Setting Koordinasi Relay Arus Lebih pada Sistem Microgrid Berdasarkan Analisis Hubung Singkat Menggunakan ETAP 21.0.1

Akhyar Muchtar[1], Andi Fitriati[2], Muhira Dzar Faraby[3], Muh. Atzhil Aswad[4]

[1]Departemen Pendidikan Teknik Elektro, Universitas Negeri Makassar, Indonesia
[2]Program Studi Teknik Mekatronika, Politeknik Bosowa Makassar, Indonesia
[3,4]Program Studi D4 Teknik Listrik, Politeknik Negeri Ujung Pandang, Indonesia
Correspondent Author : akhyarmuchtar@unm.ac.id

***Abstract* — Short-circuit faults produce overcurrent that must be isolated rapidly without disconnecting healthy parts of the system. This paper focuses on overcurrent relay (OCR) coordination settings in a microgrid model analyzed using ETAP 21.0.1. Coordination is evaluated based on the circuit-breaker operating sequence, time-current characteristic (TCC), pickup current, and relay time delay. Under the initial condition, a fault on the secondary side of TR_SS-03B produces a current of 1.743 kA; however, breakers farther from the fault point operate earlier, and the TCC curves of the protection devices still intersect. The settings are adjusted by modifying the pickup current and time dial so that the device closest to the fault serves as the primary protection, while upstream devices act as backup protection. After the adjustment, the sequence-of-operation record shows that the fault is detected at 80 ms with a current of 45.0 kA, Relay_1 operates at 100 ms, CB_TR at 200 ms, followed by protection stages at 400 ms, 600 ms, and 800 ms, while CB_MT opens at 7581 ms. These results show that graded pickup and operating-time settings improve protection selectivity, reduce the outage area, and maintain supply continuity in healthy parts of the system.**

***Keyword* — ETAP 21.0.1, overcurrent relay, protection coordination, short-circuit analysis, TCC.**

Abstrak — Gangguan hubung singkat menghasilkan arus lebih yang harus diisolasi secara cepat tanpa memutus bagian sistem yang sehat. Paper ini memfokuskan pembahasan pada penyetelan koordinasi overcurrent relay (OCR) dalam model microgrid yang dianalisis menggunakan ETAP 21.0.1. Koordinasi dievaluasi dari urutan operasi circuit breaker, karakteristik time-current characteristic (TCC), arus pickup, dan waktu tunda relay. Pada kondisi awal, gangguan di sisi sekunder TR_SS-03B menghasilkan arus 1,743 kA, namun pemutus yang lebih jauh dari titik gangguan ikut bekerja lebih awal dan kurva TCC antarperangkat masih saling berpotongan. Penyetelan dilakukan dengan menyesuaikan arus pickup dan time dial agar perangkat yang paling dekat dengan gangguan menjadi proteksi utama, sedangkan perangkat upstream berfungsi sebagai backup. Setelah penyetelan, rekaman sequence of operation menunjukkan gangguan terdeteksi pada 80 ms dengan arus 45,0 kA, Relay_1 bekerja pada 100 ms, CB_TR pada 200 ms, proteksi berikutnya pada 400 ms, 600 ms, dan 800 ms, sedangkan CB_MT membuka pada 7581 ms. Hasil ini menunjukkan bahwa pengaturan pickup dan waktu operasi yang berjenjang mampu memperbaiki selektivitas proteksi, memperkecil area pemadaman, dan mempertahankan kontinuitas suplai pada bagian sistem yang tidak terganggu.

Kata kunci — Analisis hubung singkat, ETAP 21.0.1, koordinasi proteksi, overcurrent relay, TC

I. PENDAHULUAN

Sistem proteksi pada jaringan tenaga listrik harus mampu mendeteksi gangguan, memisahkan bagian yang terganggu, dan mempertahankan bagian sistem yang masih sehat. Hubung singkat merupakan salah satu gangguan yang paling kritis karena dapat menaikkan arus hingga jauh di atas kondisi operasi normal dalam waktu singkat. Besarnya arus gangguan digunakan untuk mengevaluasi kemampuan pemutus daya dan menentukan pengaturan relay yang sesuai sehingga kerusakan pada generator, transformator, penghantar, dan beban dapat dibatasi [1], [2].

