

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Permasalahan perubahan iklim global telah menarik perhatian dunia secara luas. Ketergantungan terhadap sumber energi fosil, terutama minyak bumi, gas alam, dan batubara, bukan hanya menciptakan volatilitas harga energi yang dipengaruhi oleh dinamika pasar internasional (Sechan et al., 2024), namun juga memberikan dampak yang merugikan terhadap lingkungan hidup melalui peningkatan konsentrasi gas rumah kaca di atmosfer. Data dari International Energy Agency mengungkapkan bahwa kontribusi sektor energi terhadap total emisi karbon global mencapai lebih dari 70% (IRENA, 2022).

Situasi ini mendesak setiap negara, termasuk Indonesia, untuk mengakselerasi transisi menuju energi yang bersih dan dapat diperbarui sebagai implementasi dari komitmen dalam *Paris Agreement* (Paris Agreement, 2019). Indonesia telah menyatakan komitmen untuk menurunkan emisi karbon sebesar 29% melalui upaya mandiri dan mencapai penurunan hingga 41% dengan bantuan internasional pada tahun 2030. Pencapaian target ini hanya dimungkinkan melalui transformasi bauran energi nasional ke arah sumber energi baru terbarukan, yang menjadi strategi kunci dalam mencapai target emisi nol bersih (Imelda, 2023).

Indonesia menargetkan pencapaian *Net Zero Emissions* (NZE) pada tahun 2060, sehingga sektor ketenagalistrikan memegang peran strategis dalam upaya dekarbonisasi nasional. Meskipun memiliki potensi energi terbarukan yang besar, bauran energi listrik Indonesia hingga saat ini masih didominasi oleh pembangkit berbasis fosil. Panas bumi memiliki peran penting sebagai sumber energi baseload yang andal dalam mendukung transisi energi, terutama ketika dikombinasikan dengan energi terbarukan intermiten seperti surya dan angin (Geothermal et al., 2025). Temuan tersebut menegaskan bahwa pengembangan pembangkit listrik tenaga panas bumi menjadi salah satu opsi strategis

untuk menjamin keandalan sistem kelistrikan nasional sekaligus mendukung pencapaian target pengurangan emisi karbon jangka panjang

Dalam konteks nasional, Indonesia telah menetapkan target bauran energi terbarukan sebesar 23% pada tahun 2025 sebagaimana tercantum dalam Rencana Umum Energi Nasional (KESDM, 2025). Namun, hingga tahun 2022, realisasi bauran energi baru mencapai 14,1%, yang menunjukkan kesenjangan besar antara target dan pencapaian (Sechan et al., 2024). Indonesia sebagai salah satu negara berkembang menghadapi tantangan ganda, yaitu memenuhi kebutuhan energi listrik yang terus meningkat seiring pertumbuhan ekonomi dan populasi, sekaligus bertransisi ke energi bersih.

Secara geografis, Indonesia berada pada jalur *Ring of Fire* Pasifik yang menempatkannya sebagai negara dengan cadangan panas bumi terbesar di dunia, dengan potensi sekitar 28–29,5 GW atau sekitar 40% dari total cadangan global (Yudistira Kasra, 2020). Namun, hingga akhir tahun 2022, kapasitas terpasang baru mencapai sekitar 2.356 MW atau kurang dari 10% dari total potensi yang tersedia (Li et al., 2022). Situasi ini mengindikasikan bahwa sebagian besar potensi panas bumi Indonesia masih belum dimanfaatkan secara optimal.

Provinsi Nusa Tenggara Timur (NTT) merupakan salah satu wilayah dengan potensi energi panas bumi yang substansial namun pemanfaatannya belum optimal. Sebagai provinsi kepulauan dengan kondisi geografis yang menantang, NTT masih menghadapi permasalahan pemerataan akses energi dan keterbatasan infrastruktur kelistrikan (Imelda, 2023). Meskipun rasio elektrifikasi menunjukkan tren peningkatan, beberapa daerah seperti Lembata, Sumba Tengah, dan Alor masih mengalami keterbatasan dalam akses terhadap listrik. Dalam konteks ini, pengembangan pembangkit energi yang berbasis pada sumber daya lokal seperti tenaga surya dan panas bumi menjadi solusi strategis yang tepat (Kuswardono, 2023).

