

Pra-Kelayakan Konseptual PLTN Terapung 250 MWe di Maluku Utara: Integrasi Sistem Kelistrikan, Keselamatan Tapak, dan Analisis Ekonomi

Muh. Hadid Kaharuddin*, A. Muh. Ikram, Muh. Asyhari Ramadhan, Fuad Mahfud Assidiq

Departemen Teknik Kelautan, Universitas Hasanuddin

*muhhadidkharuddin17@gmail.com

Abstract

Electricity supply disparities in archipelagic systems create demand for low-emission baseload generation, yet plant capacity must be compatible with grid size, site safety, and financing conditions. This study develops a conceptual pre-feasibility assessment of a 250 MWe floating nuclear power plant (FNPP) for North Maluku by integrating energy-demand screening, floating-structure design basis, nuclear-maritime siting requirements, stationkeeping, and engineering-economic analysis. At a 90% capacity factor, annual generation is estimated at 1,971 GWh, compared with approximately 1,356.62 GWh of electricity distributed in North Maluku. The proposed unit would therefore produce 45.3% more annual energy than current distribution and its rated output would exceed the system's average load, making interconnection, firm industrial off-take, reserve provision, or a smaller modular unit essential. An illustrative economic screening based on USD 7,000/kW CAPEX, a 60-year operating life, five-year construction, an 8.28% discount rate, a 90% capacity factor, and a tariff of IDR 1,877/kWh yields an NPV of USD 48.6 million, an IRR of 8.52%, a 14-year payback period from project start, and an LCOE of approximately IDR 1,831/kWh. The project is only marginally viable and remains highly sensitive to capital cost, tariff, capacity factor, and financing rate. The Halmahera offshore area cannot be declared suitable based only on water depth and available space; seismic, volcanic, tsunami, metocean, geotechnical, radiological dispersion, navigation, physical security, and emergency preparedness assessments are required. FNPP may be retained as a long-term option, but an investment decision requires grid-compatible unit sizing, staged site investigation, integrated nuclear-maritime safety design, and a bankable off-take model.

Keywords: economic analysis, floating nuclear power plant, North Maluku, site safety, small modular reactor.

PENDAHULUAN

Indonesia menghadapi tantangan penyediaan listrik yang berbeda antara sistem besar yang saling terhubung dan sistem kepulauan yang relatif kecil. Maluku Utara terdiri atas pulau-pulau dengan pusat beban tersebar, pertumbuhan industri pengolahan mineral, pelabuhan, perikanan, dan permukiman yang tidak selalu berdekatan dengan sumber pembangkit. Data statistik daerah menunjukkan bahwa perluasan layanan listrik telah berlangsung, namun kebutuhan penguatan keandalan dan kapasitas tetap relevan bagi pembangunan ekonomi regional [1]. Pada tingkat provinsi, listrik yang didistribusikan telah mencapai sekitar 1.356,62 GWh pada data terbaru yang dipublikasikan Badan Pusat Statistik [2]. Angka tahunan tersebut perlu dibaca bersama profil beban harian, beban puncak, cadangan operasi, dan keterbatasan jaringan karena energi tahunan tidak secara langsung menggambarkan kemampuan sistem menerima satu unit pembangkit besar.

Kebijakan ketenagalistrikan nasional mulai menempatkan energi nuklir sebagai salah satu opsi penyediaan listrik rendah karbon pada horizon perencanaan jangka panjang [3]. Perkembangan small modular reactor (SMR) dan konsep floating nuclear power plant (FNPP) memperluas kemungkinan penempatan pembangkit pada wilayah pesisir atau kepulauan. FNPP menawarkan fabrikasi terpusat di galangan, potensi pengurangan pekerjaan sipil di tapak, akses terhadap heat sink laut, dan kemungkinan pemindahan unit pada akhir operasi. Namun, keunggulan tersebut disertai antarmuka regulasi yang lebih kompleks karena keselamatan nuklir harus diintegrasikan dengan keselamatan maritim, proteksi fisik, safeguards, penanggulangan keadaan darurat, tanggung jawab hukum, serta pengelolaan bahan bakar dan limbah [4].

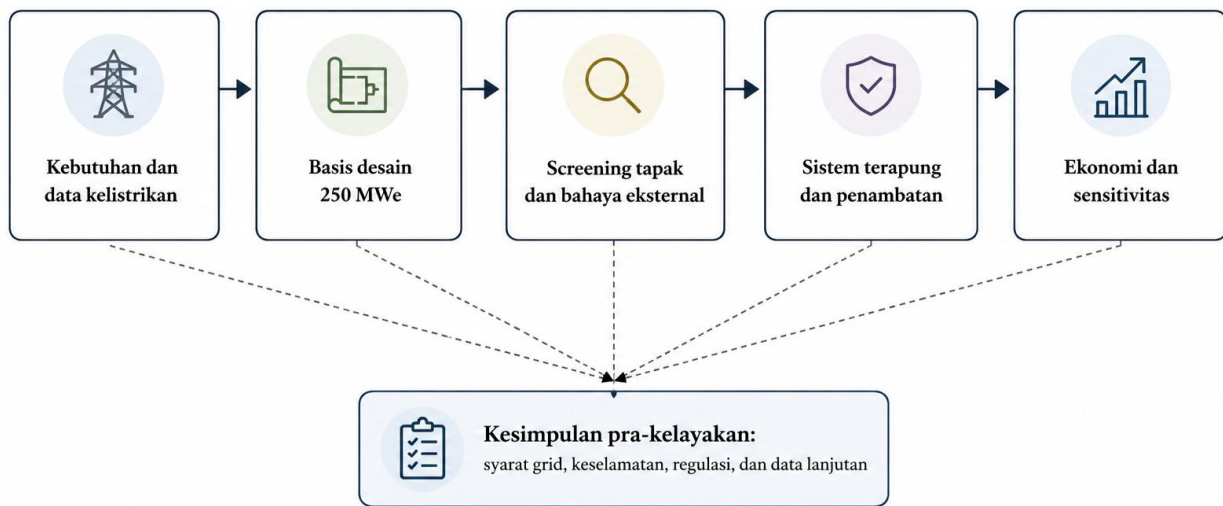
Publikasi IAEA menunjukkan bahwa desain SMR berkembang pada berbagai teknologi, termasuk light-water reactor, high-temperature gas-cooled reactor, fast reactor, dan molten-salt reactor, dengan tingkat kematangan yang tidak sama [5]. Karena itu, penyebutan SMR atau FNPP tidak otomatis menjamin kesiapan komersial. Kajian kelayakan harus menentukan jenis reaktor, kapasitas unit, kebutuhan grid, rantai pasok, strategi bahan bakar, organisasi pemilik-operator, serta jalur perizinan. Pedoman IAEA terbaru juga menegaskan bahwa feasibility study pembangkit nuklir harus mengintegrasikan sistem kelistrikan, tapak, teknologi, ekonomi, pembiayaan, sumber daya manusia, partisipasi nasional, dan keselamatan, bukan hanya membandingkan biaya listrik [6].



