

Life Cycle Cost Assesment Pemanfaatan Biogas POME Untuk Energi Alternatif Menuju Dekarbonisasi Dan Keberlanjutan

Life Cycle Cost Assessment of Biogas Utilization POME for Alternative Energy Toward Decarbonization and Sustainability

**Muhammad Akmal Agustira^{*}, Mohammad Yani¹, Sudradjat¹, Mahfud¹, Hermawan Prasetya²,
Zulfi Primasani, dan Rizki Amalia**

Abstrak Limbah cair kelapa sawit atau dikenal dengan *palm oil mill effluent* (POME) menjadi sumber emisi yang berdampak terhadap lingkungan terutama pada gas rumah kaca, eutrofikasi asidifikasi. Namun, POME potensial dimanfaatkan sebagai energi baru terbarukan sekaligus menurunkan dampak lingkungan dengan memanfaatkan biogas dengan teknologi *methane capture*. Penelitian bertujuan menganalisis dampak ekonomi dan finansial dari pemanfaatan POME dalam 4 skema yaitu co-firing (skema 1), listrik (skema 2), bio CNG substitusi bensin (skema 3) dan bio CNG substitusi LPG (skema 4). Penelitian dilakukan pada 3 PKS di Riau berkapasitas 45-60 ton TBS/jam yang telah menerapkan teknologi pemanfaatan POME yang berbeda. Metode penelitian yang digunakan yaitu *Life Cycle Cost Analysis* (LCCA), *Levelized cost* (LC) dan analisis kelayakan finansial. Hasil menunjukan bahwa nilai LCCA yaitu Rp26,55 milyar (skema 1), Rp 81,84 milyar (skema 2), 253,10 milyar (skema 3), 165,25 milyar (Skema 4). LC untuk masing masing skema Rp. 42,06 /Mj, Rp 1.143,57/kWh, Rp 8.500,27/LSP, Rp 6.526,41 /kg. Sedangkan harga jual masing masing skema Rp 34,49/MJ,LC, Rp 1.444,70 per kWh, Rp 8.500,27/LSP ,Rp.4.500/LSP, Rp 6.526,41 /kg Berdasarkan nilai tersebut skema 2 dan 4 Layak secara LCCA namun untuk skema 1 dan 3 tidak layak secara LCCA. Analisis kelayakan finansial mengindikasikan bahwa

Penulis yang tidak disertai dengan catatan kaki instansi adalah peneliti pada Pusat Penelitian Kelapa Sawit

Muhammad Akmal Agustira* (✉)
Pusat Penelitian Kelapa Sawit
Jl. Brigjen Katamso No. 51 Medan 20158 Indonesia
Email : agustira_akmal@yahoo.com

¹ IPB University, Bogor

² BRIN, Jakarta

hanya skema 3 yang tidak layak. Analisis sensitivitas menunjukkan kelayakan finansial dipengaruhi oleh kapasitas olah PKS, kandungan COD, konsentrasi POME, kandungan metana dan harga jual energi yang dihasilkan. Skema 1 merupakan opsi rendah karbon dan biaya untuk dekarbonisasi internal PKS, hal ini terkait tidak diperlukan infrastruktur baru untuk distribusi gas terkompresi. Pengembangan Bio-CNG lebih sesuai untuk substitusi bahan bakar eksternal dan strategi jangka panjang menuju *carbon neutrality* di sektor transportasi maupun industri untuk pengembangan energi baru terbarukan.

Kata Kunci: Dekarbonisasi, LCA, LCCA, Methane Capture, POME

Abstract Pome is a source of emissions that affect the environment, especially as a source of greenhouse gases, eutrophication, and acidification. However, pome also has the potential to be used as a renewable energy source and to minimize environmental impacts by producing biogas with methane capture technologies. This study aims to analyse the economic and financial implications of POME utilization under four schemes co-firing (scheme 1), electricity (scheme 2), bio-CNG as a gasoline substitute (scheme 3), and bio-CNG as an LPG substitute (scheme 4). The analysis was conducted at three palm oil mills in Riau each processing 45-60 tons fresh fruit bunch (FFB) per hour and employing district POME utilization technologies. The methodologies employed include life cycle cost analysis (LCCA), levelized cost (LC) and financial feasibility analysis. The LCCA results are IDR 26.55 billion for scheme 1, IDR 81.84 billion for scheme 2, IDR 253.10 billion for scheme 3, and IDR 165.25 billion for scheme 4. The LC for each scheme is IDR 42.06 per MJ, IDR 1,143.57 per kWh, IDR 8,500.27 per

