

Ketergantungan Indonesia pada energi fosil saat ini berdampak pada tingkat ketahanan energi dan dapat mengancam keberlanjutan sistem penyediaan dan pemanfaatan energi di Indonesia. Meskipun kaya akan sumber daya energi, indeks ketahanan energi nasional Indonesia pada tahun 2022 hanya 6,57, dimana angka ini menggambarkan ketahanan energi nasional Indonesia baru memasuki kategori 'tahan' dan belum memasuki kategori 'sangat tahan'. Penyediaan energi listrik berbasis Energi Baru Terbarukan (EBT) melalui interkoneksi *distributed generation* (DG) pada sistem distribusi merupakan salah satu solusi menciptakan sistem penyediaan energi yang berkelanjutan di bidang ketenagalistrikan. DG berbasis EBT berkontribusi dalam mewujudkan energi bersih dan terjangkau, serta dapat meningkatkan keandalan sistem tenaga listrik. Meski demikian, penetrasi DG pada sistem distribusi memiliki kompleksitas dan menimbulkan masalah tersendiri. Adanya pembangkitan di sisi beban menyebabkan peningkatan nilai arus hubung singkat dan mengurangi keandalan sistem proteksi jaringan distribusi akibat adanya *bidirectional power flow*.

Pada penelitian ini dilakukan simulasi koordinasi proteksi *overcurrent relay* berbasis ETAP pada jaringan distribusi radial. *Modified IEEE 33 Bus* digunakan sebagai *test system* untuk mengetahui koordinasi proteksi sebelum dan sesudah penetrasi DG berupa PV array. Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan, terlihat bahwa aliran daya pada sisi beban menyebabkan miskoordinasi proteksi jaringan. Sistem proteksi yang semula terpasang pada jaringan tidak dapat mengisolasi gangguan dengan baik, sehingga dilakukan *resetting* OCR dan penambahan DOCR untuk mengatasi hal tersebut. DOCR diletakkan pada sisi PVA dan diatur dengan *setting reverse* untuk memutus kontribusi arus hubung singkat dari PVA. Ketika terjadi gangguan, DOCR memutus kontribusi arus hubung singkat yang disumbang PVA secepat mungkin sebelum OCR yang terpasang pada *feeder* utama dan cabang. OCR yang bekerja sebagai *backup protection* memiliki interval waktu kerja minimum sebesar 0,3 detik dari OCR yang bekerja sebagai *primary protection* dan DOCR yang bekerja sebagai *backup protection* juga memiliki interval waktu kerja minimum sebesar 0,3 detik dari DOCR terakhir yang berperan sebagai *primary protection*. Dengan melakukan hal tersebut, koordinasi proteksi yang terdapat pada *Modified IEEE 33 Bus* menjadi lebih andal dan selektif.

Kata kunci : *Modified IEEE 33 Bus*, *Distributed generation*, DOCR, OCR, Koordinasi proteksi

ABSTRACT

Indonesia's dependency on fossil energy affects the energy security index and threatens the sustainability of energy. Although Indonesia is known as one of the resource-rich countries, Indonesia is just entering the state of 'Secure' in terms of the energy security index, with a number of 6.57. This number is still far from the 'Very Secure' category. Connecting distributed generation (DG) to the distribution networks contributes to creating a sustainable energy supply system since it eliminates the use of fossil energy. Other than that, penetration of DG increases the power quality by minimizing the losses during power transmission. The presence of generation on the load side changes the distribution network structure, making the protection schemes employed change. Bidirectional power flow should be considered and analyzed to determine the coordination of protection.

The study of protection coordination in radial distribution system before and after DG penetration is held. The Modified IEEE 33 bus test system will be utilized in this study. DG used in this study is PV arrays (PVAs) that are connected to each end of the feeder. The protection coordination will be evaluated under fault conditions at different busses before and after the penetration of DG. Based on the simulation done using ETAP, power generation on the load side changes the protection coordination characteristics as the network configuration changes. The existing protection overcurrent relays (OCRs) require readjustment and DOCR needs to be installed near DG to isolate the short circuit current from PVA. DOCR must trips right after a fault happens or at least before OCR at main or adjacent feeder trips. The minimum coordination time interval standard between primary and backup relays is 0.3 seconds, hence the backup DOCR has to trip 0.3 seconds after the primary DOCR trips, and so does the OCR. The result shows that the proposed protection scheme is capable of mitigating protection coordination failure, creating a reliable protection coordination system.

Keywords : Modified IEEE 33 Bus, Distributed generation, DOCR, OCR, Protection coordination