[Lisensi Creative Commons Atribusi 4.0 Internasional.](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Naskah awal mengusulkan unit terapung di perairan sekitar Halmahera dan menyajikan indikator NPV, IRR, payback period, serta LCOE. Akan tetapi, terdapat dua persoalan yang perlu diperbaiki. Pertama, kapasitas disebut 300 MW pada bagian tertentu dan 250 MWe pada bagian lain. Kedua, NPV positif pada tingkat diskonto 8,28% dilaporkan bersamaan dengan IRR 6%; untuk pola arus kas konvensional, kombinasi tersebut tidak konsisten karena IRR yang lebih rendah daripada tingkat diskonto seharusnya menghasilkan NPV negatif. Literatur ekonomi nuklir menekankan bahwa NPV, IRR, dan LCOE hanya dapat dibandingkan apabila menggunakan basis arus kas, nilai uang, waktu konstruksi, dan tingkat diskonto yang sama [7], [8].

Berdasarkan permasalahan tersebut, penelitian ini merekonstruksi kajian sebagai pra-kelayakan konseptual. Tujuannya adalah: (1) menguji kesesuaian kapasitas 250 MWe terhadap skala sistem kelistrikan Maluku Utara; (2) merumuskan basis desain awal struktur terapung dan penambatan; (3) mengidentifikasi persyaratan keselamatan tapak dan regulasi; (4) menyusun model ekonomi yang konsisten dan transparan; serta (5) mengevaluasi sensitivitas hasil terhadap asumsi utama. Istilah ‘pra-kelayakan’ digunakan untuk menegaskan bahwa hasil belum dapat dianggap sebagai persetujuan tapak, desain keselamatan, atau keputusan investasi.



Gambar 1. Kerangka integrasi kajian pra-kelayakan FNPP.

LANDASAN TEORI DAN KERANGKA PENILAIAN

Karakteristik FNPP dan Pemilihan Kapasitas

FNPP adalah instalasi tenaga nuklir yang ditempatkan pada struktur terapung, umumnya berupa barge, ship-shaped hull, atau platform khusus yang ditambatkan di perairan terlindung maupun lepas pantai. Konsep ini berbeda dari kapal bertenaga nuklir karena tujuan utamanya adalah memasok listrik atau panas ke jaringan di darat, sementara mobilitas biasanya terbatas pada pengangkutan dari galangan ke lokasi operasi. IAEA mengidentifikasi manfaat potensial berupa fabrikasi serial, pengurangan pekerjaan di tapak, fleksibilitas lokasi, dan akses untuk decommissioning terpusat, tetapi juga menyoroti persoalan lisensi lintas yurisdiksi, keamanan, safeguards, tanggung jawab, dan antarmuka antara regulator nuklir dengan otoritas maritim [4].

Pemilihan kapasitas unit harus dimulai dari kemampuan sistem kelistrikan. IAEA menyatakan bahwa unit pembangkit yang besar dibandingkan beban minimum dapat menimbulkan risiko frekuensi dan tegangan ketika terjadi trip. Kajian kelayakan perlu menunjukkan bagaimana sistem menggantikan kehilangan unit, termasuk cadangan, interkoneksi, load shedding terkontrol, dan penguatan transmisi [6]. Dengan demikian, unit 250 MWe tidak dapat dibenarkan hanya karena produksi energinya mencukupi kebutuhan tahunan. Daya unit harus dibandingkan dengan beban puncak, beban minimum, kapasitas pembangkit terbesar yang sedang beroperasi, spinning reserve, dan kestabilan jaringan.

Konsep offshore floating nuclear plant yang dikembangkan dalam literatur akademik menunjukkan bahwa penggunaan platform laut dapat memanfaatkan pendinginan pasif dan memindahkan sebagian bahaya ke area yang lebih jauh dari populasi, tetapi desain tersebut tetap memerlukan analisis hidrodinamika, benturan kapal, banjir internal, kehilangan heat sink, serta integritas kabel daya ke darat [17]. Kajian konseptual ini menggunakan 250 MWe sebagai basis perbandingan karena angka tersebut konsisten dengan konfigurasi daya yang dijelaskan dalam naskah awal, bukan sebagai rekomendasi final kapasitas untuk Maluku Utara.

Keselamatan Tapak Nuklir-Maritim

Keselamatan tapak nuklir ditentukan oleh kemampuan lokasi dan desain untuk menghadapi bahaya alam maupun bahaya akibat aktivitas manusia. Persyaratan IAEA SSR-1 mewajibkan evaluasi seismik, geoteknik, meteorologi, hidrologi, banjir, tsunami, vulkanisme, kejadian eksternal akibat manusia, distribusi penduduk, dan kemampuan pelaksanaan rencana kedaruratan [9]. Survei dan pemilihan tapak dilakukan secara bertahap mulai dari regional survey, screening, comparison, hingga karakterisasi rinci [10]. Untuk wilayah Halmahera, evaluasi gempa dan potensi deformasi tanah harus mengikuti metodologi bahaya seismik yang mempertimbangkan sumber gempa, ketidakpastian, dan gerakan tanah desain [11]. Bahaya meteorologi dan hidrologi mencakup angin ekstrem, gelombang, arus, pasang surut, storm surge, curah hujan, temperatur air laut, dan perubahan muka laut [12].

Indonesia telah memiliki jalur perizinan instalasi nuklir melalui Peraturan Pemerintah Nomor 2 Tahun 2014 yang mencakup izin tapak, konstruksi, komisioning, operasi, dan dekomisioning [13]. Evaluasi tapak untuk dispersi zat radioaktif di udara dan air diatur lebih lanjut oleh Peraturan BAPETEN Nomor 4 Tahun 2019 [14]. Pada 2026, BAPETEN juga membahas perubahan aturan keselamatan tapak agar lebih adaptif terhadap SMR dan instalasi di lingkungan laut, termasuk kebutuhan subsea survey, aspek geoteknik, meteorologi, hidrologi, dan dispersi [15]. Fakta bahwa dokumen program evaluasi tapak dan sistem manajemen evaluasi tapak suatu pengusul FNPP pernah dinilai belum memenuhi persyaratan menunjukkan bahwa proses perizinan tidak dapat digantikan oleh kajian konseptual [16].

Dari sisi maritim, Code of Safety for Nuclear Merchant Ships memberikan prinsip mengenai desain kapal, keselamatan reaktor, proteksi radiasi, instalasi listrik, proteksi kebakaran, dan penanggulangan keadaan darurat [18]. SOLAS tetap relevan untuk keselamatan struktur, stabilitas, perlindungan kebakaran, sistem manajemen keselamatan, dan peralatan keselamatan, meskipun FNPP stasioner memerlukan interpretasi serta pembagian kewenangan yang khusus [19]. INF Code mengatur pengangkutan bahan bakar nuklir teriradiasi, plutonium, dan limbah radioaktif tingkat tinggi dalam kemasan di kapal, sehingga terutama relevan bagi logistik bahan bakar dan limbah, bukan sebagai satu-satunya dasar keselamatan pembangkit [20]. Persyaratan klasifikasi terbaru untuk sistem tenaga nuklir maritim menegaskan perlunya interface document yang membedakan bagian yang menjadi tanggung jawab regulator nuklir dan badan klasifikasi [21].

Kelayakan Ekonomi dan Ketidakpastian

Analisis ekonomi pembangkit nuklir berbeda dari proyek pembangkit konvensional karena proporsi biaya modal sangat besar, masa konstruksi panjang, biaya pembiayaan signifikan, umur operasi panjang, dan terdapat kewajiban bahan bakar bekas serta dekomisioning. NPV mengukur nilai tambah pada tingkat diskonto yang ditentukan; IRR adalah tingkat diskonto yang membuat NPV sama dengan nol; payback period menunjukkan waktu pemulihan investasi; dan LCOE membagi nilai kini seluruh biaya dengan nilai kini energi yang dihasilkan [7]. Pendekatan cost-benefit juga dapat memasukkan manfaat sistem, emisi, ketahanan energi, dan dampak ekonomi regional yang tidak seluruhnya tercermin dalam pendapatan penjualan listrik [8].