LSP, and IDR 6,526.41 per kg, respectively. The corresponding selling prices are IDR 34.49 per MJ, IDR 1,444.70 per kWh, IDR 8,500.27 per LSP, IDR 4,500 per LSP, and IDR 6,526.41 per kg. The results indicate that schemes 2 and 4 are feasible according to LCCA, while schemes 1 and 3 are not. Financial feasibility analysis further demonstrates that only scheme 3 is not viable. Overall, scheme 1 provides a low-carbon, cost-effective solution for internal decarbonization of PKS, as it does not necessitate additional infrastructure for compressed gas distribution. Conversely, bio-CNG development is more suitable as a substitute for external fuels and as a long-term approach to achieving carbon neutrality in the transportation and industrial sectors, thereby supporting the advancement of new and renewable energy.

Keywords: Decarbonization, LCA, LCCA, Methane Capture, POME.

PENDAHULUAN

Limbah cair kelapa sawit atau dikenal dengan *palm oil mill effluent* (POME) merupakan kendala terbesar kedua setelah perubahan lahan untuk perkebunan kelapa sawit dalam menghasilkan emisi (Razak *et al.*, 2022). POME merupakan limbah cair dari proses ekstraksi minyak, pencucian dan pembersihan pengolahan Tandan Buah Segar (TBS) pada Pabrik Kelapa Sawit - PKS (Pangarso *et al.*, 2022), yang menghasilkan POME 0,6-0,7 m³ setiap ton PKS yang diolah (Nasution *et al.*, 2020). Memiliki kandungan bahan organik yang tinggi dan apabila tidak dikelola dengan tepat, dapat menimbulkan dampak lingkungan signifikan, termasuk emisi gas rumah kaca (GRK) seperti metana (CH₄) dan karbon dioksida (CO₂) (Putro, 2021). Setiap ton POME menghasilkan 25-28 m³ biogas (Suprihatin *et al.*, 2024). Pada pengolahan kolam terbuka akan dihasilkan emisi sekitar 12,36 CH₄/ton POME (Putro, 2021) dan jika 1 kg gas metan setara 25 kg gas CO₂ (IPCC, 2019), maka emisi karbon yang dihasilkan yaitu sebesar 309 kg CO₂eq/ton POME (Suprihatin *et al.*, 2024). Kandungan bahan organik yang tinggi pada POME juga menyebabkan pencemaran terrestrial dan perairan, *eutrofikasi* dan *acidifikasi* yang berdampak pada kerusakan ekosistem dan ketersediaan sumber daya alam (Sharvini *et al.*, 2019).

Namun, POME sangat potensial menghasilkan

energi baru terbarukan (*renewable*) dan berkelanjutan (*sustainable*) yaitu dengan memanfaatkan biogas melalui penangkapan gas metana pada proses pengolahan anaerobik POME sehingga mengurangi emisi gas rumah kaca (Nasrin *et al.*, 2022). Pemanfaatan teknologi penangkapan metan saat ini di PKS, yaitu *co-firing*, menghasilkan listrik (*electricity*) dan bio-CNG. *Co-firing* merupakan pembakaran dua jenis bahan bakar yang berbeda dalam satu sistem pembakaran pada boiler PKS (Sucahyo *et al.*, 2019). Bahan bakar boiler berupa cangkang dan fiber dapat digantikan oleh biogas POME sehingga cangkang dan fiber dapat dijual untuk menghasilkan pendapatan dan mengurangi pembakaran biomassa sehingga mengurangi emisi (Sari *et al.*, 2023). Biogas POME yang dimanfaatkan sebagai penghasil listrik dapat memenuhi kebutuhan pabrik dan mendukung usaha lain dalam satu grup perusahaan untuk mengurangi biaya bahan bakar ataupun dapat dijual ke jaringan PLN sehingga meningkatkan keuntungan dan pengurangan emisi (Hakim & Valentino, 2019). Bio CNG dapat diaplikasi pada industri sebagai bahan bakar mesin, transportasi dan untuk proses pemanasan melalui pembakaran serta untuk kebutuhan rumah tangga (Febijanto *et al.*, 2024).