Salah satu lokasi potensial di NTT adalah Kecamatan Atadei di Kabupaten Lembata, yang telah ditetapkan sebagai Wilayah Kerja Panas Bumi (WKP) sejak 2017 (Saptadji, 2009). Berdasarkan hasil survei geologi, geokimia, dan geofisika, Atadei diperkirakan memiliki potensi energi panas bumi sebesar 40 MW dengan rencana awal pembangunan PLTP 2×5 MW sebagaimana tercantum dalam Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PLN 2021–2030 (PLN, 2021), Data reservoir

menunjukkan suhu sekitar 235°C dengan karakteristik fluida bersifat asam (pH 4,6–4,7) (I. Amalia & S. Suryantini., 2024).

Sistem kelistrikan di Lembata saat ini masih didominasi PLTD dengan beban puncak 5,7 MW dan daya mampu 6,5 MW, sehingga rawan gangguan pasokan bahan bakar dan biaya operasi tinggi. Beberapa desa di Atadei bahkan belum sepenuhnya teraliri listrik akibat kondisi geografis pegunungan dan akses transportasi terbatas (Kuswardono, 2023). Oleh karena itu, pembangunan PLTP Atadei menjadi langkah penting dalam menyediakan pasokan listrik yang bersih, stabil, dan berkelanjutan sesuai dengan Peraturan Presiden No. 112 Tahun 2022 tentang percepatan pengembangan EBT (Perpres, 2022).

Beberapa penelitian sebelumnya telah menganalisis aspek keekonomian PLTP di Indonesia, namun mayoritas berfokus pada wilayah dengan infrastruktur lebih maju. Studi pada proyek PLTP 2×20 MW di Sulawesi Utara menunjukkan bahwa kelayakan finansial proyek sangat dipengaruhi oleh tarif jual listrik dan biaya pengeboran; nilai NPV baru menjadi positif ketika dimodelkan dengan skema pembiayaan tertentu (Timpal et al., 2024). Penelitian pada PLTP Gunung Talang di Sumatera Barat menegaskan pentingnya dukungan kebijakan dan subsidi hingga 80% agar proyek layak dijalankan (Ferdhiyanto et al., n.d.). Sementara studi BPPT terhadap PLTP skala kecil menemukan bahwa biaya pembangkitan di wilayah Indonesia Timur mencapai 9–28 sen USD/kWh, jauh di atas tarif jual listrik PLN sebesar 9,7 sen USD/kWh, yang membuat proyek sulit direalisasikan tanpa adanya *feed-in tariff* khusus (Sugiyono, 2012).

Berdasarkan hasil-hasil tersebut, tampak bahwa penelitian tentang kelayakan finansial PLTP di Indonesia masih berfokus pada proyek skala besar. Kajian yang secara komprehensif menggabungkan analisis finansial (NPV, IRR, Payback Period, BCR, dan PI) dengan analisis sensitivitas serta konteks wilayah terpencil di Indonesia Timur masih jarang dilakukan.

Meskipun energi panas bumi memiliki potensi besar untuk mendukung transisi energi nasional, pengembangannya tidak terlepas dari berbagai risiko yang signifikan. Dari sisi teknis menjadi tantangan utama karena kegiatan eksplorasi dan pengeboran memerlukan biaya sangat besar, sementara terdapat kemungkinan kegagalan menemukan

cadangan yang memadai (*dry hole*) serta risiko penurunan kinerja reservoir yang dapat meningkatkan biaya operasi dan pemeliharaan.

Risiko finansial juga tidak kalah penting, mengingat proyek PLTP membutuhkan investasi awal yang tinggi, masa pengembangan yang panjang (5–7 tahun), serta infrastruktur pendukung yang seringkali mahal di daerah terpencil. Apabila kondisi reservoir tidak sesuai perkiraan, maka proyek berpotensi tidak mampu mencapai tingkat pengembalian investasi yang layak (Wishnu et al., 2024). Selain itu, risiko pasar turut memengaruhi keekonomian proyek. Selain itu, risiko pasar turut memengaruhi keekonomian proyek. Harga jual listrik panas bumi yang ditetapkan dalam *Power Purchase Agreement (PPA)* seringkali dianggap terlalu rendah, sehingga mengurangi daya tarik proyek bagi investor (Wishnu et al., 2024).