Untuk proyek FNPP, struktur kontrak dan kepemilikan mempengaruhi pembiayaan. Isu legal dan kelembagaan transportable nuclear power plant mencakup negara asal, negara tuan rumah, tanggung jawab operator, transportasi lintas batas, safeguards, keamanan, dan kepemilikan bahan bakar [22]. Roadmap SMR IAEA merekomendasikan pengembangan bertahap yang menghubungkan kesiapan regulasi, infrastruktur, teknologi, rantai pasok, dan model bisnis [23]. Karena desain acuan dalam naskah awal dikaitkan dengan konsep reaktor garam cair terapung, informasi vendor dapat digunakan untuk memahami konfigurasi, tetapi tidak boleh diperlakukan sebagai verifikasi keselamatan atau biaya tanpa kajian independen [24].

METODOLOGI

Desain Penelitian dan Sumber Data

Penelitian menggunakan pendekatan pra-kelayakan konseptual dengan empat kelompok analisis: kebutuhan dan integrasi sistem listrik, desain teknis terapung, screening keselamatan tapak, dan ekonomi teknik. Data sekunder diperoleh dari statistik kelistrikan, publikasi IAEA, regulasi Indonesia, pedoman maritim dan offshore, serta parameter geometrik dari naskah awal. Setiap hasil dikelompokkan sebagai: (a) data terpublikasi; (b) asumsi perhitungan; (c) hasil turunan; dan (d) kebutuhan verifikasi. Pemisahan ini diperlukan agar angka konseptual tidak dianggap sebagai data hasil survei tapak.

Literatur mengenai perkembangan nuklir Indonesia digunakan untuk menempatkan kajian dalam konteks kebijakan. World Nuclear Association mencatat bahwa Indonesia terus mempersiapkan opsi tenaga nuklir dan



rencana kapasitas awal, namun jadwal dan lokasi masih dapat berubah [25]. Pernyataan kebijakan ESDM pada 2025 menempatkan 500 MW nuklir dalam rencana sistem Sumatera dan Kalimantan pada awal dekade 2030-an, bukan Maluku Utara, sehingga artikel ini diposisikan sebagai eksplorasi akademik dan bukan proyek yang telah ditetapkan pemerintah [26].

Screening Sistem Kelistrikan

Produksi energi tahunan dihitung dengan Persamaan (1):

$$E_{\text{tahunan}} = P_{\text{net}} \times 8.760 \times CF \quad (1)$$

dengan E_{tahunan} dalam MWh/tahun, P_{net} adalah kapasitas listrik bersih (MW), dan CF adalah faktor kapasitas. Untuk $P_{\text{net}} = 250$ MWe dan $CF = 90\%$, diperoleh 1.971.000 MWh atau 1.971 GWh per tahun. Nilai ini dibandingkan dengan listrik yang didistribusikan di Maluku Utara sebesar 1.356,62 GWh [2]. Beban rata-rata indikatif dihitung dari energi tahunan dibagi 8.760 jam, yaitu sekitar 154,9 MW. Perbandingan ini hanya merupakan screening; analisis grid aktual membutuhkan kurva beban per jam, konfigurasi pembangkit, aliran daya, hubung singkat, kestabilan transien, cadangan, black start, dan skenario kehilangan unit terbesar.

Basis Desain Struktur Terapung dan Penambatan

Basis desain mempertahankan konfigurasi konseptual berupa struktur silinder berdiameter 45 m, tinggi total 73 m, draft 48,5 m, dan freeboard minimum 15 m. Tata letak fungsional mencakup zona reaktor, steam drum, turbin, kondensor, ruang kontrol, transformator, ruang baterai, penyimpanan bahan bakar, spent fuel pool, fasilitas pemeliharaan, akomodasi, dan helideck. Parameter tersebut digunakan sebagai envelope awal untuk pembahasan, bukan sebagai desain klasifikasi.

Sistem stationkeeping mengacu pada konfigurasi spread mooring sembilan tali yang tersusun radial. Analisis awal memeriksa kecukupan konsep berdasarkan kedalaman 150 m dan panjang tali 420 m. Desain final harus mengikuti analisis coupled platform-mooring-riser/cable, kombinasi beban lingkungan, kondisi intact dan damaged, fatigue, corrosion allowance, redundancy, anchor capacity, seabed interaction, serta accidental line failure. DNV-RP-C205 digunakan sebagai rujukan penentuan kondisi lingkungan dan beban [29], sedangkan API RP 2SK memberikan prinsip desain stationkeeping, limit state, offset, tegangan tali, dan reliabilitas sistem tambat [30].

Tabel 1. Basis geometri konseptual FNPP.

Parameter	Nilai acuan	Status penggunaan
Kapasitas listrik bersih	250 MWe	Basis screening grid dan ekonomi
Kapasitas termal	sekitar 557 MWt	Mengikuti naskah awal; perlu verifikasi desain vendor
Diameter struktur	45 m	Envelope konseptual
Tinggi total	73 m	Envelope konseptual
Draft	48,5 m	Memerlukan verifikasi stabilitas dan clearances
Freeboard	minimum 15 m	Memerlukan analisis air gap dan green water
Kedalaman lokasi	sekitar 150 m	Asumsi awal; belum diverifikasi survei

Tabel 2. Parameter tali tambat dari model awal.

Parameter	Nilai
Panjang tali	420 m
Massa per satuan panjang	370 kg/m
Equivalent cross-sectional area	0,09 m ²
Kekakuan aksial EA	800.000 kN
Maximum tension	11.981 kN
Added mass coefficient	1,0
Transverse drags coefficient	2,4
Equivalent diameter	0,13 m
Longitudinal drag coefficient	1,15



Model Ekonomi

Model ekonomi disusun sebagai screening arus kas riil dalam USD dengan masa konstruksi lima tahun dan umur operasi 60 tahun. Distribusi CAPEX selama konstruksi diasumsikan 10%, 20%, 30%, 25%, dan 15%. Arus kas operasi dihitung dari penjualan energi dikurangi biaya operasi tetap, bahan bakar, pengelolaan limbah, dan cadangan dekomisioning. Analisis tidak memasukkan pajak, inflasi, eskalasi biaya, biaya transmisi, biaya pemilik, interest during construction terpisah, contingency probabilistik, dan biaya keterlambatan; karena itu hasil bukan bankable financial model.

Persamaan yang digunakan mengikuti prinsip ekonomi teknik [27]. NPV dihitung dengan Persamaan (2), IRR dengan Persamaan (3), dan LCOE dengan Persamaan (4):

$$NPV = \sum \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad (2)$$

$$0 = \sum \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} \quad (3)$$

$$LCOE = \frac{\left[\sum \frac{C_t}{(1+r)^t} \right]}{\left[\sum \frac{E_t}{(1+r)^t} \right]} \quad (4)$$

Untuk menjaga konsistensi, seluruh indikator dihitung dari arus kas yang sama. Nilai LCOE dibandingkan secara hati-hati dengan biaya teknologi lain karena LCOE tidak sepenuhnya menangkap nilai kapasitas, fleksibilitas, biaya jaringan, dan externalities. OECD/NEA menekankan bahwa perbandingan teknologi perlu mempertimbangkan biaya sistem dan karakter dispatchability selain biaya pembangkitan pada tingkat pembangkit [28].

