangguan hubung singkat ETAP 7.5.0

3. Hasil dan Analisa

3.1. Analisis Load Flow

Analisis *load flow* pada tugas akhir ini dilakukan dengan simulasi menggunakan ETAP 7.5.0. Pada ETAP 7.5.0 pilih menu “Load Flow Analysis” lalu pilih “run”. Hasil simulasi *load flow* dapat dilihat pada tabel 1.

Tabel 1. Data FLA pada tiap bus

Bus		FLA (A)
from	to	
1APB-PDC-21	2A	578,5
1APB-PDC-21	2B	252,2
1APB-PDC-21	2C	429,8
1APB-PDC-21	3A	161,3
1APB-PDC-21	3B	161,3
1APB-PDC-21	3C	545,5
1APB-PDC-21	4B	821,5
1APB-PDC-21	5A	161,3
1APB-PDC-21	5B	161,3
1APB-PDC-21	5C	461,7
UAT21	1APB-PDC-21	3726,8
1APD-SWG-21	UAT21	242,7
UAT4	1APD-SWG-21	242,7
Bus1	UAT4	104,5
STG14	Bus1	104,5

3.2. Analisis Gangguan Hubung Singkat

Analisis gangguan hubung singkat dilakukan dengan simulasi pada ETAP 7.5.0. Terlebih dulu menggambar *single line diagram*, lalu memberikan gangguan pada tiap bus di jaringan tersebut. Simulasi gangguan hubung singkat pada ETAP 7.5.0 dapat dilihat pada gambar 3 berikut.

Hasil simulasi bus fault dari gambar 3 di atas berupa laporan mengenai arus hubung singkat yang terjadi pada simulasi ETAP terdapat pada report manager. Nilai yang akan muncul pada report manager adalah nilai arus hubung singkat 3-Phase Fault, Line-to-Ground Fault, Line-to-Line Fault, dan Line-to-Line-to Ground.

Pada perhitungan *setting* OCR, nilai arus gangguan hubung singkat yang digunakan adalah 3-fasa / *3-Phase Fault* dan fasa-fasa/ *Line-to-Line Fault*. Rangkuman besar arus gangguan hubung singkat maksimum / *Isc Maks* dan minimum / *Isc Min* pada tiap bus dapat dilihat pada tabel 2 berikut.

Tabel 2. Tabel arus gangguan hubung singkat maksimum dan minimum

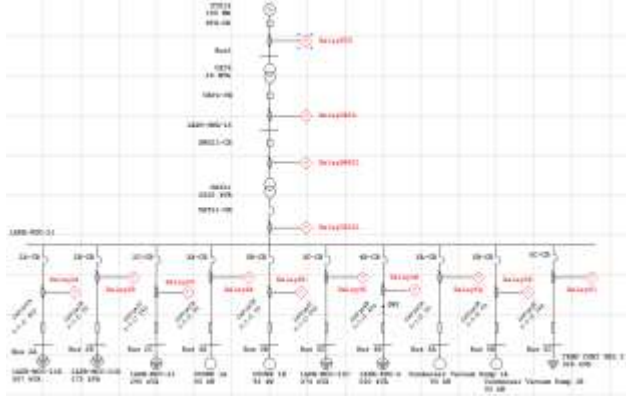
Bus		kV	Isc Min (A)
ID			
1APB-PDC-21		0,4	34881
1APB-SWG-21		6,3	10650
Bus 1		15	32627
Bus 2A		0,4	23008
Bus 2B		0,4	17367
Bus 2C		0,4	22046
Bus 3A		0,4	6968
Bus 3B		0,4	6968
Bus 3C		0,4	22046
Bus 4B		0,4	18596
Bus 5A		0,4	6968
Bus 5B		0,4	6968
Bus 5C		0,4	22046

3.3. Setting Existing Rele Proteksi OCR

Pada jaringan distribusi daya sendiri unit pembangkitan Tambak Lorok Semarang Blok I terdapat *setting* rele OCR terpasang / *existing*. Pada tugas akhir ini *setting* *existing* digunakan sebagai pembandingan daripada hasil penyetelan ulang / *resetting*. Data *setting* rele OCR *existing* dapat dilihat pada tabel 3.

3.4. Resetting Rele Proteksi OCR

Peyetelan ulang / *resetting* rele proteksi OCR membutuhkan nilai arus beban penuh / *Full Load Ampere* (FLA) seperti pada tabel 1 dan arus gangguan hubung singkat minimum / *Isc Min* seperti pada tabel 2. Nilai-nilai tersebut digunakan untuk menentukan arus *setting* (*Iset*), *TMS* (*Time Multiple Setting*) pada rele OCR tipe *standard inverse* dan *pick up* atau *tap* arus *setting* yang akan dimasukkan pada setting OCR di ETAP 7.5.0.