Pengelolaan POME secara berkelanjutan dengan *methan capture* memberikan nilai tambah ekonomi, pemanfaatan ini juga berpotensi menjadi program dekarbonisasi melalui pengurangan emisi GRK yang dihasilkan dari degradasi anaerobik limbah cair sawit konvensional dan sekaligus menghasilkan energi baru dan terbarukan (Putro, 2021). Program dekarbonisasi untuk memenuhi komitmen penanggulangan perubahan iklim pemerintah Indonesia dengan menurunkan emisi GRK dalam bentuk *National Determined Contribution* (NDC). Penurunan target emisi GRK sebesar 31,89% dengan kondisi business as usual secara mandiri dan sampai 43,20% dengan dukungan internasional pada tahun 2030 dan pemenuhan target penurunan net zero emission pada tahun 2050 (ICCTF, 2023).

Konteks keberlanjutan, tidak hanya berfokus pada manfaat teknis dan aspek lingkungan. Namun pendekatan penilaian kelayakan proyek secara menyeluruh dibutuhkan, termasuk aspek biaya sepanjang siklus hidup teknologi (Franca *et al.*, 2021). *Life cycle cost analysis* (LCCA) menjadi perangkat penting untuk mengevaluasi total biaya dari tahap

perencanaan, pembangunan proyek, operasional, pemeliharaan hingga akhir masa operasional instalasi biogas Pengambilan keputusan dapat diambil melalui LCCA dengan mengidentifikasi struktur biaya yang paling berdampak, menganalisis *trade off* antara investasi awal dan operasional jangka panjang serta menentukan alternatif pemanfaatan biogas yang paling ekonomi baik untuk cofiring, listrik maupun bio CNG. Impelementasi LCCA melalui pemanfaatan POME dapat memberikan pondasi yang kuat bagi perencanaan strategis, peningkatan efisiensi biaya, dan pengambilan keputusan yang seimbang antara kinerja ekonomi dan keberlanjutan lingkungan (Altaf *et al.*, 2022).

Analisis finansial dapat melengkapi LCA untuk pendekatan indikator dan tolak ukur operasional sejauh mana sistem pengelolaan dan proses produksi dalam batas dampak lingkungan namun tetap memenuhi tingkat keuntungan yang diharapkan oleh perusahaan agar berkelanjutan (Fregonara *et al.*, 2018). Integrasi kedua analisis ini menjadi dasar pengambilan keputusan untuk menentukan alternatif dengan biaya siklus hidup terendah dan memberikan profitabilitas yang memadai. Kombinasi kedua analisis tersebut menghasilkan keputusan yang lebih seimbang dan berkelanjutan.

Studi literatur mengindikasikan bahwa penelitian terkait kajian ekonomi POME hanya fokus pada aspek teknoekonomi dengan pendekatan analisis finansial dan hanya satu pemanfaatan POME. Penelitian tersebut diantaranya Sugiono *et al.* (2019) yang membahas analisis ekonomi dengan pendekatan analisis finansial untuk pembangkit tenaga listrik, Sucahyo *et al.* (2019) melakukan kajian finansial terakhir teknis biogas pome cofiring dan Febiyanto *et al.* (2024) membahas tekno *enviro economic* terkait analisis finansial bio CNG serta penelitian Hakim & Lukman (2019) yang membahas teknoekonomi dengan pendekatan finansial terhadap pemanfaatan biogas untuk pembangkit listrik, cofiring dan bio CNG.

Untuk mengisi celah tersebut, penelitian ini mengusulkan pendekatan tidak hanya secara finansial tetapi terintegrasi dengan LCCA dalam batas sistem *cradle-to-gate*. Pendekatan penelitian ini tidak hanya menghitung penilaian kelayakan ekonomi secara komprehensif terhadap arus kas (berdasarkan investasi, biaya operasional, biaya umum), namun diperluas dengan ruang lingkup evaluasi dengan

memasukkan biaya siklus hidup secara keseluruhan, termasuk biaya mitigasi lingkungan, biaya eksternalitas, biaya penurunan emisi, serta biaya akhir masa pakai instalasi biogas. Penelitian ini mengintegrasikan pendekatan secara lebih holistic dalam penilaian ekonomi untuk alternatif skema pemanfaatan biogas pome (*cofiring*, bio CNG dan listrik).