Overcurrent relay (OCR) bekerja berdasarkan kenaikan arus yang diterima dari current transformer (CT). Ketika arus sekunder CT melewati nilai pickup, relay mengeluarkan perintah trip kepada circuit breaker (CB). Kecepatan saja tidak cukup untuk menghasilkan proteksi yang baik. Relay harus disusun secara selektif agar CB yang paling dekat dengan titik gangguan bekerja terlebih dahulu, sedangkan perangkat di sisi upstream hanya bekerja sebagai backup apabila proteksi utama gagal atau gangguan tidak berhasil diisolasi [3], [4].

Studi koordinasi OCR dan ground fault relay telah banyak menggunakan simulasi ETAP untuk mengevaluasi arus gangguan, karakteristik relay, serta urutan pemutusan [2], [5]–[8]. Penelitian lain juga menekankan bahwa pemilihan rating CB dan pengaturan OCR harus mempertimbangkan arus hubung singkat maksimum dan kondisi beban agar relay tidak bekerja pada operasi normal namun tetap sensitif terhadap gangguan [9], [10]. Koordinasi yang tidak tepat biasanya terlihat dari kurva TCC yang saling berpotongan atau waktu operasi perangkat upstream yang lebih cepat daripada perangkat downstream.

Berbeda dari pembahasan yang mencakup seluruh jenis gangguan dan seluruh perangkat sistem, paper ini mempersempit fokus pada hubungan antara hasil analisis hubung singkat, pengaturan pickup, time dial, dan selektivitas OCR pada satu jalur proteksi microgrid. Data,

konfigurasi, dan rekaman operasi diambil dari model ETAP 21.0.1 pada dokumen acuan [1], kemudian disusun kembali untuk menonjolkan perubahan perilaku sistem sebelum dan sesudah penyetelan koordinasi.

Tujuan utama paper adalah menjelaskan prosedur penyetelan koordinasi OCR dan menunjukkan pengaruhnya terhadap urutan kerja CB serta kurva TCC. Kinerja dinilai dari tiga indikator: CB terdekat bekerja lebih dahulu, kurva relay tersusun tanpa tumpang tindih yang mengganggu selektivitas, dan perangkat upstream memperoleh waktu tunda yang memadai sebagai proteksi cadangan.

II. METODOLOGI

Metodologi terdiri atas pemodelan jaringan satu garis, simulasi hubung singkat, evaluasi pengaturan relay, penyetelan pickup dan waktu operasi, pengujian koordinasi melalui TCC, serta verifikasi sequence of operation. Simulasi pada dokumen acuan menggunakan ETAP 21.0.1 dengan sebuah generator sebagai sumber, transformator, bus, CB, relay OCR, dan beban. Generator dimodelkan sebagai swing source sehingga dapat mempertahankan suplai ketika terdapat ketidakseimbangan daya [1].

A. Fokus Metode dan Parameter Evaluasi

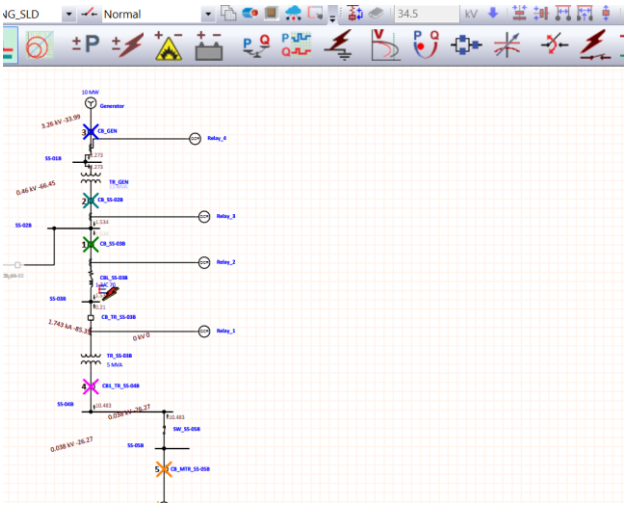
Penyetelan koordinasi diarahkan pada jalur proteksi dari sisi beban menuju sumber. Pada kondisi normal, arus beban harus tetap berada di bawah pickup relay. Pada kondisi gangguan, relay terdekat harus mendeteksi arus lebih dan mengirimkan sinyal trip ke CB terkait. Relay berikutnya di sisi sumber diberi waktu operasi lebih lambat agar hanya bekerja sebagai backup. Prinsip ini konsisten dengan persyaratan sensitivitas, keandalan, selektivitas, dan kecepatan pada sistem proteksi [1].