Risiko Finansial proyek PLTP juga sangat dipengaruhi oleh sensitivitas terhadap perubahan biaya modal *discount rate*, inflasi dan perubahan tarif listrik. Studi terdahulu menunjukkan bahwa kelayakan finansial PLTP sangat sensitif dapat mengubah proyek dari kondisi layak menjadi tidak layak (Sugiyono, 2012). Demikian pula, perubahan kebijakan tarif Harga Pembelian Tenaga Listrik (HPTL) yang ditetapkan dalam dapat berdampak langsung pada *revenue stream* proyek. (Perpres RI, 2022). Selain itu, risiko sosial terkait penolakan masyarakat adat, pengadaan lahan tanah ulayat, dan miskonsepsi teknis mengenai dampak lingkungan juga perlu dikelola dengan baik melalui pendekatan partisipatif dan transparansi informasi. Risiko-risiko ini saling berinteraksi dan dapat memperpanjang masa pengembangan proyek serta meningkatkan biaya investasi secara keseluruhan, sehingga memerlukan strategi mitigasi yang komprehensif dan terukur.

Indonesia menargetkan pencapaian Net Zero Emissions (NZE) pada tahun 2060, sehingga sektor ketenagalistrikan memegang peran strategis dalam upaya dekarbonisasi nasional. Meskipun memiliki potensi energi terbarukan yang besar, bauran energi listrik Indonesia hingga saat ini masih didominasi oleh pembangkit berbasis fosil. Panas bumi memiliki peran penting sebagai sumber energi baseload yang andal dalam mendukung transisi energi, terutama ketika dikombinasikan dengan energi terbarukan intermiten seperti surya dan angin (Luigi et al., 2025). Temuan tersebut menegaskan bahwa pengembangan pembangkit listrik tenaga panas bumi menjadi salah satu opsi strategis

untuk menjamin keandalan sistem kelistrikan nasional sekaligus mendukung pencapaian target pengurangan emisi karbon jangka panjang.

Selain risiko-risiko di atas, analisis kelayakan finansial PLTP juga sangat bergantung pada validitas asumsi-asumsi dasar yang digunakan dalam proyeksi keuangan jangka panjang. Salah satu asumsi kritis yang seringkali diabaikan adalah dampak inflasi terhadap biaya operasional dan pemeliharaan (OPEX). Penelitian-penelitian terdahulu cenderung menggunakan asumsi OPEX yang konstan selama masa operasi pembangkit, padahal dalam realitas operasional, biaya-biaya tersebut akan mengalami eskalasi seiring dengan laju inflasi. Data Bank Indonesia menunjukkan bahwa target inflasi Indonesia sebesar 2,3% (Bank Indonesia, Inflasi, 2025) yang berarti OPEX proyek PLTP yang didenominasi dalam mata uang lokal maupun dolar AS akan mengalami kenaikan bertahap dari tahun ke tahun. Mengabaikan faktor eskalasi ini dapat mengakibatkan *underestimation* terhadap total biaya operasional dan *overestimation* terhadap profitabilitas proyek, sehingga hasil analisis kelayakan menjadi terlalu optimis dan tidak mencerminkan kondisi riil yang akan dihadapi.

Asumsi kedua yang perlu mendapat perhatian khusus adalah pola produksi listrik sepanjang umur operasi PLTP. Mayoritas studi kelayakan mengasumsikan bahwa capacity factor dan produksi listrik akan tetap konstan pada tingkat optimal (85-90%) selama 25-30 tahun umur proyek. Namun, studi empiris terhadap PLTP yang telah beroperasi menunjukkan adanya penurunan kinerja reservoir seiring waktu. Penelitian yang dilakukan terhadap PLTP berkapasitas 24 MW menunjukkan bahwa setelah 10 tahun operasi, pembangkit tidak dapat lagi mempertahankan output pada kapasitas penuh, dengan penurunan sekitar 51.645 jam operasi di bawah output nominal (Gurturk, 2025). Penurunan produksi ini disebabkan oleh berbagai faktor teknis seperti penurunan tekanan reservoir, perubahan karakteristik fluida, scaling pada peralatan, serta kebutuhan akan makeup drilling untuk mempertahankan produktivitas sumur. Mengabaikan fenomena degradasi produksi ini akan menyebabkan proyeksi revenue yang terlalu tinggi, terutama pada fase akhir operasi proyek, sehingga indikator kelayakan finansial seperti NPV dan IRR menjadi tidak akurat.