Gambar 4. Single line diagram feeder bus 1APB-PDC-21

Tabel 3. Tabel setting rele proteksi OCR existing

ID ETAP	Brands	CT Ratio	Curve	Setting Rele OCR	
				Pick up	TMS
Relay2A	GEC MCGC	2000/5	SI	0,75	0,121
Relay2B	GEC MCGC	2000/5	SI	0,5	0,2
Relay2C	GEC MCGC	2000/5	SI	0,75	0,158
Relay3A	GEC MCGC	2000/5	SI	0,5	0,113
Relay3B	GEC MCGC	2000/5	SI	0,5	0,113
Relay3C	GEC MCGC	2000/5	SI	0,75	0,2
Relay4B	GEC MCGC	2000/5	SI	1	0,125
Relay5A	GEC MCGC	2000/5	SI	0,5	0,113
Relay5B	GEC MCGC	2000/5	SI	0,5	0,113
Relay5C	GEC MCGC	2000/5	SI	0,75	0,182
RelayUAT21	GEC MCGC	2000/5	SI	2	0,075
RelaySWG21	GEC MCGC	1000/5	SI	1	0,225
RelayUAT4	GEC MCGC	1000/5	SI	1	0,5
RelaySTG	GEC MCGC	1200/5	SI	1	0,771

Pada gambar 3 terlihat adanya OCR utama pada jaringan distribusi pemakaian sendiri Unit Pembangkitan Tambak Lorok Blok I, yaitu Relay2A, Relay2B, Relay2C, Relay3A, Relay3B, Relay3C, Relay4B, Relay5A,

Relay5B, dan Relay5C, waktu operasi (*toperating*) yang digunakan adalah yang tercepat karena merupakan rele yang paling dekat dengan gangguan. Selain itu, terdapat pula RelayUAT21, RelaySWG21, RelayUAT4, dan RelaySTG yang berfungsi sebagai rele proteksi back-up dari rele OCR yang ada pada feeder bus 1-APB-PDC-21, sehingga waktu operasinya memiliki jeda waktu / *grading time* pada masing-masing rele tersebut. Berikut merupakan salah satu penjabaran dan perhitungan untuk setting OCR Relay2A.

Relay2A

Dipilih kurva : *Standard Inverse*

Isc Min : 23008 A

FLA : 578,5 A

CT ratio : 2000/5 A

t operating : 0,3detik

Arus setting

$$1,05 * FLA \leq Iset \leq 0,8 * Isc Min$$

$$1,05 * 578,5 A \leq Iset \leq 0,8 * 23008 A$$

$$607,4 A \leq Iset \leq 18406,4 A$$

Dipilih *Iset* sebesar 1700 A, maka nilai *pick up* dan *TMS* adalah sebagai berikut.

$$\begin{aligned}
 \text{Pick up} &= \frac{Iset}{CT primer} \\
 &= \frac{1700 A}{2000 A} \\
 &= \mathbf{0,85} \\
 \text{TMS} &= \frac{t * \left(\frac{Isc Min}{Iset} \right)^{0,02} - 1}{0,14} \\
 &= \frac{0,3s * \left(\frac{23008 A}{1700 A} \right)^{0,02} - 1}{0,14} \\
 &= \mathbf{0,114}
 \end{aligned}$$

Dengan cara yang sama seperti pada contoh perhitungan di atas, hasil perhitungan keseluruhan setting rele proteksi OCR dapat dilihat pada tabel 4 berikut.

Tabel 4. Hasil perhitungan setting Relay 2A hingga 5C

ID ETAP	CT ratio	Kurva	Data Hasil Perhitungan		
			<i>t_{op}</i> (detik)	Pick up	TMS
Relay2A	2000/5	Standard Inverse	0,3	0,85	0,114
Relay2B	2000/5	Standard Inverse	0,3	0,5	0,125
Relay2C	2000/5	Standard Inverse	0,3	0,75	0,118
Relay3A	2000/5	Standard Inverse	0,4	0,5	0,113
Relay3B	2000/5	Standard Inverse	0,4	0,5	0,113
Relay3C	2000/5	Standard Inverse	0,3	0,85	0,112
Relay4B	2000/5	Standard Inverse	0,4	1,1	0,125
Relay5A	2000/5	Standard Inverse	0,4	0,5	0,113
Relay5B	2000/5	Standard Inverse	0,4	0,5	0,113

Relay5C	2000/5	Standard Inverse	0,3	0,75	0,118
RelayUAT2 1	2000/5	Standard Inverse	0,7	1,975	0,223
RelaySWG 21	1000/5	Standard Inverse	1	0,8	0,38
RelayUAT4	1000/5	Standard Inverse	1,4	0,8	0,531
RelaySTG	1200/5	Standard Inverse	1,7	1,25	0,771

3.5. Rekapitulasi Setting Rele Proteksi OCR

Setelah dilakukan penyetelan ulang / *resetting*, didapatkan hasil rekapitulasi pada tabel 5 berikut.

Pada tabel 5 berikut terlihat adanya perbedaan nilai *pick up* dan TMS antara nilai *existing* dan hasil *resetting*. Nilai *pick up* Relay2B, Relay2C, Relay3A, Relay3B, Relay3C, Relay5A, Relay5B, dan Relay5C pada keadaan *existing* dan hasil *resetting* menunjukkan kesamaan hasil yang sama. Nilai *pick up* Relay2A, Relay4B dan RelaySTG hasil *resetting* menunjukkan kenaikan daripada saat keadaan *existing*. Hal ini dikarenakan setelah dilakukan simulasi, nilai *existing* kurang aman sehingga perlu dinaikkan agar rele OCR tidak bekerja saat keadaan normal. Nilai *pick up* RelayUAT21, RelaySWG21 dan RelayUAT4 hasil *resetting* menunjukkan penurunan daripada saat keadaan *existing*. Hal ini dikarenakan setelah dilakukan simulasi, nilai *existing* terlalu besar sehingga perlu diturunkan agar rele OCR bekerja saat arus gangguan hubung singkat terkecil terjadi.