Tabel 3. Asumsi base case ekonomi untuk screening.

Asumsi	Nilai	Keterangan
Kapasitas bersih	250 MWe	Konsisten dengan basis desain
Faktor kapasitas	90%	Asumsi target operasi
Produksi tahunan	1.971 GWh	Hasil Persamaan (1)
CAPEX	USD 7.000/kW	Asumsi screening, total USD 1,75 miliar
Masa konstruksi	5 tahun	Distribusi 10-20-30-25-15%
Umur operasi	60 tahun	Tidak menggunakan klaim 80 tahun tanpa bukti desain
Biaya O&M tetap	USD 100/kW-tahun	Asumsi screening
Bahan bakar, limbah, variabel	USD 14/MWh	Asumsi gabungan
Tarif penjualan	Rp1.877/kWh	Mengikuti angka dalam naskah awal
Kurs	Rp16.200/USD	Asumsi konversi tetap
Tingkat diskonto/MARR	8,28%	Mengikuti naskah awal
Biaya akhir operasi	10% CAPEX	Cadangan dekomisioning konseptual

HASIL DAN PEMBAHASAN

Kesesuaian Kapasitas terhadap Sistem Maluku Utara

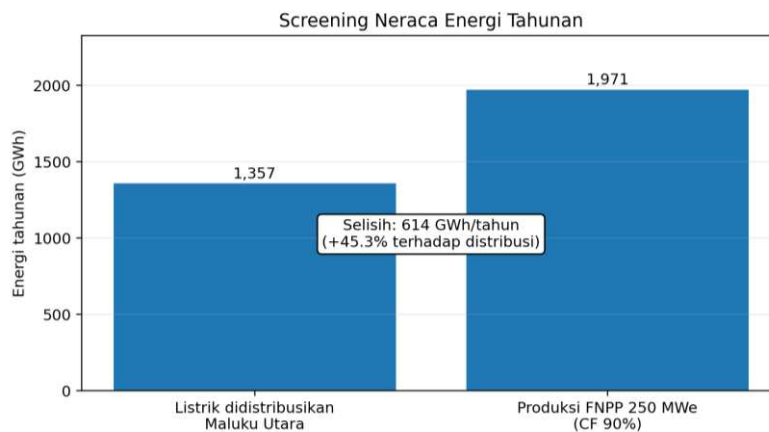
Hasil screening menunjukkan produksi tahunan FNPP 250 MWe pada faktor kapasitas 90% sebesar 1.971 GWh. Nilai ini lebih tinggi 614,38 GWh atau 45,3% dibandingkan listrik yang didistribusikan di Maluku Utara. Perbandingan tersebut mengindikasikan bahwa pembangkit dapat menutup kebutuhan energi tahunan secara agregat, tetapi sekaligus memperlihatkan potensi oversizing. Beban rata-rata yang diturunkan dari data distribusi hanya sekitar 154,9 MW, sedangkan unit FNPP beroperasi pada daya hingga 250 MW. Dalam kondisi sistem yang belum terinterkoneksi kuat, trip unit dapat menghilangkan daya lebih besar daripada beban rata-rata dan menyebabkan gangguan frekuensi serius.

Kapasitas 250 MWe baru menjadi rasional apabila sekurang-kurangnya satu dari empat kondisi dipenuhi. Pertama, terdapat interkoneksi antarpulau atau ke sistem regional yang mampu mengeksport kelebihan daya



dan menyediakan cadangan. Kedua, tersedia anchor load industri dengan kontrak off-take jangka panjang, misalnya pengolahan mineral, cold-chain perikanan, produksi air, atau bahan bakar rendah karbon. Ketiga, konfigurasi pembangkit dibagi menjadi beberapa modul lebih kecil agar kehilangan satu modul tidak melampaui kemampuan cadangan sistem. Keempat, pembangunan dilakukan bertahap mengikuti pertumbuhan beban dan penguatan jaringan. Oleh karena itu, kesimpulan bahwa 250 MWe ‘mencukupi kebutuhan’ belum cukup untuk menyatakan kapasitas tersebut tepat.

Pedoman kelayakan IAEA menyatakan bahwa apabila ukuran unit melebihi 10% dari kebutuhan minimum sistem, studi harus menjelaskan bagaimana permintaan dipenuhi saat unit berhenti dan bagaimana tegangan serta frekuensi dipertahankan [6]. Mengingat 250 MW sangat mungkin jauh di atas 10% beban minimum Maluku Utara, analisis integrasi grid menjadi salah satu gate utama sebelum kajian desain rinci.



Gambar 2. Perbandingan screening energi tahunan FNPP dengan listrik yang didistribusikan di Maluku Utara.

Tabel 4. Implikasi alternatif skala unit.

Alternatif	Kelebihan	Keterbatasan	Data yang dibutuhkan
1 × 250 MWe	Ekonomi skala dan output besar	Trip unit dominan; kebutuhan cadangan dan transmisi sangat besar	Studi stabilitas grid, offtake industri, interkoneksi
2 × 125 MWe	Redundansi lebih baik dan commissioning bertahap	Masih besar untuk sistem kecil; biaya per kW dapat naik	Kurva beban, reserve margin, biaya modularisasi
4 × 60-70 MWe	Penambahan kapasitas bertahap dan fleksibilitas outage	Kompleksitas multi-module dan biaya balance of plant	Ketersediaan desain komersial, licensing multi-module
Micro/SMR <50 MWe	Lebih sesuai untuk sistem pulau kecil	LCOE berpotensi lebih tinggi dan desain lebih sedikit yang matang	Kebutuhan lokal, logistik, availability, model kepemilikan

Konfigurasi Teknis Konseptual

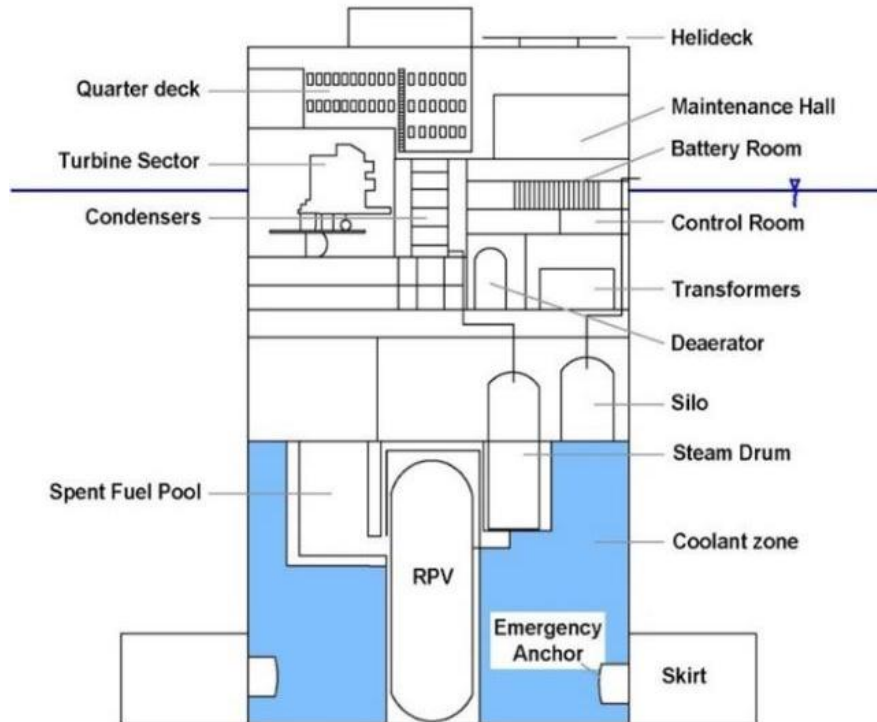
Konfigurasi silinder memberikan volume internal yang besar dan geometri simetris yang dapat mengurangi sensitivity terhadap arah datang gelombang. Namun, draft 48,5 m menghasilkan struktur yang sangat dalam dan memerlukan evaluasi stabilitas, freeboard, natural periods, added mass, damping, global strength, local strength, watertight subdivision, damage stability, dan kemampuan evakuasi. Air gap 15 m tidak dapat ditetapkan hanya dari nilai umum karena harus diturunkan dari gelombang ekstrem, pasang, storm surge, settlement, trim, heel, dan allowance operasi.