Asumsi ketiga yang memerlukan evaluasi kritis adalah stabilitas harga jual listrik (HPTL) dalam jangka panjang. Meskipun HPTL untuk PLTP telah ditetapkan dalam

Peraturan Presiden No. 112 Tahun 2022, proyeksi pendapatan dalam studi kelayakan perlu mempertimbangkan dinamika pasar energi terbarukan yang berkembang pesat. Data terkini menunjukkan bahwa biaya pembangunan solar photovoltaic yang dipasangkan dengan *battery storage* telah mencapai USD 76/MWh atau setara USD 0,076/kWh di luar China dan Amerika Serikat (Drisroll, 2026). Penurunan biaya teknologi solar dan storage ini menciptakan tekanan kompetitif terhadap tarif listrik panas bumi, terutama untuk periode kontrak jangka panjang. Dalam konteks regulasi energi yang dinamis, terdapat kemungkinan penyesuaian kebijakan tarif untuk menjaga daya saing antara berbagai jenis energi terbarukan, yang dapat berdampak pada revenue stream PLTP di tahun-tahun mendatang. Oleh karena itu, analisis sensitivitas terhadap variasi HPTL menjadi sangat penting untuk mengantisipasi skenario perubahan kebijakan tarif yang dapat terjadi selama umur operasi proyek.

Mengingat tingginya sensitivitas hasil analisis kelayakan finansial terhadap asumsi-asumsi mendasar tersebut, penelitian ini tidak hanya menggunakan pendekatan analisis deterministik dengan asumsi statis, tetapi juga mengembangkan analisis sensitivitas multivariabel untuk menguji ketahanan kelayakan proyek terhadap perubahan berbagai parameter kunci. Pendekatan ini memungkinkan identifikasi batas-batas toleransi (*threshold*) di mana proyek masih dapat dikatakan layak secara finansial, serta memberikan gambaran mengenai risiko-risiko yang mungkin timbul apabila kondisi aktual menyimpang dari asumsi baseline. Dengan demikian, hasil penelitian tidak hanya memberikan jawaban "layak" atau "tidak layak", tetapi juga memetakan spektrum kelayakan proyek di bawah berbagai skenario operasional dan kondisi pasar, yang pada akhirnya dapat menjadi dasar pengambilan keputusan yang lebih informed bagi stakeholder terkait.

Oleh karena itu, penelitian ini membandingkan dua skenario analisis kelayakan finansial, yaitu asumsi konstan dan asumsi realistis. Pada skenario asumsi konstan, biaya operasional (OPEX) diasumsikan tetap sepanjang umur proyek, *capacity factor* dijaga pada tingkat optimal (90%), dan harga jual listrik (HPTL) tidak mengalami perubahan selama masa operasi. Sementara itu, pada skenario asumsi realistis, OPEX diasumsikan mengalami eskalasi akibat inflasi sebesar 2,3% per tahun sesuai target Bank Indonesia, *capacity factor* mengalami penurunan bertahap seiring degradasi reservoir selama 25

tahun umur operasi. Perbandingan kedua skenario ini disajikan secara komprehensif melalui indikator NPV, IRR, Payback Period, BCR, dan Profitability Index, dengan tujuan untuk menunjukkan seberapa signifikan perbedaan hasil kelayakan finansial apabila asumsi yang digunakan lebih mencerminkan kondisi operasional nyata di lapangan, sehingga memberikan dasar yang lebih kokoh bagi pengambilan keputusan investasi oleh para pemangku kepentingan.

Analisis kelayakan finansial dalam penelitian ini menggunakan tiga indikator utama, yaitu *Net Present Value (NPV)*, *Internal Rate of Return (IRR)*, dan *Payback Period (PP)*. Ketiga indikator tersebut digunakan untuk menilai nilai tambah ekonomi, tingkat pengembalian investasi, serta waktu pengembalian modal. Pendekatan ini memungkinkan penilaian menyeluruh terhadap profitabilitas dan risiko investasi, terutama dalam konteks proyek berisiko tinggi seperti PLTP. Untuk menilai kelayakan proyek berisiko tinggi seperti PLTP, diperlukan pendekatan kuantitatif melalui tiga indikator finansial utama, yaitu Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), dan Payback Period (PP).

Net Present Value (NPV) mengukur selisih antara nilai sekarang arus kas masuk dan arus kas keluar selama umur proyek. Proyek dinyatakan layak apabila NPV bernilai positif karena menunjukkan adanya penambahan nilai ekonomi setelah mempertimbangkan nilai waktu uang.

