

BAB 5

KESIMPULAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian yang telah dilakukan terdapat maka diperoleh kesimpulan sebagai berikut:

1. Hasil analisis dan verifikasi simulasi menunjukkan bahwa skema proteksi pada unit generator dan transformator di PT. PLN Indonesia Power Mrica menerapkan hirarki proteksi primer–cadangan yang berfungsi sesuai peran, rele diferensial (87OHL) berperan sebagai proteksi primer untuk mendeteksi gangguan internal dan mengisolasi bagian yang terganggu secara cepat, sedangkan OCR dan GFR berperan sebagai proteksi cadangan. Urutan operasi dari simulasi ETAP memperlihatkan rele diferensial bereaksi paling awal pada gangguan 3-fasa di sisi 150 kV ($\approx 0,02$ s), diikuti oleh rele GFR sebagai cadangan, sedangkan untuk gangguan pada sisi 13,8 kV, OCR upstream bekerja sebagai primer dan GFR downstream berperan sebagai cadangan, dan untuk gangguan sisi 0,4 kV, OCR 0,4 kV sebagai sistem proteksi primer dan OCR T12 sebagai cadangan. Dengan demikian, skema *existing* secara fungsional sudah benar, namun terdapat ketidaksesuaian *grading time* pada beberapa penempatan rele sehingga selektivitas belum sepenuhnya optimal.
2. Berdasarkan perhitungan manual yang divalidasi dengan ETAP, rele diferensial *existing* pada bus 150 kV menggunakan slope 13% dengan pickup diferensial 0,0291882 A (arus sekunder CT 0,224525 A, arus restrain 0,224525 A) dengan asumsi mismatch CT 1% untuk menjaga sensitivitas dan stabilitas sesuai praktik IEC/IEEE. Untuk OCR, direkomendasikan $I_{set} = 10$ A pada sisi yang dianalisis (Transformator UAT dengan $I_{hs} \approx 12,34$ A dan Busbar 0,4 kV dengan $I_{hs} \approx 33,25$ A), serta penetapan TMS agar memenuhi *grading time* standar PLN/IEC ($\approx 0,3$ – $0,5$ s) sehingga TMS yang diusulkan masing-masing adalah 0,273476 s untuk OCR UAT dan 0,01 s

untuk OCR Busbar 0,4 kV, selanjutnya waktu *definite-time* GFR yang semula sangat besar (≈ 20 s) diperkecil menjadi sekitar 0,4 s untuk memenuhi kriteria grading dan mempercepat isolasi gangguan tanah.

5.2 Saran

Dari hasil analisis koordinasi proteksi pada unit generator dan transformator maka saran yang dapat disampaikan adalah sebagai berikut:

1. Lakukan audit koordinasi proteksi secara berkala seperti khususnya setelah terjadi perubahan konfigurasi jaringan, penambahan beban, atau penggantian peralatan. Pembaruan *single line diagram* (SLD), model ETAP, dan kurva *time-current characteristic* (TCC) untuk memastikan *setting* tetap relevan terhadap kondisi operasi terbaru.
2. Penyesuaian nilai *Time Multiplier Setting* (TMS) pada OCR serta *time-lag* pada GFR perlu dilakukan agar selisih waktu kerja antar tingkat proteksi berada dalam rentang standar 0,3–0,5 detik sesuai ketentuan PLN/IEC. Setiap perubahan parameter harus divalidasi melalui analisis *plotting* TCC dan simulasi *Sequence of Operation* (SQOP) guna menjamin koordinasi dan selektivitas yang optimal.
3. Penelitian selanjutnya disarankan untuk memperluas lingkup analisis mencakup lebih dari satu unit pembangkit, sehingga dapat dievaluasi interaksi antar-unit serta pengaruh interkoneksi sistem terhadap kestabilan dan keandalan koordinasi proteksi secara menyeluruh di area pembangkit.