Tata letak pada Gambar 3 menempatkan sistem nuklir di bagian bawah, area turbin dan kondensor di tengah, serta fasilitas operasi dan akomodasi di atas. Prinsip segregasi perlu dikembangkan untuk mencegah common-cause failure. Sistem keselamatan, kabel, ventilation, fire zone, flooding boundary, dan jalur evakuasi tidak boleh terkonsentrasi pada satu area yang dapat gagal akibat kebakaran atau banjir. Spent fuel pool dan penyimpanan bahan bakar memerlukan proteksi terhadap benturan, kehilangan pendinginan, dan akses tidak sah. Transformator dan kabel ekspor harus dipisahkan dari zona keselamatan nuklir serta dilengkapi proteksi kebakaran dan redundansi.



[Lisensi Creative Commons Atribusi 4.0 Internasional.](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Konsep molten-salt reactor memiliki karakter operasi dan fenomena keselamatan berbeda dari light-water reactor. Informasi vendor dapat menjelaskan niat desain seperti operasi tekanan rendah dan sistem pasif, tetapi evaluasi keselamatan harus berbasis safety report, source term, defence-in-depth, probabilistic safety assessment, qualified materials, chemistry control, drain tank performance, dan demonstrasi teknologi. Katalog IAEA menunjukkan bahwa tingkat kesiapan tiap desain SMR berbeda dan tidak semua telah memperoleh lisensi atau pengalaman operasi [5].



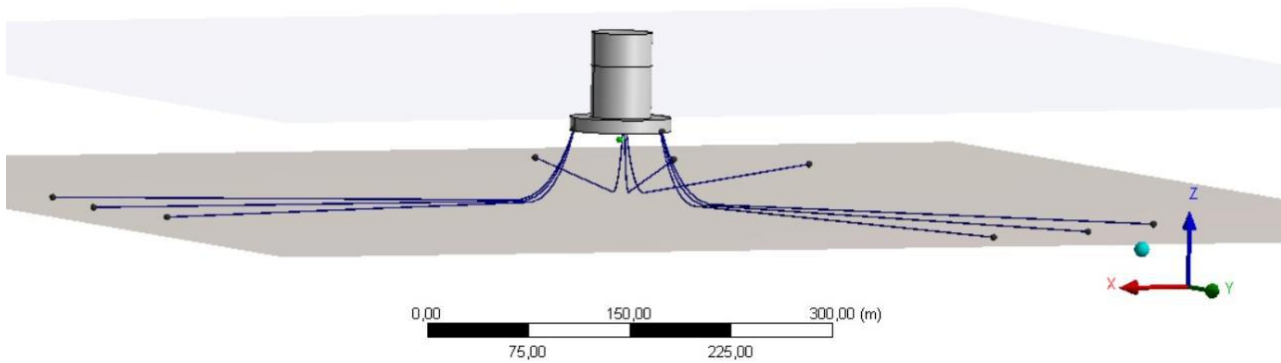
Gambar 3. Tata letak konseptual FNPP dari naskah awal (digunakan sebagai basis pembahasan, bukan desain tersertifikasi).

Sistem Penambatan dan Kabel Ekspor

Model awal menggunakan sembilan tali tambat radial dengan panjang 420 m pada kedalaman sekitar 150 m. Rasio panjang tali terhadap kedalaman sekitar 2,8 menunjukkan konfigurasi yang relatif taut dibandingkan catenary mooring konvensional, bergantung pada jenis material dan pretension. Nilai equivalent cross-sectional area $0,09 \text{ m}^2$ dan EA 800.000 kN menunjukkan kekakuan tinggi, tetapi maximum tension 11.981 kN harus dibandingkan dengan minimum breaking load, design factor, fatigue damage, corrosion, termination efficiency, dan dynamic amplification. Tanpa data pretension, offset, arah lingkungan, dan karakteristik anchor, keamanan sistem belum dapat dinilai.

Sembilan tali memberikan redundansi, tetapi pola 3×3 harus ditinjau terhadap arah dominan gelombang, arus, dan angin. Analisis desain perlu mencakup intact condition, one-line damaged condition, transient line break, anchor failure, seabed trenching, vortex-induced vibration, dan interference dengan kabel ekspor. Beban lingkungan diturunkan dari joint probability angin-gelombang-arus sesuai prinsip DNV-RP-C205 [29]. Kriteria offset dan tegangan harus mengikuti limit-state stationkeeping yang sesuai, termasuk kondisi operasi, ekstrem, abnormal, dan fatigue [30].

Kabel daya ke darat adalah komponen kritis karena kehilangan kabel dapat menghilangkan jalur ekspor energi dan mempengaruhi off-site power. Desain harus mempertimbangkan dynamic cable section, bend stiffener, hang-off, touch-down zone, burial/protection, jangkar kapal, perikanan, gempa bawah laut, serta redundansi sirkuit. Posisi mooring line, cable corridor, jalur pelayaran, dan zona keamanan perlu dirancang bersama agar tidak saling berinteraksi.



Gambar 4. Konfigurasi awal struktur dan spread mooring sembilan tali.

Tabel 5. Pemeriksaan yang wajib diselesaikan sebelum desain mooring dapat dinyatakan memadai.

Kelompok	Pemeriksaan utama	Keluaran minimum
Metoocean	Extreme value, scatter diagram, arah gabungan angin-gelombang-arus, pasang dan surge	Design environmental conditions dan load cases
Respons struktur	RAO enam derajat kebebasan, nonlinear drift, coupled time-domain	Offset maksimum, accelerations, air gap
Tali tambat	Pretension, MBL, fatigue, corrosion, termination, line dynamics	Utilization ratio dan fatigue life
Anchor/fondasi	Geoteknik, holding capacity, cyclic degradation, installation	Kapasitas dan faktor keselamatan anchor
Kondisi rusak	One-line failure, transient snap load, damaged stability	Kemampuan mempertahankan safety function
Kabel ekspor	Dynamic section, touchdown, burial, crossing, redundancy	Integritas listrik dan mekanik kabel

Screening Tapak dan Bahaya Eksternal

Kedalaman perairan 150 m dan ruang yang tersedia bukan indikator yang cukup untuk menyatakan tapak layak. Wilayah Halmahera berada pada lingkungan tektonik dan vulkanik aktif, sehingga calon tapak harus disaring terhadap sumber gempa, sesar aktif, tsunami, deformasi dasar laut, longsor bawah laut, aktivitas gunung api, dan potensi seiche. Selain itu, perairan tropis memerlukan evaluasi temperatur air laut tinggi, korosi, biofouling, badai lokal, gelombang ekstrem, dan debris. Bahaya akibat manusia meliputi tabrakan kapal, jangkar jatuh, kebakaran atau ledakan kapal di sekitar, sabotase, dan gangguan kabel komunikasi atau energi.