Time Multiple Setting / TMS Relay3A, Relay3B, Relay4B, Relay5A, Relay5B, dan RelaySTG pada keadaan *existing* dan hasil *resetting* menunjukkan hasil yang sama. Nilai *resetting* TMS Relay2A, Relay2B, Relay2C, Relay3C, dan Relay5C lebih cepat daripada nilai *existing*. Hal ini dikarenakan pada perhitungan *resetting* menggunakan waktu operasi sesuai standar IEEE 242-1986 yang lebih cepat daripada *setting existing*. Nilai *resetting* TMS RelayUAT21, RelaySWG21 dan RelayUAT4 lebih besar daripada nilai *existing*. Hal ini dikarenakan rele-rele tersebut berfungsi sebagai *back-up* setelah rele OCR utama pada *feeder* 1APB-PDC-21 bekerja, sehingga memerlukan *grading time* sesuai standar IEEE 242-1986 antar rele tersebut.

Oleh karena itu, perubahan yang terjadi pada nilai *pick up* dan TMS setelah dilakukan penyetelan ulang/ *resetting* mengakibatkan koordinasi rele proteksi OCR pada jaringan distribusi daya pemakaian sendiri di Unit Pembangkitan Tambak Lorok Blok I Semarang semakin baik dan sesuai standar.

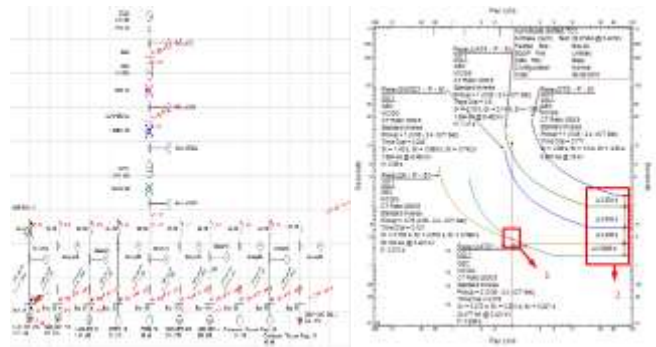
Tabel 5. Rekapitulasi *setting* rele proteksi OCR

ID ETAP	Pick up		TMS	
	Existing	Resetting	Existing	Resetting
Relay2A	0,75	0,85	0,121	0,114
Relay2B	0,5	0,5	0,2	0,125
Relay2C	0,75	0,75	0,158	0,118
Relay3A	0,5	0,5	0,113	0,113
Relay3B	0,5	0,5	0,113	0,113
Relay3C	0,75	0,85	0,2	0,112
Relay4B	1	1,1	0,125	0,125
Relay5A	0,5	0,5	0,113	0,113
Relay5B	0,5	0,5	0,113	0,113
Relay5C	0,75	0,75	0,182	0,118
RelayUAT21	2	1,975	0,075	0,223
RelaySWG21	1	0,8	0,225	0,38
RelayUAT4	1	0,8	0,5	0,531
RelaySTG	1	1,25	0,771	0,771

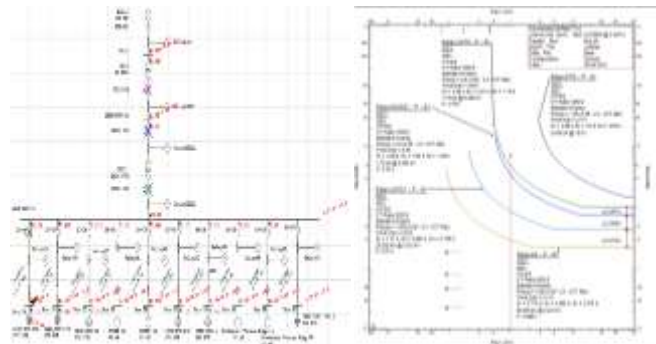
3.6. Evaluasi Koordinasi Rele Proteksi OCR

Pada evaluasi koordinasi rele proteksi OCR ini dilakukan dengan cara membandingkan kurva koordinasi proteksi *existing* dengan hasil penyetelan ulang/*resetting*.