Internal Rate of Return (IRR) merupakan tingkat pengembalian investasi yang menjadikan nilai NPV sama dengan nol. Suatu proyek dinilai layak apabila nilai IRR mendekati atau lebih besar dari tingkat diskonto (*discount rate*), karena kondisi tersebut menunjukkan bahwa tingkat pengembalian investasi mampu menutup biaya modal yang digunakan. Semakin besar selisih IRR semakin tinggi margin keuntungan dan semakin menarik proyek untuk direalisasikan. Pada proyek panas bumi skala kecil di kawasan Asia Tenggara (sekitar 2×5 MW), IRR umumnya berada pada kisaran sekitar 10%–12%

tergantung struktur pembiayaan dan risiko reservoir, sehingga nilai tersebut sering dijadikan acuan kewajaran investasi geothermal (Raymond Hendriawan, 2026).

Payback Period (PP) menunjukkan waktu yang dibutuhkan untuk mengembalikan investasi awal dari arus kas proyek. Semakin singkat periode pengembalian, semakin rendah risiko ketidakpastian jangka panjang yang ditanggung investor.

Urgensi PLTP Atadei penting untuk mendukung transisi energi di NTT, mengurangi ketergantungan pada PLTD, serta menghadirkan listrik yang stabil dan ramah lingkungan. Gap Penelitian mengenai PLTP di Indonesia umumnya masih berfokus pada proyek di Jawa atau Sumatra dengan infrastruktur yang lebih maju. Studi keekonomian di daerah terpencil dengan kondisi geografis sulit seperti Atadei masih sangat terbatas (Timpal et al., 2024 dan Sugiyono, 2012).

Kebaruan (*novelty*) penelitian ini terletak pada integrasi analisis finansial dan risiko dalam satu kerangka kuantitatif yang komprehensif untuk proyek PLTP skala menengah di wilayah terpencil. Dengan metode *capital budgeting* dan analisis sensitivitas multivariabel, penelitian ini menguji ketahanan proyek terhadap kapasitas factor dan *discount rate*.

Penelitian ini bersifat studi kelayakan dengan menggunakan data sekunder yang diperoleh dari berbagai sumber terpercaya, seperti (RUPTL, 2025) dan hasil studi terdahulu yang relevan dengan konteks proyek PLTP di Indonesia. Data mengenai biaya investasi/CAPEX dan discount rate 4,8% diadaptasi dari penelitian (Ayu et al., 2022) pada proyek PLTP serupa di Maluku Utara, Data Harga Pembelian Tenaga Listrik dan Faktor lokasi di adaptasi dari (Perpres RI, 2022). Data mengenai kapasitas factor di adaptasi dari penelitian terdahulu (Dipayana & Ramadhan, 2022) dan (Dipayana & Ramadhan, 2022) Dengan pendekatan ini, penelitian diharapkan mampu memberikan gambaran mengenai potensi keekonomian dan risiko proyek PLTP Atadei.

Selain memberikan kontribusi teoretis terhadap literatur ekonomi teknik dan pembiayaan energi panas bumi, hasil penelitian ini juga diharapkan memiliki nilai praktis yang signifikan. Temuan yang dihasilkan dapat menjadi bahan pertimbangan bagi PLN, pemerintah daerah, maupun investor dalam menyusun strategi pembiayaan, pengelolaan risiko, serta pengambilan keputusan investasi untuk proyek energi terbarukan di wilayah terpencil. Dengan demikian, penelitian ini tidak hanya berkontribusi pada pengembangan

ilmu pengetahuan, tetapi juga mendukung percepatan transisi energi bersih dan kemandirian energi daerah di kawasan Indonesia Timur, khususnya Kabupaten Lembata, Nusa Tenggara Timur.

1.2 Rumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang di atas, rumusan masalah dalam penelitian ini adalah:

1. Bagaimana struktur biaya investasi (CAPEX) dan biaya operasional (OPEX) pada rencana pembangunan PLTP Atadei 2×5 MW?
2. Bagaimana kelayakan finansial proyek PLTP Atadei berdasarkan *indikator Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), Payback Period (PP), Benefit Cost Ratio (BCR), dan Profitability Index (PI)*?
3. Bagaimana pengaruh perubahan discount rate, eskalasi OPEX akibat inflasi, dan penurunan kapasitas faktor terhadap kelayakan finansial proyek pada kedua asumsi tersebut?