TABEL I
PARAMETER UTAMA EVALUASI KOORDINASI PROTEKSI

Parameter	Keterangan
Perangkat proteksi	OCR dan circuit breaker
Platform simulasi	ETAP 21.0.1
Variabel setting	Pickup current dan time dial
Indikator koordinasi	Urutan trip dan kurva TCC
Prinsip selektivitas	Proteksi terdekat bekerja pertama
Peran upstream	Backup dengan waktu tunda

B. Model Jaringan dan Lokasi Gangguan

Single line diagram (SLD) yang dianalisis mencakup generator 10 MVA, transformator daya, beberapa bus distribusi, CB dan relay yang tersusun berjenjang, serta cabang beban. Gangguan uji ditempatkan pada sisi sekunder transformator TR_SS-03B. Susunan perangkat di sekitar titik gangguan memungkinkan evaluasi apakah CB lokal memperoleh prioritas pemutusan dibandingkan CB pada sisi generator dan transformator [1].



Gambar 1. Kondisi awal jalur proteksi pada model ETAP di sekitar titik gangguan.

C. Pengaturan Pickup dan Tap Relay

Relay waktu invers tidak boleh bekerja pada arus beban maksimum. Karena itu arus pickup dipilih di atas full-load ampere (FLA). Dokumen acuan menggunakan batas British Standard BS 142 sebesar 1,05–1,4 kali FLA sebagai rentang pemilihan pickup [1], [11]. Hubungan tersebut ditulis sebagai:

$$1.05I_{\text{FLA}} \leq I_{\text{set}} \leq 1.4I_{\text{FLA}} \qquad (1)$$

dengan I_FLA adalah arus beban penuh dan I_set adalah arus pickup relay. Setelah I_set ditetapkan, pemilihan tap disesuaikan terhadap arus primer CT sehingga relay menerima besaran yang sesuai dengan skala pengukurannya:

$$\text{Tap} = \frac{I_{\text{set}}}{I_{\text{CT,primary}}} \qquad (2)$$

Nilai pickup yang terlalu rendah meningkatkan risiko relay bekerja pada beban normal atau transien yang tidak perlu diputus. Sebaliknya, pickup yang terlalu tinggi dapat mengurangi sensitivitas terhadap gangguan. Oleh sebab itu penyetelan pickup harus dievaluasi bersama waktu operasi dan posisi relay pada jalur proteksi.

D. Karakteristik Waktu Invers dan Koordinasi TCC

Pada inverse time overcurrent relay, waktu operasi berbanding terbalik dengan besar arus gangguan. Semakin besar rasio arus gangguan terhadap pickup, semakin singkat waktu relay. Selain arus, time dial setting (TDS) menggeser kurva waktu sehingga dapat digunakan untuk membentuk grading antarrelay. Persamaan waktu operasi yang digunakan pada dokumen acuan dituliskan dalam bentuk:

$$t_d = \frac{k\ \mathrm{TDS}}{\left(\frac{I_{\mathrm{sc,max}}}{I_{\mathrm{set}}}\right)^{\alpha} - 1} \qquad (3)$$

dengan t_d adalah waktu operasi, k dan α adalah koefisien karakteristik invers, I_sc,max adalah arus hubung singkat maksimum, I_set adalah arus pickup, dan TDS adalah time dial setting [1], [12]. Koordinasi dinilai baik ketika kurva perangkat downstream berada lebih cepat daripada perangkat upstream pada rentang arus gangguan yang relevan dan tidak terjadi persilangan yang menyebabkan relay cadangan trip lebih dahulu.

E. Prosedur Penyetelan

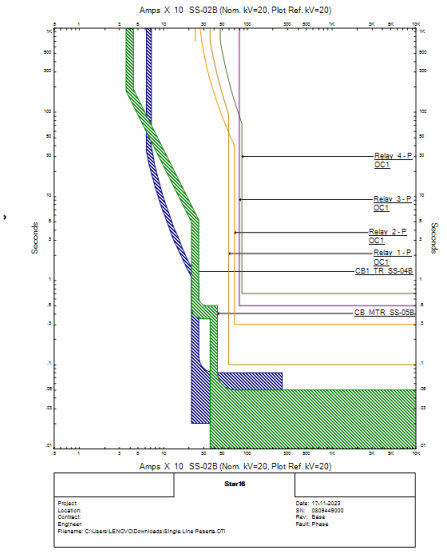
Prosedur dimulai dari studi literatur dan pengumpulan data, dilanjutkan pembuatan SLD pada ETAP, simulasi hubung singkat, penentuan setting relay, pengujian relay coordination, dan analisis kinerja. Ketika urutan awal tidak selektif, pickup dan time dial setiap relay disetel ulang secara bertahap dari perangkat yang paling dekat dengan titik gangguan menuju sisi sumber. Setelah itu TCC dan sequence of operation digunakan untuk memverifikasi bahwa urutan pemutusan sudah sesuai.

