Optimisasi Bauran Pembangkit Sistem Kelistrikan Kalimantan dengan Mempertimbangkan Ketidakpastian
Potensi Hidro dan Integrasi PLTN Menggunakan LEAP
Lalu Kevin Alejandro Mandrayudha, Ir. Ahmad Adhiim Muthahhari, S.T., M.Eng., IPM.
Universitas Gadjah Mada, 2026 | Diunduh dari http://etd.repository.ugm.ac.id/

INTISARI

Sistem kelistrikan Kalimantan menghadapi pertumbuhan kebutuhan energi yang pesat sekaligus ketergantungan tinggi pada pembangkit hidro (PLTA dan PLTM) yang rentan terhadap variabilitas hidrologis dan risiko keterlambatan pembangunan. Ketidakpastian kapasitas hidro ini berpotensi mengganggu keandalan pasokan, meningkatkan biaya, dan menghambat pencapaian target dekarbonisasi, sehingga diperlukan perencanaan bauran pembangkit yang menyeluruh. Penelitian ini mengoptimasi bauran pembangkit sistem kelistrikan Kalimantan periode 2024–2060 menggunakan perangkat lunak LEAP dengan modul optimasi NEMO untuk menganalisis dampak ketidakpastian kapasitas hidro serta mengevaluasi peran integrasi PLTN *Small Modular Reactor* (SMR) dan teknologi BECCS dalam pencapaian *Net Zero Emission* (NZE). Lima skenario dirancang berdasarkan tingkat keparahan penurunan kapasitas hidro, yaitu *Baseline* (hidro 100%), Hidro 75%, Hidro 50%, Hidro 25%, dan NZE. Hasil menunjukkan bauran optimal 2060 pada *Baseline* sebesar 17.820 MW yang didominasi PLTA (34,7%), PLTN SMR (32,4%), dan PLTS-BESS (20,9%), dengan *reserve margin* 30,2%, LCOE sistem 7,38 ¢/kWh, dan emisi 9,72 Mt CO_2. Pemangkasan kapasitas hidro meningkatkan biaya produksi secara progresif sebesar 5,3% (Hidro 75%), 11,9% (Hidro 50%), dan 18,3% (Hidro 25%), dengan LCOE sistem naik hingga 8,73 ¢/kWh, sementara *reserve margin* tetap dipertahankan di sekitar standar 30% melalui aktivasi PLTGU yang proporsional (900–3.100 MW). Konsekuensi emisinya signifikan, yaitu emisi 2060 melonjak hingga 88,7% di atas *Baseline* pada skenario Hidro 25% (18,34 Mt CO_2). Kapasitas hidro yang berkurang secara konsisten digantikan oleh kombinasi PLTN SMR, PLTS-BESS, dan PLTGU. Skenario NZE berhasil mencapai emisi mendekati nol (0,04 Mt CO_2) pada 2060 melalui integrasi BECCS sebesar 430 MW dengan tambahan biaya hanya 1,0% di atas *Baseline*, yang membuktikan kelayakan ekonomi jalur menuju NZE 2060. Kontribusi utama penelitian ini adalah menyediakan kerangka kuantitatif pertama yang secara khusus mengukur dampak ketidakpastian kapasitas hidro pada bauran pembangkit sistem kelistrikan Kalimantan, sekaligus mengevaluasi peran integrasi PLTN SMR dan BECCS menuju NZE, sebagai acuan bagi PT PLN (Persero) dan Kementerian ESDM dalam menyusun strategi mitigasi risiko hidrologis.

Kata Kunci: optimisasi bauran pembangkit, ketidakpastian kapasitas hidro, integrasi PLTN, Net Zero Emission, sistem kelistrikan Kalimantan

Optimisasi Bauran Pembangkit Sistem Kelistrikan Kalimantan dengan Mempertimbangkan Ketidakpastian
Potensi Hidro dan Integrasi PLTN Menggunakan LEAP
Lalu Kevin Alejandro Mandrayudha, Ir. Ahmad Adhiim Muthahhari, S.T., M.Eng., IPM.
Universitas Gadjah Mada, 2026 | Diunduh dari http://etd.repository.ugm.ac.id/

ABSTRACT

The Kalimantan electricity system faces rapidly increasing energy demand alongside heavy reliance on hydropower plants (PLTA and PLTM) that are vulnerable to hydrological variability and construction delay risks. This uncertainty in hydropower capacity may disrupt supply reliability, increase costs, and hinder decarbonization targets, thus requiring comprehensive generation expansion planning. This study optimizes the power generation mix of the Kalimantan electricity system for 2024–2060 using LEAP software with the NEMO optimization module to analyze the impact of hydropower capacity uncertainty and to evaluate the role of Small Modular Reactor (SMR) nuclear and BECCS technology integration toward Net Zero Emission (NZE). Five scenarios were designed based on the severity of hydropower capacity reduction: Baseline (100% hydro), Hydro 75%, Hydro 50%, Hydro 25%, and NZE. The results show that the optimal 2060 generation mix under the Baseline reaches 17,820 MW, dominated by hydropower (34.7%), SMR nuclear (32.4%), and PV-BESS (20.9%), with a reserve margin of 30.2%, system LCOE of 7.38 $¢$/kWh, and CO_2 emissions of 9.72 Mt. Reducing hydropower capacity progressively raises production costs by 5.3% (Hydro 75%), 11.9% (Hydro 50%), and 18.3% (Hydro 25%), with system LCOE rising up to 8.73 $¢$/kWh, while the reserve margin is maintained near the 30% standard through proportional activation of combined-cycle gas (900–3,100 MW). The emission consequences are significant, with 2060 emissions spiking up to 88.7% above the Baseline under the Hydro 25% scenario (18.34 Mt CO_2). The reduced hydropower capacity is consistently replaced by a combination of SMR nuclear, PV-BESS, and combined-cycle gas. The NZE scenario successfully achieves near-zero emissions (0.04 Mt CO_2) by 2060 through the integration of 430 MW BECCS with only 1.0% additional cost over the Baseline, demonstrating the economic feasibility of the pathway toward NZE 2060. The main contribution of this study is to provide the first quantitative framework that specifically measures the impact of hydropower capacity uncertainty on the Kalimantan power generation mix, while also evaluating the role of SMR nuclear and BECCS integration toward NZE, serving as a reference for PT PLN (Persero) and the Indonesian Ministry of Energy and Mineral Resources (MEMR) in formulating hydrological risk mitigation strategies.

Key words: power generation mix optimization, hydro capacity uncertainty, nuclear power integration, Net Zero Emission, Kalimantan power system