Karakterisasi geoteknik perlu menentukan stratigrafi, kekuatan tanah, cyclic degradation, liquefaction, slope stability, dan kemampuan anchor. Survei batimetri multibeam, side-scan sonar, sub-bottom profiler, geophysical hazard mapping, serta borehole dan cone penetration test dibutuhkan untuk mengonfirmasi kondisi dasar laut. Untuk instalasi nuklir, data harus memiliki quality assurance, traceability, calibration, dan masa pengamatan yang memadai. IAEA menekankan bahwa survei tapak harus mendokumentasikan sumber data dan ketidakpastian secara eksplisit [10].

Dispersi radioaktif di udara dan air memerlukan model meteorologi, ocean circulation, sediment transport, food-chain pathways, dan distribusi penduduk. Peraturan BAPETEN Nomor 4 Tahun 2019 mensyaratkan pengumpulan data, pemodelan dispersi, evaluasi dosis, dan penilaian kesiapsiagaan [14]. Karena FNPP berada di laut, emergency planning harus mencakup evakuasi personel platform, perlindungan masyarakat pesisir, exclusion zone, akses kapal penyelamat, komunikasi, shelter, medical response, dan koordinasi lintas instansi.

Tabel 6. Matriks screening bahaya tapak FNPP.

Bahaya	Pertanyaan screening	Metode verifikasi
Gempa dan sesar aktif	Apakah gerakan tanah, fault displacement, atau soil failure dapat melampaui basis desain?	PSHA, survei geologi-geofisika, SSG-9 Rev. 1



Bahaya	Pertanyaan screening	Metode verifikasi
Tsunami dan banjir laut	Apakah muka air, arus, debris, dan drawdown mengganggu struktur atau sistem keselamatan?	Pemodelan sumber tsunami dan inundation, analisis probabilistik
Vulkanik	Apakah abu, aliran, tsunami vulkanik, atau gangguan logistik relevan?	Hazard screening regional dan scenario analysis
Metocean ekstrem	Apakah angin, gelombang, arus, pasang, dan surge melampaui kapasitas stationkeeping?	Hindcast, buoy, joint probability, DNV-RP-C205
Geoteknik	Apakah tanah mampu menahan anchor dan beban siklik?	CPT, borehole, laboratory cyclic tests
Navigasi dan benturan	Apakah jalur kapal, pelabuhan, atau anchoring menciptakan risiko?	AIS traffic study, collision risk analysis
Dispersi radioaktif	Bagaimana jalur udara dan laut mempengaruhi dosis publik?	Atmospheric-ocean dispersion dan dose assessment
Keamanan fisik	Apakah zona proteksi, deteksi, respons, dan cyber security memadai?	Design basis threat dan security plan

Hasil Ekonomi Base Case

Dengan asumsi pada Tabel 3, produksi tahunan adalah 1,971 GWh. Pendapatan bruto pada tarif Rp1.877/kWh sekitar USD 228.4 juta per tahun, sedangkan biaya operasi tetap serta biaya bahan bakar, limbah, dan variabel sekitar USD 52.6 juta per tahun. Arus kas operasi sebelum pajak dan pembiayaan sekitar USD 175.8 juta per tahun.

Perhitungan konsisten menghasilkan NPV USD 48.6 juta pada tingkat diskonto 8,28%, IRR 8.52%, payback period 14 tahun sejak awal konstruksi, dan LCOE sekitar USD 113.0/MWh atau Rp1,831/kWh. Berbeda dari hasil awal yang menampilkan NPV positif tetapi IRR di bawah MARR, hasil rekonstruksi memenuhi hubungan matematis: karena NPV sedikit positif pada 8,28%, IRR sedikit lebih tinggi, yaitu 8,52%.

Margin antara IRR dan MARR hanya sekitar 0,24 poin persentase. Artinya, proyek tidak memiliki ruang besar untuk cost overrun, keterlambatan konstruksi, penurunan faktor kapasitas, atau pendapatan yang lebih rendah. LCOE mendekati tarif penjualan yang diasumsikan, sehingga kelayakan bergantung pada kontrak pembelian listrik jangka panjang, jaminan availability, pembiayaan biaya rendah, dan pengendalian CAPEX. Manfaat strategis seperti ketahanan energi, pengurangan emisi, dan stimulus industri dapat memperkuat justifikasi publik, tetapi tidak otomatis membuat arus kas proyek bankable.

Tabel 7. Hasil ekonomi base case yang konsisten.

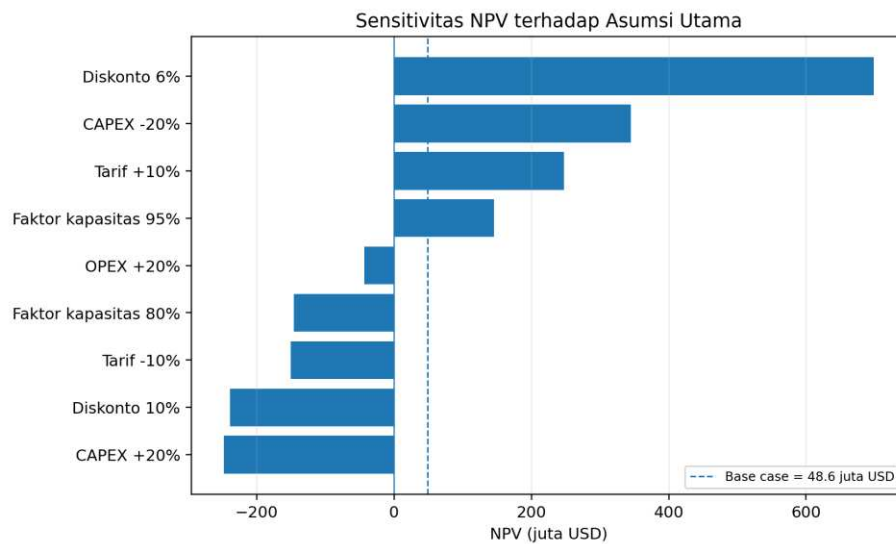
Indikator	Hasil	Kriteria/interpretasi
NPV pada 8,28%	USD 48.6 juta	Positif, tetapi margin kecil
IRR	8.52%	Sedikit di atas MARR 8,28%
Payback period	14 tahun sejak awal proyek	Sekitar 10 tahun setelah operasi dimulai
LCOE	USD 113.0/MWh	Sekitar Rp1,831/kWh
Energi tahunan	1,971 GWh	Memerlukan offtake dan integrasi grid

Analisis Sensitivitas

Sensitivitas menunjukkan bahwa CAPEX dan tarif adalah penggerak terbesar NPV. Kenaikan CAPEX 20% membuat NPV negatif secara signifikan, sedangkan penurunan CAPEX 20% meningkatkan kelayakan. Penurunan tarif 10% juga menghapus margin investasi. Faktor kapasitas 80% mengurangi produksi dan pendapatan, sementara biaya tetap tetap harus dibayar. Tingkat diskonto 10% menurunkan nilai kini pendapatan jangka panjang dan menjadikan proyek tidak layak, sedangkan pembiayaan 6% meningkatkan NPV.

Hasil ini menguatkan karakteristik pembangkit nuklir sebagai proyek yang sangat sensitif terhadap biaya modal dan biaya pembiayaan. Strategi pengurangan risiko dapat berupa fabrikasi serial, kontrak EPC dengan pembagian risiko yang jelas, sovereign support, green or transition finance, jaminan off-take, dan penyelesaian desain serta lisensi sebelum konstruksi. Namun, subsidi tidak boleh menutupi ketidakpastian keselamatan atau ketidaksesuaian kapasitas terhadap grid.