III. Hasil Dan Pembahasan

A. Kondisi Awal dan Ketidakselektifan Proteksi

Pada kondisi awal, gangguan di sisi sekunder TR_SS-03B menghasilkan arus sekitar 1,743 kA. CB yang seharusnya menjadi proteksi utama di area gangguan tidak memperoleh urutan operasi paling awal. Beberapa CB yang lebih jauh dari titik gangguan, termasuk perangkat pada sisi upstream, ikut trip lebih dahulu atau memiliki waktu yang tumpang tindih. Kondisi ini menunjukkan bahwa parameter pickup dan delay belum membentuk grading proteksi yang benar [1].

Ketidakselektifan juga terlihat pada kurva TCC. Kurva relay masih bersilangan sehingga pada arus gangguan yang sama terdapat kemungkinan relay upstream bekerja lebih cepat daripada relay downstream. Dampaknya bukan hanya pemutusan perangkat yang tidak diperlukan, tetapi juga perluasan area padam karena CB di tingkat yang lebih tinggi dapat membuka sebelum gangguan diisolasi secara lokal.



Gambar 2. Kurva TCC pada kondisi awal menunjukkan koordinasi antar relay belum tersusun selektif.

B. Strategi Perbaikan Setting

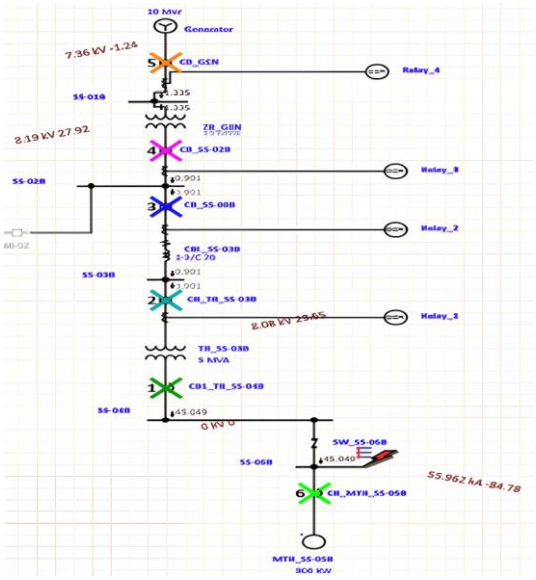
Perbaikan dilakukan dengan dua tindakan utama. Pertama, pickup setiap OCR disesuaikan agar berada di atas arus beban maksimum namun tetap sensitif terhadap gangguan. Kedua, time dial disusun berjenjang sehingga relay di sisi beban memiliki waktu tercepat dan relay di arah generator memperoleh delay yang lebih besar. Dengan pendekatan ini, perangkat upstream tetap dapat mengamankan sistem apabila CB utama gagal, tetapi tidak mengambil alih operasi pada kondisi normal ketika CB terdekat mampu memutus gangguan.

TABEL II
PERUBAHAN PRINSIP KOORDINASI SEBELUM DAN SESUDAH PENYETELAN

Aspek	Kondisi awal	Setelah penyetelan
Urutan CB	Tidak berurutan	Downstream ke upstream
Kurva TCC	Bersilangan	Tersusun berjenjang
Relay upstream	Dapat trip lebih awal	Berfungsi sebagai backup
Area terdampak	Berpotensi luas	Dibatasi dekat gangguan

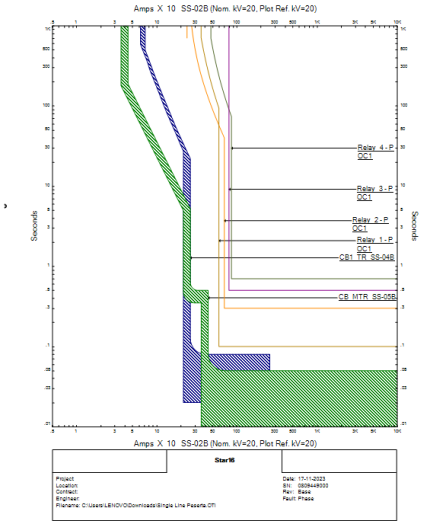
C. Kondisi Setelah Penyetelan Koordinasi