Studi ini bertujuan untuk menganalisis secara komprehensif dampak ekonomi, dan menganalisis secara profitabilitas pemanfaatan POME untuk 4 skema yaitu Co-firing (skema 1), listrik (skema 2), bio CNG pengganti bensin (skema 3) dan bio CNG pengganti LPG (skema 4). LCCA menganalisis seluruh biaya yang timbul sepanjang siklus hidup teknologi pengolahan limbah, sejak investasi awal hingga operasional dan pemeliharaan, sedangkan analisis kelayakan finansial untuk mengukur tingkat profitabilitas sepanjang umur proyek. Integrasi kedua metode ini sangat penting dalam rangka menyeimbangkan kepentingan lingkungan dan ekonomi, serta sebagai dasar pengambilan keputusan teknologi pemanfaatan POME yang optimal dan menentukan opsi teknologi yang paling baik menghasilkan profitabilitas dan berkelanjutan.

BAHAN DAN METODE

Lokasi penelitian ditentukan secara *purposive sampling* berdasarkan kriteria pabrik yang memiliki pengolahan salah satu pemanfaatan biogas POME. Penelitian dilakukan di 3 unit PKS di Kabupaten Kampar dan Siak Riau yang terdiri dari 2 unit PKS yang masing-masing berkapasitas 45 ton yang menggunakan teknologi *covered lagoon* dengan pemanfaatan biogas untuk co-firing dan listrik, serta 1 unit PKS berkapasitas 60 ton yang akan direncanakan pemanfaatannya untuk memproduksi Bio CNG. Terdapat 4 skema pemanfaatan biogas POME yang dianalisis dalam kajian ini yaitu:

- Skema 1 (*co firing*) : pemanfaatan biogas sebagai bahan bakar biomassa campuran (*co firing*) untuk boiler. Sistem ini dapat mengurangi penggunaan cangkang dan fiber sebagai bahan bakar *boiler* sehingga dapat dijual menambah pendapatan perusahaan serta mengurangi emisi dari pembakaran biomassa tersebut.

- Skema 2 (*electricity*) : pemanfaatan biogas untuk menghasilkan listrik dengan menggunakan gas engine. Efisiensi gas engine yang dihasilkan pada penelitian ini sebesar 40%. Selanjut listrik yang dihasilkan digunakan untuk menyuplai listrik pada pabrik pengolahan inti sawit dalam satu group perusahaan.
- Skema 3 (Bio CNG *gasoline*) : Biogas dimurnikan menjadi bio *compressed natural gas* (Bio CNG) dan dimanfaatkan untuk bahan bakar kendaraan pengganti bensin (*gasoline*)
- Skema 4 (Bio CNG LPG) : Bio CNG digunakan untuk bahan bakar gas pengganti LPG baik untuk industri

Metode penelitian yang dilakukan yaitu *life cycle Cost Assessment* (LCCA) dan analisis kelayakan finansial.

Life Cycle Cost Analysis (LCCA)

LCCA merupakan metode analisis ekonomi yang digunakan untuk mengevaluasi semua biaya yang ditimbulkan sepanjang masa hidup suatu rencana proyek, produk, aset, sistem maupun penerapan teknologi sepanjang masa pakainya (Glavina *et al.*, 2025). Kategori biaya meliputi *capital expenditure* (capex) dan *operational expenditure* (opex). Capex terdiri dari biaya investasi pembangunan digester/cover lagoon, instalasi pemipaan dan kelistrikan, pekerjaan sipil, genset, upgrading gas compressor dan *engineering*. Opex terdiri dari biaya operasional untuk tenaga kerja, biaya bahan, energi, perawatan, penggantian suku cadang dan biaya umum lainnya (biaya sosial, asuransi, pajak dan biaya umum lainnya). Pendapatan dihitung dari penjualan listrik, cangkang dan fiber (hasil efisiensi dari *co-firing*), Bio CNG dan kredit karbon (*optional*).