3.6.1. Saat Terjadi Gangguan pada Bus 2A

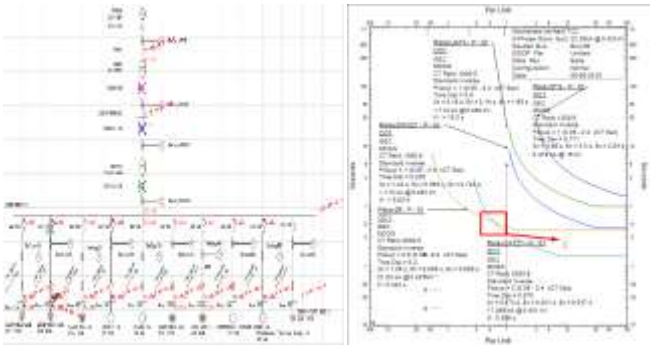


Gambar 7. Koordinasi *existing* saat gangguan pada bus 2A

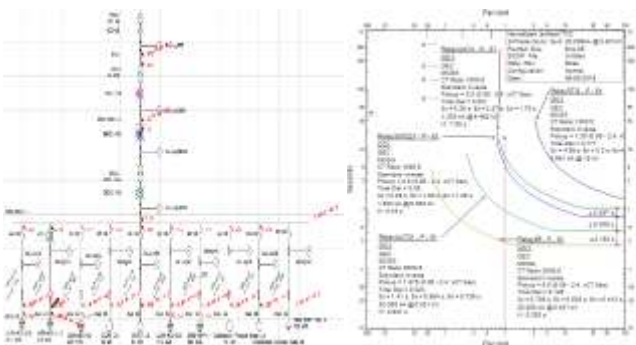


Gambar 8. Koordinasi *resetting* saat gangguan pada bus 2A

3.6.2. Saat Terjadi Gangguan pada Bus 2B

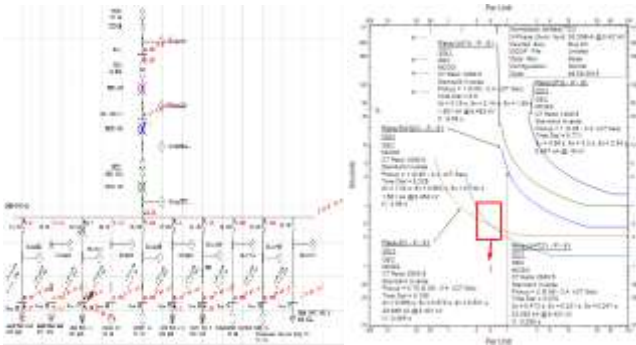


Gambar 9. Koordinasi *existing* saat gangguan pada bus 2B

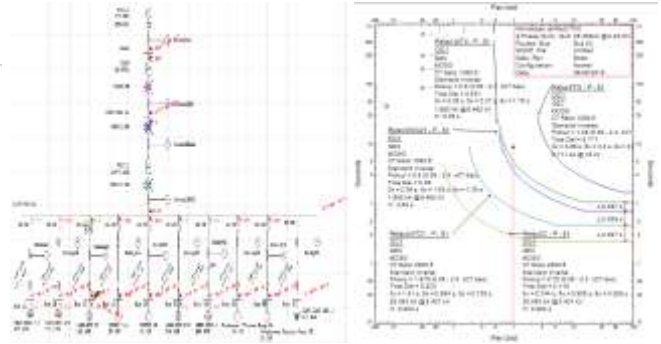


Gambar 10. Koordinasi *resetting* saat gangguan pada bus 2B

3.6.3. Saat Terjadi Gangguan pada Bus 2C

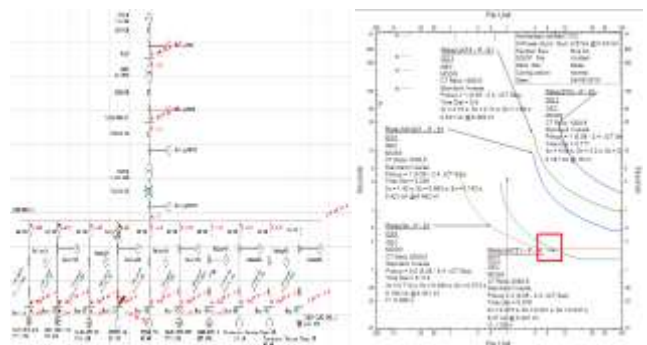


Gambar 11. Koordinasi *existing* saat gangguan pada bus 2C

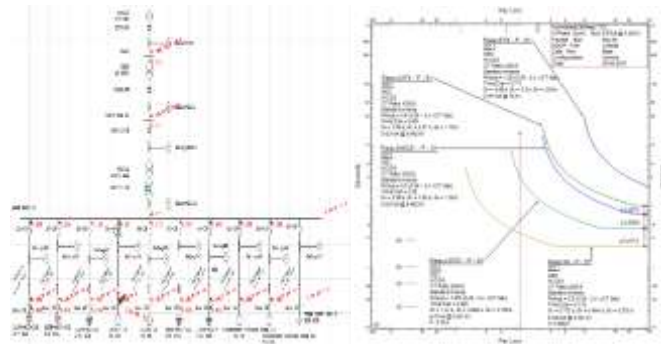


Gambar 12. Koordinasi *resetting* saat gangguan pada bus 2C

3.6.4. Saat Terjadi Gangguan pada Bus 3A

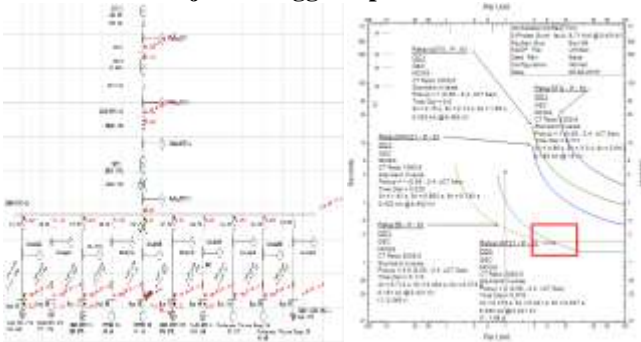


Gambar 13. Koordinasi *existing* saat gangguan pada bus 3A

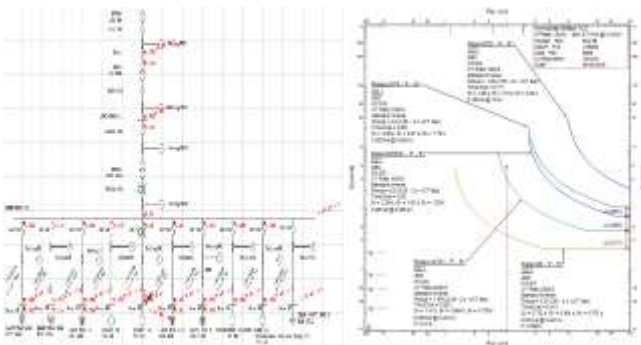


Gambar 14. Koordinasi *resetting* saat gangguan pada bus 3A

3.6.5. Saat Terjadi Gangguan pada Bus 3B

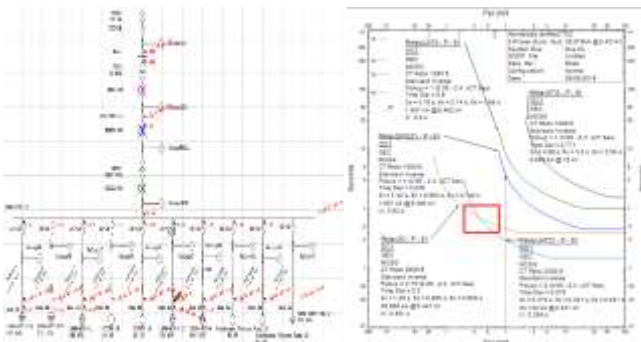