Gambar 5. Sensitivitas NPV terhadap perubahan asumsi utama.

Tabel 8. Ringkasan skenario sensitivitas ekonomi.

Skenario	NPV (juta USD)	IRR	LCOE (Rp/kWh)
CAPEX -20%	345	10.36%	1,551
CAPEX +20%	-248	7.21%	2,111
Faktor kapasitas 80%	-146	7.53%	2,032
Faktor kapasitas 95%	146	9.00%	1,747
Tarif -10%	-150	7.51%	1,831
Tarif +10%	248	9.49%	1,831
Diskonto 6%	698	8.52%	1,429
Diskonto 10%	-239	8.52%	2,165
OPEX +20%	-43	8.06%	1,918

Implikasi Ekonomi Regional dan Model Offtake

Kelahiran energi tidak boleh langsung disebut sebagai manfaat tanpa adanya permintaan. Produksi 1.971 GWh/tahun memerlukan pelanggan yang dapat menyerap listrik secara stabil. Peluang off-take mencakup industri pengolahan mineral, cold storage dan pengolahan perikanan, desalinasi, produksi hidrogen atau amonia, pelabuhan listrik, dan elektrifikasi transportasi. Masing-masing membutuhkan profil daya, kualitas listrik, harga, lokasi, dan kontrak jangka panjang yang berbeda.

Anchor load industri dapat meningkatkan faktor kapasitas dan pendapatan, tetapi juga menciptakan concentration risk apabila satu pelanggan dominan berhenti beroperasi. Struktur kontrak dapat menggunakan take-or-pay, capacity payment, indexed tariff, atau government-backed power purchase agreement. Kajian manfaat regional perlu menghitung lapangan kerja, nilai tambah lokal, substitution of diesel generation, pengurangan biaya gangguan listrik, serta dampak terhadap perikanan dan penggunaan ruang laut. Cost-benefit analysis memungkinkan manfaat sosial tersebut dinilai secara terpisah dari financial NPV [8].

Partisipasi nasional perlu direncanakan realistis. Galangan domestik dapat berkontribusi pada hull, struktur non-nuklir, outfitting, kabel, pekerjaan pelabuhan, dan sebagian balance of plant, sedangkan nuclear island, bahan bakar, instrumentation and control keselamatan, serta komponen berkualifikasi mungkin memerlukan pemasok internasional. Program lokalisasi harus mengikuti nuclear quality assurance dan tidak semata-mata mengejar persentase TKDN.

Kerangka Regulasi dan Tata Kelola

FNPP memerlukan pembagian tanggung jawab yang tegas antara BAPETEN, Kementerian ESDM, Kementerian Perhubungan, otoritas pelabuhan, badan klasifikasi, pemerintah daerah, aparat keamanan, pengelola jaringan, dan pemilik/operator. Regulator nuklir menilai keselamatan reaktor dan instalasi nuklir, sedangkan badan klasifikasi menilai struktur, machinery, marine systems, dan stationkeeping sesuai ruang lingkup yang disepakati. Interface document diperlukan untuk mencegah gap atau overlap persyaratan [21].



[Lisensi Creative Commons Atribusi 4.0 Internasional.](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

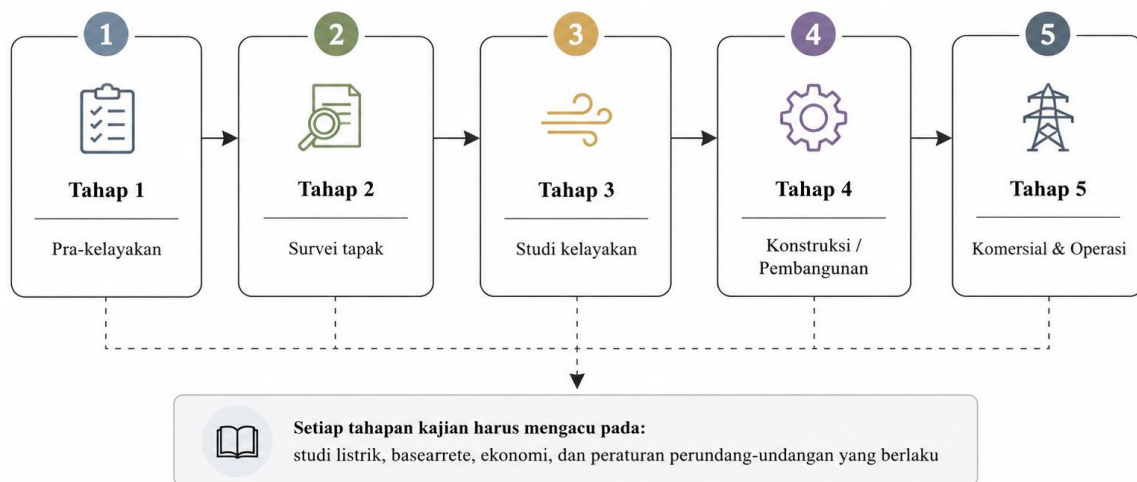
Perizinan bertahap menurut PP Nomor 2 Tahun 2014 harus diintegrasikan dengan persetujuan lingkungan, pemanfaatan ruang laut, keselamatan pelayaran, keamanan, safeguards, dan tanggung jawab nuklir [13]. Untuk unit yang dibangun di negara lain lalu ditarik ke Indonesia, perlu kejelasan yurisdiksi selama fabrikasi, transportasi, commissioning, operasi, refuelling, dan pengembalian unit. Studi IAEA mengenai transportable nuclear power plant menunjukkan bahwa isu negara pemasok dan negara tuan rumah harus diselesaikan sebelum kontrak [22].

Keterlibatan publik perlu dimulai sejak tahap screening. Komunikasi risiko harus menjelaskan perbedaan antara probabilitas dan konsekuensi, sistem pertahanan berlapis, rencana darurat, dampak termal, pengelolaan limbah, keamanan, serta manfaat dan biaya. Penerimaan sosial tidak dapat diasumsikan hanya karena wilayah membutuhkan listrik.

Keterbatasan dan Agenda Penelitian Lanjutan

Kajian ini memiliki beberapa keterbatasan. Pertama, data grid per jam, beban minimum, beban puncak, dan kapasitas cadangan tidak tersedia. Kedua, lokasi belum didukung koordinat final, survei metocean, seismik, vulkanik, geoteknik, atau navigasi. Ketiga, desain reaktor dan platform hanya berupa envelope konseptual tanpa safety analysis report. Keempat, model ekonomi menggunakan asumsi deterministik dan belum memasukkan distribusi probabilitas cost overrun, delay, pajak, pembiayaan, dan risiko kurs. Kelima, estimasi produksi dibandingkan dengan listrik terdistribusi, bukan proyeksi permintaan jangka panjang dan kurva beban.

Penelitian lanjutan harus dimulai dengan opsi kapasitas, bukan langsung mengunci 250 MWe. Analisis least-cost generation expansion dapat membandingkan beberapa modul SMR dengan gas, panas bumi, hidro, penyimpanan energi, interkoneksi, dan pembangkit terbarukan. Kandidat tapak kemudian disaring secara multi-kriteria sebelum survei rinci. FEED baru dilakukan setelah grid study, site screening, regulatory engagement, dan model offtake menunjukkan prospek memadai.