1.3 Tujuan Penelitian

Berdasarkan rumusan masalah tersebut, tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Menganalisis struktur biaya investasi (*Capital Expenditure/CAPEX*) dan biaya operasional (*Operational Expenditure/OPEX*) pada rencana pembangunan Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP) Atadei berkapasitas 2×5 MW secara sistematis guna memperoleh gambaran komprehensif mengenai komponen biaya utama proyek.
2. Menilai kelayakan finansial proyek PLTP Atadei dengan menggunakan indikator kelayakan investasi, yaitu Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), Payback Period (PP), Benefit Cost Ratio (BCR), dan Profitability Index (PI), sebagai dasar evaluasi keputusan investasi.
3. menganalisis pengaruh perubahan discount rate, eskalasi biaya operasional akibat inflasi (OPEX), dan penurunan kapasitas factor terhadap kelayakan finansial proyek PLTP Atadei pada asumsi konstan dan asumsi realistis berdasarkan indikator NPV, IRR, Payback Period, BCR, dan Profitability Index (PI).

1.4 Manfaat Penelitian

Penelitian ini diharapkan dapat memberikan manfaat sebagai berikut:

1. Bagi Pemerintah Daerah: Memberikan gambaran mengenai potensi pengembangan PLTP Atadei serta kontribusinya terhadap ketahanan energi daerah, penyediaan energi bersih, dan pertumbuhan ekonomi lokal di Kabupaten Lembata.
2. Bagi Investor: Menyediakan analisis komprehensif terkait kelayakan finansial proyek PLTP Atadei sebagai dasar pengambilan keputusan investasi, termasuk evaluasi risiko dan sensitivitas.
3. Bagi Masyarakat Lokal: Memberikan informasi mengenai manfaat ekonomi dan sosial dari pembangunan PLTP Atadei, seperti peluang kerja, peningkatan infrastruktur, dan dukungan terhadap transisi energi bersih.
4. Bagi Peneliti dan Akademisi: Menjadi referensi bagi penelitian selanjutnya mengenai studi kelayakan finansial proyek energi terbarukan, khususnya panas bumi di kawasan timur Indonesia.

1.5 Batasan Penelitian

Agar penelitian ini dapat dilakukan secara fokus dan mendalam, maka ditetapkan ruang lingkup dan batasan penelitian sebagai berikut:

1. Fokus Analisis Finansial: Penelitian hanya membahas kelayakan finansial pembangunan PLTP Atadei dengan menggunakan metode NPV, IRR, dan PP.
2. Perhitungan Biaya Investasi: Analisis mencakup estimasi biaya pembangunan PLTP berkapasitas 10 MW (2×5 MW), meliputi Biaya CAPEX dan OPEX
3. Proyeksi Pendapatan: Menghitung potensi pendapatan dari penjualan listrik berdasarkan tarif yang berlaku sesuai regulasi pemerintah.
4. Analisis Sensitivitas: Penelitian hanya mempertimbangkan perubahan parameter kunci finansial, yaitu harga jual listrik, biaya investasi, dan kapasitas produksi.
5. Tidak Membahas Aspek Teknis Detail: Penelitian tidak mengulas secara rinci aspek teknis eksplorasi maupun teknologi pembangkit yang digunakan.
6. Penelitian ini hanya membahas risiko secara garis besar sebagai konteks pendukung analisis, tanpa melakukan pendalaman kuantitatif terhadap risiko sosial, regulasi, dan lingkungan, karena fokus utama penelitian diarahkan pada penilaian kelayakan finansial menggunakan pendekatan *Net Present Value* (NPV), *Internal Rate of Return* (IRR), dan *Payback Period*.
7. Tidak Membahas Aspek Lingkungan dan social dan Regulasi Secara Mendalam: Penelitian tidak menilai dampak lingkungan atau regulasi secara kuantitatif.
8. Penelitian ini bersifat *pre-feasibility study* atau studi kelayakan tahap awal karena tidak memiliki data riil dari lapangan, sehingga seluruh perhitungan menggunakan data asumsi yang di adaptasi dari penelitian terdahulu. Hasil penelitian ini perlu di validasi lebih lanjut melalui studi kelayakan detail (*feasibility study*) dengan data primer dari eksplorasi langsung