Setelah setting diperbaiki, jalur proteksi menunjukkan urutan yang lebih sesuai dengan prinsip selektivitas. Gangguan pada bagian bawah sistem ditangani lebih dahulu oleh CB terdekat. Jika gangguan tidak terisolasi, operasi diteruskan ke CB pada tingkat berikutnya menuju transformator dan generator sebagai lapisan backup. Susunan ini mencegah pemutusan tidak beraturan dan mempertahankan bagian jaringan yang tidak terdampak [1].



Gambar 3. Jalur proteksi setelah penyetelan menunjukkan urutan kerja dari titik gangguan menuju sisi sumber.

Perubahan yang sama terlihat pada TCC setelah penyetelan. Kurva perangkat terdekat ditempatkan pada waktu operasi yang lebih cepat, sementara relay pada sisi atas bergeser ke waktu yang lebih lambat. Dengan demikian, arus gangguan besar dapat ditangani oleh proteksi lokal tanpa langsung memicu CB transformator atau generator. Secara fungsional, TCC berperan sebagai verifikasi visual bahwa pickup dan time dial telah menghasilkan grading yang sesuai.



Gambar 4. Kurva TCC setelah penyetelan menunjukkan urutan waktu kerja relay yang lebih terkoordinasi.

D. Sequence of Operation

Rekaman sequence of operation memberikan verifikasi kuantitatif terhadap urutan kerja setelah penyetelan. Gangguan terdeteksi pada 80 ms oleh CB1_T dengan arus 45,0 kA. Relay_1 kemudian bekerja pada 100 ms dan CB_TR membuka pada 200 ms. Relay berikutnya bekerja secara bertingkat pada 400 ms, 600 ms, dan 800 ms, sedangkan CB_MT menjadi operasi terakhir pada 7581 ms. Urutan ini menunjukkan adanya pemisahan waktu antarperangkat dan menempatkan proteksi upstream sebagai lapisan cadangan.

TABEL III
SEQUENCE OF OPERATION SETELAH PENYETELAN

Waktu	Perangkat	Arus/Keterangan
80 ms	CB1_T	45,0 kA; gangguan terdeteksi
100 ms	Relay_1	0,901 kA; relay bekerja
200 ms	CB_TR	Trip oleh Relay_1
400 ms	Relay_2 / CB_SS	Tahap proteksi berikutnya
600 ms	Relay_3 / CB_SS	Backup bertingkat
800 ms	Relay_4 / CB_GEN	Backup sisi generator
7581 ms	CB_MT	10,9 kA; operasi terakhir

E. Evaluasi Selektivitas

Hasil sebelum dan sesudah penyetelan memperlihatkan bahwa koordinasi tidak ditentukan oleh satu parameter tunggal. Pickup menentukan kapan relay mulai responsif terhadap arus lebih, sedangkan TDS menentukan posisi waktu relay terhadap perangkat lain. Jika pickup benar tetapi waktu antarrelay terlalu dekat, kurva TCC masih dapat tumpang tindih. Sebaliknya, delay yang besar tanpa pickup yang tepat dapat membuat proteksi kehilangan sensitivitas. Oleh karena itu kedua parameter harus disetel sebagai satu kesatuan berdasarkan arus gangguan dan posisi perangkat.

Penyetelan yang berhasil memperkecil zona yang harus diputus ketika gangguan terjadi. CB lokal memperoleh kesempatan pertama untuk mengisolasi gangguan, sementara CB transformator dan generator tetap tersambung selama proteksi utama bekerja normal. Hal ini memperbaiki kontinuitas suplai dan mengurangi risiko pemadaman luas. Temuan tersebut sejalan dengan studi koordinasi OCR lain yang menempatkan selektivitas dan grading waktu sebagai indikator utama keberhasilan setting [5]–[8].

Perlu dicatat bahwa dokumen acuan memuat perbedaan nilai arus pada bagian kesimpulan dibanding rekaman sequence of operation untuk perangkat terakhir. Karena fokus paper ini adalah koordinasi waktu, Tabel III menggunakan nilai pada rekaman sequence of operation yang secara langsung memasangkan waktu, perangkat, dan arus pada setiap kejadian [1]. Perbedaan tersebut tidak mengubah pola utama bahwa operasi relay telah tersusun dari proteksi utama menuju backup.