Gambar 15 Koordinasi existing saat gangguan pada bus 3B

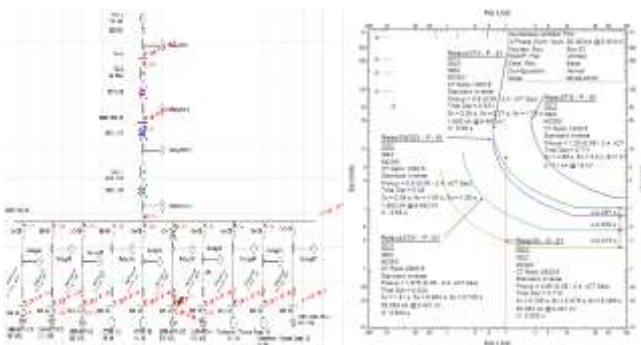


Gambar 16. Koordinasi resetting saat gangguan pada bus 3B

3.6.6. Saat Terjadi Gangguan pada Bus 3C

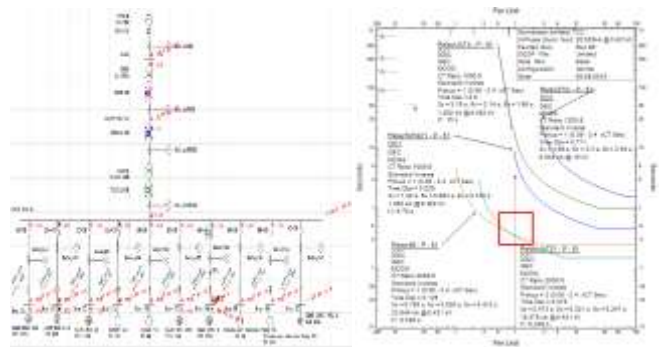


Gambar 17. Koordinasi existing saat gangguan pada bus 3C

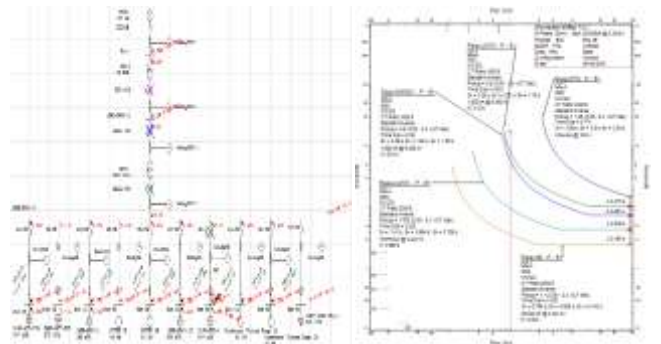


Gambar18. Koordinasi resetting saat gangguan pada bus 3C

3.6.7. Saat Terjadi Gangguan pada Bus 4B

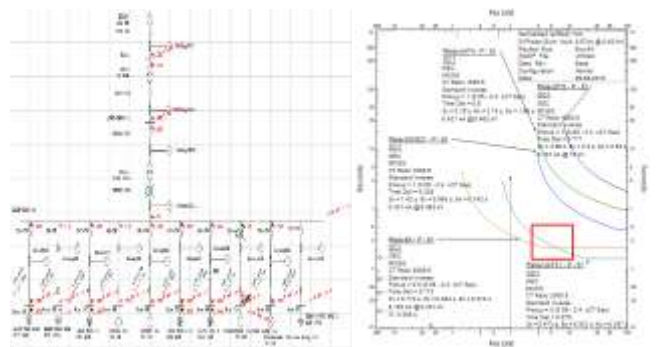


Gambar 19. Koordinasi existing saat gangguan pada bus 4B

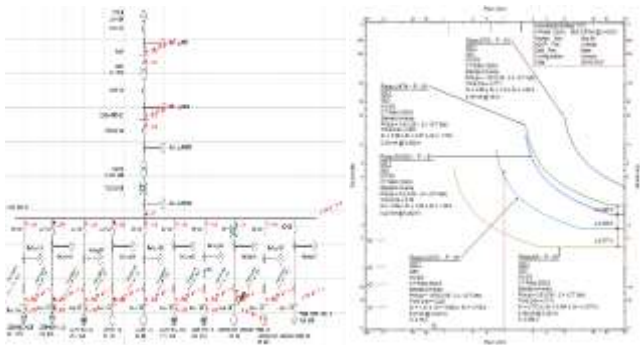


Gambar 20. Koordinasi resetting saat gangguan pada bus 4B

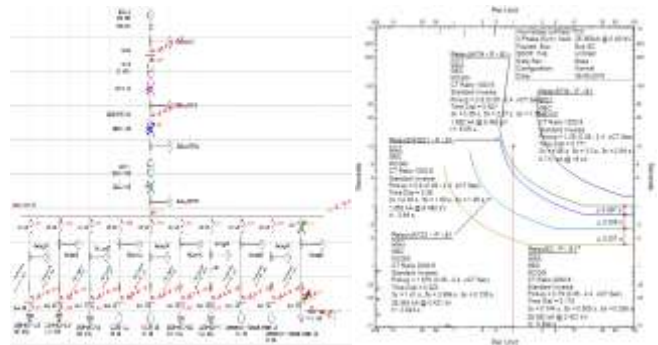
3.6.8. Saat Terjadi Gangguan pada Bus 5A



Gambar 21. Koordinasi existing saat gangguan pada bus 5A

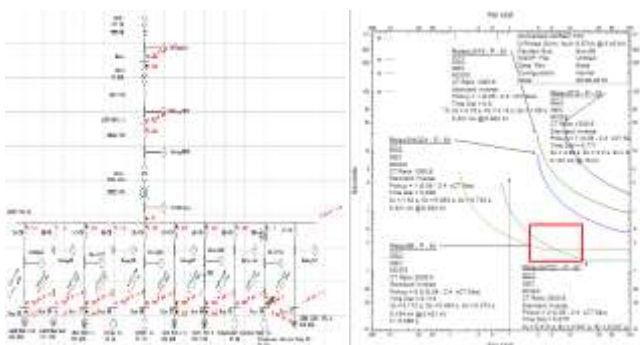


Gambar 22. Koordinasi *resetting* saat gangguan pada bus 5A

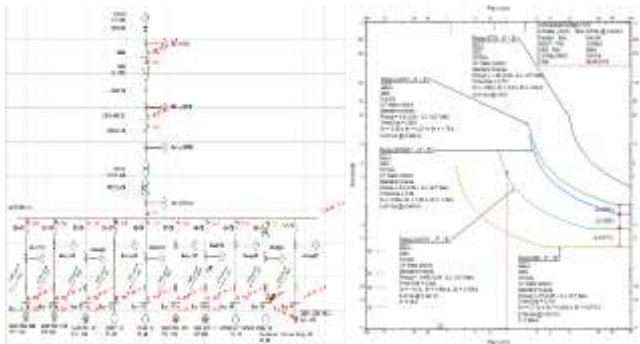


Gambar 26. Koordinasi *resetting* saat gangguan pada bus 5C

3.6.9. Saat Terjadi Gangguan pada Bus 5B

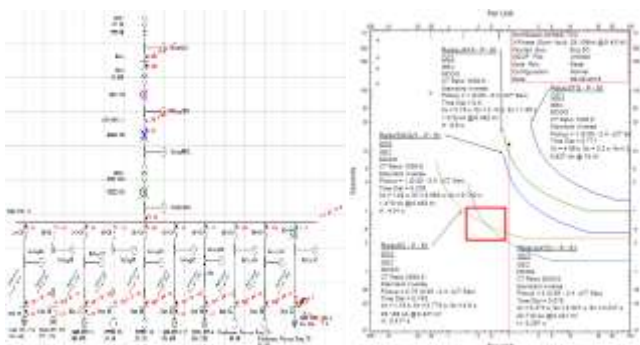


Gambar 23. Koordinasi *existing* saat gangguan pada bus 5B



