UNIVERSITAS
GADJAH MADA
Optimalisasi Perencanaan Pengembangan Pembangkit Jangka Panjang di Sistem Kalimantan dengan Dominasi Pembangkit Hidro
Reza Aulia Ibrahim, Dr. Ir. Avrin Nur Widiastuti, S.T., M. Eng., IPM., ASEAN Eng.; Prof. Ir. Sarjiya, S.T., M.T., Ph.D.,
Universitas Gadjah Mada, 2026 | Diunduh dari http://etd.repository.ugm.ac.id/

ABSTRAK

Sistem ketenagalistrikan Kalimantan diproyeksikan mengalami pertumbuhan kebutuhan energi listrik yang signifikan hingga tahun 2050. Kondisi tersebut memerlukan perencanaan pengembangan pembangkit yang optimal untuk menjamin kecukupan pasokan listrik, menjaga keandalan sistem, serta mendukung transisi energi yang berkelanjutan. Di sisi lain, Kalimantan memiliki potensi pembangkit listrik tenaga air (PLTA) yang besar dan berpotensi menjadi salah satu sumber energi utama dalam pengembangan sistem ketenagalistrikan jangka panjang.

Penelitian ini menganalisis pengembangan pembangkit tenaga listrik di Kalimantan menggunakan pendekatan *Generation Expansion Planning* (GEP) berbasis *Mixed Integer Linear Programming* (MILP) pada PLEXOS. Dua skenario utama digunakan, yaitu *Hydro-Intensive* yang membuka seluruh kandidat PLTA yang telah diidentifikasi untuk dipilih oleh model optimisasi dan *Hydro-Constrained* yang membatasi pengembangan PLTA baru pada proyek yang telah direncanakan dalam RUPTL. Skenario *CCS-Enabled* menggunakan basis *Hydro-Constrained* dengan menambahkan kandidat PLTU-CCS, sementara PLTGU tetap tersedia sebagai kandidat pembangkit. Dengan demikian, pada skenario *CCS-Enabled* model dapat memilih ekspansi PLTGU dan PLTU-CCS sesuai hasil optimisasi.

Pada tahun 2050, *Hydro-Intensive* menghasilkan bauran energi yang didominasi PLTA sebesar 60,7%, sedangkan *Hydro-Constrained* memiliki kontribusi gas dan LNG sebesar 41,2%. Pada *CCS-Enabled*, model mengekspansi kandidat PLTGU dan PLTU-CCS, dengan kapasitas kandidat yang terbangun masing-masing sekitar 560 MW dan 2.600 MW; PLTU-CCS menyumbang 32,6% produksi energi. Biaya pembangkitan akhir masing-masing skenario adalah Rp1.505,84/kWh, Rp1.686,11/kWh, dan Rp1.586,51/kWh untuk *Hydro-Intensive*, *Hydro-Constrained*, dan *CCS-Enabled*; nilai *Hydro-Intensive* telah memasukkan estimasi biaya transmisi secara *post-processing*. Emisi CO_2 pada tahun 2050 masing-masing sebesar 22,58; 33,35; dan 27,23 Mton/tahun. *Reserve margin* tahun 2050 sebesar 69,56%; 35,80%; dan 35,28%, sedangkan LOLP masing-masing sebesar 0,0145%; 5,0000%; dan 10,1859%. Hasil tersebut menunjukkan bahwa minimum *reserve margin* sekitar 35% belum secara otomatis menjamin terpenuhinya kriteria LOLP maksimum 0,274%.

Hasil penelitian menunjukkan bahwa pemanfaatan potensi PLTA secara lebih luas memberikan biaya dan emisi yang lebih rendah pada asumsi penelitian ini, sedangkan kecukupan pembangkitan tetap perlu dievaluasi menggunakan *reserve margin* dan LOLP. Kebutuhan jaringan untuk pengembangan PLTA skala besar juga perlu diperhitungkan secara terpisah karena model GEP menggunakan asumsi interkoneksi ideal.

Kata kunci— Generation expansion planning, PLTA, Sistem Ketenagalistrikan Kalimantan, emisi, keandalan sistem.

UNIVERSITAS
GADJAH MADA
Optimalisasi Perencanaan Pengembangan Pembangkit Jangka Panjang di Sistem Kalimantan dengan Dominasi Pembangkit Hidro
Reza Aulia Ibrahim, Dr. Ir. Avrin Nur Widiastuti, S.T., M. Eng., IPM., ASEAN Eng.; Prof. Ir. Sarjiya, S.T., M.T., Ph.D.,
Universitas Gadjah Mada, 2026 | Diunduh dari http://etd.repository.ugm.ac.id/

ABSTRACT

The Kalimantan power system is projected to experience significant growth in electricity demand through 2050, driven by economic development, industrialization, and increasing energy consumption. This condition requires an optimal generation expansion strategy to ensure supply adequacy, maintain system reliability, and support a sustainable energy transition. At the same time, Kalimantan possesses substantial untapped hydropower potential that could play a major role in the long-term development of its electricity system.

This study analyzes long-term generation expansion planning for the Kalimantan power system using PLEXOS within a *Mixed Integer Linear Programming* (MILP)-based *Generation Expansion Planning* framework. Two main scenarios are evaluated: *Hydro-Intensive*, in which all identified hydropower candidates are available to the optimization model, and *Hydro-Constrained*, in which new hydropower development is limited to projects already planned in the RUPTL. The *CCS-Enabled* sensitivity case uses *Hydro-Constrained* as its basis by adding coal-fired generation with carbon capture and storage (CCS), while CCGT remains available as an expansion candidate. Thus, both CCGT and coal-with-CCS can be selected by the optimization model.

By 2050, hydropower contributes 60.7% of generation in *Hydro-Intensive*, while gas and LNG contribute 41.2% in *Hydro-Constrained*. In *CCS-Enabled*, the model expands both CCGT and coal-with-CCS candidates, with approximately 560 MW and 2,600 MW of candidate capacity built, respectively; coal with CCS contributes 32.6% of generation. Final generation costs are IDR 1,505.84/kWh, IDR 1,686.11/kWh, and IDR 1,586.51/kWh for *Hydro-Intensive*, *Hydro-Constrained*, and *CCS-Enabled*, respectively; the *Hydro-Intensive* value includes an external transmission-cost adjustment. Carbon emissions in 2050 are 22.58, 33.35, and 27.23 $MtCO_2$/year. Reserve margins are 69.56%, 35.80%, and 35.28%, while LOLP values are 0.0145%, 5.0000%, and 10.1859%, respectively. The results show that a *reserve margin* close to 35% does not by itself guarantee compliance with the 0.274% LOLP criterion.

The findings indicate that broader utilization of hydropower can reduce long-term generation cost and carbon emissions under the assumptions of this study, while generation adequacy still needs to be evaluated using both *reserve margin* and LOLP. Large-scale hydropower development also requires a separate transmission assessment because the GEP model assumes an idealized interconnection.

Keywords— Generation expansion planning, hydropower, Kalimantan Power System, emissions, system reliability.