IV. KESIMPULAN

Penyetelan koordinasi OCR pada model microgrid ETAP 21.0.1 menunjukkan bahwa selektivitas proteksi dapat diperbaiki dengan mengatur pickup current dan time dial

secara berjenjang. Kondisi awal memperlihatkan CB yang tidak bekerja sesuai prioritas dan kurva TCC yang saling bersilangan. Setelah penyetelan, relay dan CB tersusun dari perangkat yang paling dekat dengan titik gangguan menuju sisi sumber sebagai backup, sehingga isolasi gangguan menjadi lebih terarah.

Rekaman operasi setelah penyetelan menunjukkan deteksi gangguan pada 80 ms, operasi Relay_1 pada 100 ms, pemutusan CB_TR pada 200 ms, dan tahapan backup pada 400 ms, 600 ms, serta 800 ms. Hasil ini menegaskan bahwa analisis hubung singkat perlu digunakan bersama evaluasi TCC untuk menentukan setting OCR yang tidak hanya cepat, tetapi juga selektif. Dengan koordinasi yang lebih baik, area terdampak gangguan dapat diperkecil dan kontinuitas suplai pada bagian sistem yang sehat dapat dipertahankan.

DAFTAR ACUAN

[1] I. A. Biringkanae, A. Rahman, M. R. Fauzan, A. Suherman, F. S. Patulak, and E. N. Aslam, “Analisis Short Circuit & Protection Relay Coordination In Microgrid System,” Journal FORTEI-JEERI, manuscript provided.

[2] “The Protection Relay Coordination Studies (Over Current Relays and Ground Fault Relays) on the Power Plant Electrical System, PT. Rekind Daya Mamuju by Using the ETAP 12.6 Program,” JEEE-U, vol. 7, no. 1, Apr. 2023.

[3] N. A. D. Nayla et al., “Short Circuit Fault Analysis in the Electric Power Distribution System at PT PLN South Makassar Using ETAP,” JEENI, vol. 1, no. 1, 2023.

[4] F. F. Ulhuda et al., “The Evaluation of Over Current Relay and Ground Fault Relay Settings on Power Transformers,” IJEEPSE, vol. 7, no. 2, Jun. 2024.

[5] R. A. Nugraha, “Simulasi Pengoperasian Over Current Relay Jaringan Distribusi 20 kV Menggunakan Software ETAP di PT Medco Energy Grati,” Jurnal Media Infotama, 2024.

[6] T. D. Salam and G. Wiyono, “Analisis Koordinasi Proteksi OCR dan GFR untuk Mengatasi Gangguan Hubung Singkat pada Transformator Daya di Gardu Induk Medari,” Seminar Nasional Teknik Elektro, 2023.

[7] G. A. Ibrahmusa et al., “Analisis Koordinasi Setting Relay Proteksi pada Jaringan Distribusi 20 kV di PT. PLN UP3 Kediri Gardu Induk Pare,” Jurnal Teknik Elektro, vol. 12, no. 1, pp. 28–36, 2023.

[8] G. G. Montolalu, G. M. C. Mangindaan, and L. S. Patras, “Analisa Over Current Relay (OCR) pada Transformator 150/20 kV di Gardu Induk Tangerang,” 2023.

[9] P. N. Utami, Y. A. Volta, and M. H. Fatin, “Simulasi Koordinasi Proteksi Sistem Tenaga Listrik Menggunakan ETAP,” MEDIKA TRADA: Journal of Electromedical Engineering Polbitrada, vol. 5, no. 1, pp. 25–35, 2024.

[10] M. J. Imron and S. I. Haryudo, “Perhitungan Rating Circuit Breaker Menggunakan Software ETAP pada Gardu Induk 150/20 kV,” Jurnal Teknik Elektro, vol. 14, no. 1, pp. 63–69, 2025.

[11] R. Hidayat et al., “Penggunaan ETAP 12.6 sebagai Alat Bantu dalam Memilih Setting OCR untuk Melindungi Kelangsungan dan Kestabilan Energi Listrik,” Jurnal Elektro, vol. 15, no. 2, pp. 68–77, 2022.

[12] A. Frediansyah, M. Facta, and S. Handoko, “Koordinasi Proteksi Relai Arus Lebih pada Sistem Distribusi Radial Menggunakan Jaringan Syaraf Tiruan Perambatan Balik,” Elektrika, vol. 14, no. 1, pp. 7–13, 2022.