Gambar 24. Koordinasi *resetting* saat gangguan pada bus 5B

3.6.10. Saat Terjadi Gangguan pada Bus 5C



Gambar 25. Koordinasi *existing* saat gangguan pada bus 5C

Terlihat bahwa hasil penyetelan ulang/ *resetting* menghasilkan jeda waktu / *grading time* yang lebih baik karena sudah sesuai dengan standar IEEE 242, yaitu 0,2 detik – 0,4 detik dan urutan pembukaan CB sudah benar, yaitu mulai dari CB terdekat dengan gangguan dilanjutkan dengan CB *back-up*.

3.7. Validasi Ketahanan Peralatan

Salah satu fungsi proteksi menurut Hewitson [5], yaitu meminimalisasi dampak yang diakibatkan oleh gangguan, baik itu dampak kerusakan pada peralatan ataupun sistem tenaga maupun dampak biaya yang harus dikeluarkan jika terjadi kegagalan sistem proteksi. Sehingga ketahanan peralatan yang diproteksi terhadap arus hubung singkat terbesar juga harus dipertimbangkan. Peralatan pada jaringan distribusi daya sendiri Tambak Lorok Blok I Semarang yang harus dipertimbangkan yaitu kabel dan *circuit breaker*. Tabel 4.6 dan Tabel 4.7 berikut menunjukkan ketahanan kabel dan *circuit breaker*.