Gambar 6. Tahapan keputusan yang disarankan untuk pengembangan FNPP.

KESIMPULAN

Pra-kelayakan konseptual menunjukkan bahwa FNPP dapat menjadi opsi pembangkit rendah karbon bagi wilayah kepulauan, tetapi unit 250 MWe belum dapat langsung dinyatakan sesuai untuk Maluku Utara. Pada faktor kapasitas 90%, produksi 1.971 GWh/tahun lebih tinggi sekitar 45,3% daripada listrik yang didistribusikan di provinsi tersebut. Daya unit juga lebih tinggi daripada beban rata-rata indikatif sekitar 154,9 MW, sehingga integrasi grid, cadangan terhadap trip unit, interkoneksi, kontrak off-take industri, atau penggunaan modul lebih kecil merupakan syarat utama. Model ekonomi yang direkonstruksi secara konsisten menghasilkan NPV USD 48,6 juta, IRR 8,52%, payback period 14 tahun sejak awal proyek, dan LCOE sekitar Rp1.831/kWh. Margin kelayakan sangat tipis dan dapat hilang akibat kenaikan CAPEX, penurunan tarif, faktor kapasitas lebih rendah, atau biaya pembiayaan lebih tinggi. Dari sisi teknis, struktur silinder, spread mooring sembilan tali, dan tata letak sistem hanya dapat dianggap sebagai konsep awal. Lokasi perairan Halmahera belum dapat dinyatakan layak sebelum tersedia evaluasi seismik, vulkanik, tsunami, metocean, geoteknik, dispersi, navigasi, keamanan fisik, dan kesiapsiagaan darurat. Pengembangan FNPP perlu



[Lisensi Creative Commons Atribusi 4.0 Internasional.](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

mengikuti stage-gate yang menggabungkan studi grid, survei tapak berjenjang, desain keselamatan nuklir-maritim, perizinan, partisipasi publik, dan model pembiayaan yang bankable.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Badan Pusat Statistik Kabupaten Halmahera Tengah, Kabupaten Halmahera Tengah Dalam Angka 2024. Weda, Indonesia: BPS Kabupaten Halmahera Tengah, 2024.
- [2] Badan Pusat Statistik, “Listrik yang didistribusikan menurut provinsi (GWh),” Tabel Statistik Energi, 2026.
- [3] Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia, Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional 2025–2060: Bahan Diseminasi. Jakarta, Indonesia: Ditjen Ketenagalistrikan, 2025.
- [4] International Atomic Energy Agency, Deployment of Floating Nuclear Power Plants: Benefits and Challenges, Proceedings Series STI/PUB/2145. Vienna, Austria: IAEA, 2026.
- [5] International Atomic Energy Agency, Small Modular Reactors: Advances in SMR Developments 2024. Vienna, Austria: IAEA, 2024.
- [6] International Atomic Energy Agency, Preparation of a Feasibility Study for a New Nuclear Power Plant Project, Nuclear Energy Series. Vienna, Austria: IAEA, 2025.
- [7] International Atomic Energy Agency, Economic Assessment of the Long-Term Operation of Nuclear Power Plants: Approaches and Experience, Nuclear Energy Series No. NP-T-3.25. Vienna, Austria: IAEA, 2018.
- [8] International Atomic Energy Agency, Approaches to Cost–Benefit Analysis of New Nuclear Power Programmes. Vienna, Austria: IAEA, 2023.
- [9] International Atomic Energy Agency, Site Evaluation for Nuclear Installations, IAEA Safety Standards Series No. SSR-1. Vienna, Austria: IAEA, 2019.
- [10] International Atomic Energy Agency, Site Survey and Site Selection for Nuclear Installations, IAEA Safety Standards Series No. SSG-35. Vienna, Austria: IAEA, 2015.
- [11] International Atomic Energy Agency, Seismic Hazards in Site Evaluation for Nuclear Installations, IAEA Safety Standards Series No. SSG-9 (Rev. 1). Vienna, Austria: IAEA, 2022.
- [12] International Atomic Energy Agency and World Meteorological Organization, Meteorological and Hydrological Hazards in Site Evaluation for Nuclear Installations, IAEA Safety Standards Series No. SSG-18. Vienna, Austria: IAEA, 2011.
- [13] Pemerintah Republik Indonesia, Peraturan Pemerintah Nomor 2 Tahun 2014 tentang Perizinan Instalasi Nuklir dan Pemanfaatan Bahan Nuklir. Jakarta, Indonesia, 2014.
- [14] Badan Pengawas Tenaga Nuklir, Peraturan BAPETEN Nomor 4 Tahun 2019 tentang Evaluasi Tapak Instalasi Nuklir untuk Aspek Dispersi Zat Radioaktif di Udara dan Air. Jakarta, Indonesia, 2019.
- [15] Badan Pengawas Tenaga Nuklir, “Konsultasi publik perubahan Peraturan BAPETEN Nomor 4 Tahun 2018 tentang keselamatan tapak instalasi nuklir,” Jakarta, Indonesia, 2026.
- [16] Badan Pengawas Tenaga Nuklir, “Discussion of evaluation results of PT ThorCon Power Indonesia’s site evaluation approval documents,” Jakarta, Indonesia, Apr. 2025.
- [17] J. Buongiorno, J. Jurewicz, M. Golay, and N. Todreas, “The offshore floating nuclear plant concept,” Nuclear Technology, vol. 194, no. 1, pp. 1–14, 2016, doi: 10.13182/NT15-49.
- [18] International Maritime Organization, Code of Safety for Nuclear Merchant Ships, Resolution A.491(XII). London, U.K.: IMO, 1981.
- [19] International Maritime Organization, International Convention for the Safety of Life at Sea (SOLAS), 1974, as amended. London, U.K.: IMO.
- [20] International Maritime Organization, International Code for the Safe Carriage of Packaged Irradiated Nuclear Fuel, Plutonium and High-Level Radioactive Wastes on Board Ships (INF Code). London, U.K.: IMO, 2022.
- [21] American Bureau of Shipping, Requirements for Nuclear Power Systems for Marine and Offshore Applications. Houston, TX, USA: ABS, 2024.
- [22] International Atomic Energy Agency, Legal and Institutional Issues of Transportable Nuclear Power Plants: A Preliminary Study, Nuclear Energy Series No. NG-T-3.5. Vienna, Austria: IAEA, 2013.
- [23] International Atomic Energy Agency, Technology Roadmap for Small Modular Reactor Deployment, Nuclear Energy Series. Vienna, Austria: IAEA, 2021.
- [24] ThorCon Power, “ThorCon power plant design overview,” Technical Information, 2025.



- [25] World Nuclear Association, “Nuclear power in Indonesia,” Information Library, updated Apr. 2026.
- [26] Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia, “Nuklir komponen penting dalam transisi energi,” Jakarta, Indonesia, Dec. 2025.
- [27] I. N. Pujawan, *Ekonomi Teknik*, 3rd ed. Yogyakarta, Indonesia: Lautan Pustaka, 2019.
- [28] International Energy Agency and OECD Nuclear Energy Agency, *Projected Costs of Generating Electricity 2020*. Paris, France: OECD Publishing, 2020.
- [29] DNV, *DNV-RP-C205: Environmental Conditions and Environmental Loads*. Høvik, Norway: DNV, 2021.
- [30] American Petroleum Institute, *API Recommended Practice 2SK: Design and Analysis of Stationkeeping Systems for Floating Structures*, 4th ed. Washington, DC, USA: API, 2023.