Tabel 6. Ketahanan kabel

OCR dari CB	Peralatan yang diproteksi	t trip OCR (s)	I withstand Kabel (Isc selama 1 detik)	Isc Maks (A)	Kondisi
Relay2A	Cable2A XLPE 400 mm ²	0,3	57,2 kA	26,46	Baik
Relay2B	Cable2B XLPE 150 mm ²	0,3	21,4 kA	20,008	Baik
Relay2C	Cable2C XLPE 240 mm ²	0,3	34,3 kA	25,363	Baik
Relay3A	Cable3A XLPE 95 mm ²	0,4	13,5 kA	8,041	Baik
Relay3B	Cable3B XLPE 95 mm ²	0,4	13,5 kA	8,041	Baik
Relay3C	Cable3C XLPE 240 mm ²	0,3	34,3 kA	25,363	Baik
Relay4B	Cable4B XLPE 400 mm ²	0,4	57,2 kA	21,405	Baik
Relay5A	Cable5A XLPE 95 mm ²	0,4	13,5 kA	8,041	Baik
Relay5B	Cable5B XLPE 95 mm ²	0,4	13,5 kA	8,041	Baik
Relay5C	Cable5C XLPE 240 mm ²	0,3	34,3 kA	25,363	Baik

Pada Tabel 4.6 di atas terlihat ukuran kabel yang digunakan, ketahanan kabel dalam satuan kilo Ampere selama 1 detik, waktu rele OCR yang memproteksi kabel tersebut, nilai arus gangguan hubung singkat yang terjadi, serta kondisi dari kabel tersebut. Berdasarkan standar IEC 60502-1 mengenai *Low Voltage XLPE Insulated Power Cables*, terdapat nilai ketahanan kabel XLPE jika dilalui nilai arus dalam satuan kilo Ampere (kA) selama 1 detik. Terlihat pada Tabel 4.6, nilai arus gangguan hubung singkat maksimum yang melalui setiap kabel lebih besar daripada nilai ketahanan kabel XLPE tersebut. Sehingga semua kabel yang terdapat pada jaringan dapat terproteksi dengan baik dan dinyatakan aman.

Tabel 7. Ketahanan circuit breaker

ID ETAP CB	Icu (kA)	Isc Maks (kA)	Kondisi
2A-CB	65	26,46	Baik
2B-CB	65	20,008	Baik
2C-CB	65	25,363	Baik
3A-CB	65	8,041	Baik
3B-CB	65	8,041	Baik
3C-CB	65	25,363	Baik
4B-CB	80	21,405	Baik
5A-CB	65	8,041	Baik
5B-CB	65	8,041	Baik
5C-CB	65	25,363	Baik
UAT21-CB	100	43,444	Baik
SWG21-CB	25	12,886	Baik
UAT4-CB	50	12,886	Baik
STG-CB	100	51,597	Baik

Pada Tabel 4.7 di atas dapat terlihat nilai rating *ultimate short-circuit breaking capacity* (Icu) dari tiap *circuit breaker* (CB) pada jaringan dan nilai arus gangguan hubung singkat yang terjadi. Rating Icu ini menunjukkan besarnya nilai arus hubung singkat terbesar yang dapat dipikul oleh CB sebelum CB dinyatakan rusak / gagal beroperasi. Terlihat pada Tabel 4.7, bahwa nilai arus hubung singkat maksimum yang terjadi lebih kecil daripada Icu. Sehingga semua CB yang terdapat pada jaringan dapat terproteksi dengan baik dan dinyatakan aman.

4. Kesimpulan

Berdasarkan analisis yang telah dilakukan pada tugas akhir ini, dapat diambil kesimpulan sebagai berikut:

1. Besar nilai arus gangguan hubung singkat minimum (Isc Min) yang digunakan dalam perhitungan arus *setting* (Iset) pada tiap bus di jaringan distribusi daya pemakaian sendiri Tambak Lorok Blok I, yaitu pada bus 1APB-PDC-21 sebesar 34881 A, bus 1APB-SWG-21 sebesar 10650 A, Bus 1 sebesar 32627 A, Bus2A sebesar 23008 A, Bus 2B sebesar 17367 A, Bus 2C sebesar 22046 A, Bus 3A sebesar 6968 A, Bus 3B sebesar 6968 A, Bus 3C sebesar 22046 A, Bus 4B sebesar 18596 A, Bus 5A sebesar 6968 A, Bus 5B sebesar 6968 A, dan Bus 5C sebesar 22046 A.

2. Hasil *resetting* TMS rele OCR, yaitu pada Relay2A sebelumnya 0,121 menjadi 0,114, Relay2B sebelumnya 0,2 menjadi 0,125, Relay2C sebelumnya 0,158 menjadi 0,118, Relay3A tetap 0,113, Relay3B tetap 0,113, Relay3C sebelumnya 0,2 menjadi 0,112, Relay4B tetap 0,125, Relay5A tetap 0,113, Relay5B tetap 0,113, Relay5C sebelumnya 0,182 menjadi 0,118, RelayUAT21 sebelumnya 0,075 menjadi 0,223, RelaySWG21 sebelumnya 0,225 menjadi 0,38, RelayUAT4 sebelumnya 0,5 menjadi 0,531, dan RelaySTG tetap 0,771.
3. Setelah dilakukan simulasi dengan ETAP 7.5.0 berdasarkan tabel 4.5 dan standar perhitungan arus *setting*, yaitu *British Standard* 142-1983, dapat diketahui bahwa:
 - a. nilai *pick up* Relay2B, Relay2C, Relay3A, Relay3B, Relay3C, Relay5A, Relay5B, dan Relay5C pada keadaan *existing* dan hasil *resetting* menunjukkan hasil yang sama
 - b. nilai *pick up resetting* Relay2A, Relay4B dan RelaySTG mengalami kenaikan
 - c. nilai *pick up resetting* RelayUAT21, RelaySWG21 dan RelayUAT mengalami penurunan
4. Setelah dilakukan simulasi dengan ETAP 7.5.0, berdasarkan tabel 4.5 dan standar IEEE 242-1986 dapat diketahui bahwa:
 - a. Nilai TMS Relay3A, Relay3B, Relay4B, Relay5A, Relay5B, dan RelaySTG pada keadaan *existing* dan hasil *resetting* menunjukkan hasil yang sama
 - b. nilai *resetting* TMS Relay2A, Relay2B, Relay2C, Relay3C, dan Relay5C yang lebih cepat daripada nilai *existing*
 - c. nilai *resetting* TMS RelayUAT21, RelaySWG21 dan RelayUAT4 lebih besar daripada nilai *existing*
5. Pada gambar 4.5, gambar 4.9, gambar 4.13, gambar 4.17, gambar 4.21, gambar 4.25, gambar 4.29, gambar 4.33, gambar 4.37, dan gambar 4.41 terlihat bahwa kurva koordinasi pada masing-masing rele OCR yang sebelumnya terdapat tumpang tindih, dengan waktu tunda / *time grading* kurang dari 0,2 s dan lebih dari 0,4 s, setelah dilakukan *resetting* sudah tidak ada yang tumpang tindih dan *time grading* sudah sesuai dengan standar IEEE *Standart* 242-1986, yaitu 0,2 s – 0,4 s sehingga keandalan sistem tenaga listrik pada jaringan distribusi daya pemakaian sendiri Tambak Lorok Blok I semakin membaik.

Referensi

- [1]. AREVA, 2002. “*Network Protection & Automation Guide*”. Cayfosa, Barcelona, Spanyol.
- [2]. Cristophe Preve, Protecton of Electrical Network, ISTE Ltd, Great Britain and the United States, 2006.
- [3]. Deshpande M.V.1984. “*Electrical Power System Design*”. McGraw-Hill Publishing Company Limited. New Delhi.
- [4]. GEC Alsthom, Protective Relays Application Guide, Stafford, England, 1987.

- [5]. Hewitson, L.G. 2004. *“Practical Power System Protection”*. Elsevier. Oxford.
- [6]. IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis (Brown Book), IEEE Std 399-1997.
- [7]. IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power System, IEEE Standart 242- 1986.
- [8]. Kadir, Abdul. 2000. *“Distribusi dan Utilisasi Tenaga Listrik”*. Penerbit Universitas Indonesia. Jakarta.
- [9]. Stevenson, William D. 1996. *“Analisis Sistem Tenaga Listrik”*. Erlangga.
- [10]. Arianto, Novi. 2012. *“Koordinasi Rele Arus Lebih Pada Sistem Kelistrikan PT. Pertamina UBEP Tanjung Setelah Penambahan Beban Dan Pembangkit Baru”*. Teknik Elektro Institut Teknologi Bandung.
- [11]. Bamatraf, Rifgy Said dkk.. 2011. *“Studi Koordinasi Proteksi Sistem Pembangkit UP Gresik (PLTG dan PLTU)”*. Teknik Elektro Institut Teknologi Sepuluh November.
- [12]. Putra Pratama, Rudianto. 2011. *“Perancangan Sistem Proteksi (Over Current dan Ground Fault Relay) Untuk Koordinasi Pengaman Sistem Kelistrikan PT. Semen Gresik Pabrik Tuban IV”*. Institut Teknik Sepuluh November.
- [13]. Setyatmoko, Franky Dwi. 2011. *“Studi Arus Gangguan Hubung Singkat Menggunakan Pemodelan ATP/EMTP pada Jaringan Distribusi 20 kV di Sulawesi Selatan”*. Teknik Elektro Institut Teknologi Sepuluh November.
- [14]. Yoyok Triyono, Ontoseno Penangsang, Sjamsjul Anam. 2013. *“Analisis Studi Rele Pengaman (Over Current Relay Dan Ground Fault Relay) pada Pemakaian Distribusi Daya Sendiri dari PLTU Rembang”*. Teknik Elektro Institut Teknologi Sepuluh November.
- [15]. Setiajie, Prayoga. 2015. *“Evaluasi Setting Relay Arus Lebih dan Setting Relay Gangguan Tanah pada Gardu Induk Sronдол”*. Teknik Elektro Universitas Diponegoro.
- [16]. Adi Putra, Rino. 2015. *“Koordinasi Relay Arus Lebih dan Recloser pada Jaringan Tegangan Menengah Gardu Induk Sronдол”*. Teknik Elektro Universitas Diponegoro.
- [17]. S. Rao, Sunsil. *“Switchgear and Protection”*. Khana Publishers. New Delhi.
- [18]. Rao, T.S. Madhava. 2008. *“Power System Protection”*. McGraw-Hill Publishing Company Limited. New Delhi.