Perhitungan biaya sepanjang umur proyek dilakukan diskonto (mengkonversi nilai uang masa depan menjadi nilai setara pada saat ini (*present value*), sehingga rumus LCC adalah

$$NPV LCC = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} \dots\dots\dots (1)$$

Dimana :

NPV LCC = *Net Present Value Life cycle cost*

C_t = Total biaya pada tahun ke-t (Capex, Opex termasuk biaya maintenance dan biaya umum)

r = Tingkat diskonto (tingkat *discount rate*)

n = Umur proyek

t = Tahun ke-

Tingkat *discount rate* yang digunakan yaitu ketentuan *hurdle rate* (*Discount rate+resiko*) perusahaan yang menjadi objek penelitian yaitu tingkat pengembalian minimum yang diharapkan dari suatu investasi agar dianggap layak untuk dilanjutkan dalam jangka waktu proyek. Umur proyek diasumsikan selama 20 tahun dimana standar umur ekonomis pemanfaatan biogas POME pada umumnya (Nasrin *et al.*, 2022). Berdasarkan aturan perusahaan di lokasi penelitian untuk sektor energi baru terbarukan tingkat *hurdle rate/ discount rate* sebesar 11,86%. Indikator ekonomi yang digunakan dalam LCCA yaitu *levelized cost* (LC) yaitu biaya rata-rata produksi dari suatu sistem atau teknologi selama umur proyek yang di diskontokan terhadap total output yang dihasilkan dengan rumus :

$$NPV LC = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \dots\dots\dots (2)$$

E_t = Energi atau output di tahun ke-t (kWh, MJ, kg)

Kriteria kelayakan NPV LC < harga jual energi, proyek dianggap layak secara ekonomi (Nissen & and Harfst, 2019).

Analisis kelayakan Finansial

Analisis kelayakan finansial dilakukan terhadap arus kas (*Cashflow*) sepanjang umur pada masa yang akan datang untuk menilai profitabilitas dan keberlanjutan finansial. Terdapat 4 indikator utama yang digunakan dalam analisis kelayakan finansial pada penelitian ini yaitu *net present value* (NPV), *internal rate of return* (IRR), *benefit cost ratio* (B/C) dan *pay back period* (PBP).

Net Present Value (NPV)

NPV adalah selisih antara nilai sekarang dari arus kas baik dari seluruh manfaat (*benefit*) maupun biaya (*cost*) selama umur proyek. Nilai ini mengukur nilai tambah secara finansial dari proyek dengan mempertimbangkan time value of money. Persamaan NPV:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} - I_0 \quad \dots\dots\dots (3)$$

CF_t = Arus kas pada periode t

I_0 = Investasi awal

Kriteria kelayakan arus kas NPV > 0 (Positif): Investasi dianggap layak untuk dilaksanakan

Interest rate of return (IRR)

IRR adalah tingkat pengembalian internal yang dihitung untuk mengukur tingkat keuntungan suatu investasi dimana diukur ketikan NPV dari arus kas sama dengan nol. IRR dengan rumus

$$IRR = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} = 0 \quad \dots\dots\dots (4)$$

Kriteria layak jika IRR > *discount rate* yang ditentukan maka proyek dinyatakan layak.

Benefit cost analysis (BCR)

BCR adalah perbandingan antara nilai sekarang dari manfaat dan nilai sekarang dari biaya. Nilai ini menunjukkan efisiensi investasi

$$BCR = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{Bt}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{Ct}{(1+r)^t}} \quad \dots\dots\dots (5)$$

Kriteria layak jika BCR > 1 yang ditentukan maka proyek dinyatakan layak.

Pay back period (PBP)

PBP merupakan metode analisis finansial kelayakan yang digunakan untuk mengetahui waktu yang dibutuhkan untuk mengembalikan seluruh biaya investasi awal melalui arus kas masuk (*cashflow in*) yang dihasilkan proyek.

$$PBT = t_{n-1} + \frac{Sit}{Cft} \quad \dots\dots\dots (6)$$

t_{n-1} = tahun sebelum pengembalian penuh

Sit = sisa investasi yang belum Kembali

Cft = Arus kas tahun berikutnya

Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas dilakukan untuk mengevaluasi ketahanan hasil LCA dan LCCA terhadap ketidakpastian parameter kunci yang mempengaruhi performa lingkungan dan ekonomi dari 4 (empat) skema teknologi pemanfaatan POME. Pendekatan yang dilakukan dengan *switching point value* yaitu mencari batasan perubahan maksimum dari baseline agar proyek tetap layak (Matrokhina *et al.*, 2023) Parameter yang berpengaruh terhadap dampak nilai LCCA dan finansial meliputi kapasitas olah, COD, konsentrasis POME, kandungan metan, emisi karbon dan harga produk terhadap kelayakan LCC dan kelayakan finansial (NPV, IRR, dan payback period).

Untuk mengevaluasi hasil perubahan terhadap parameter yang digunakan LCCA digunakan analisis sensitivitas. LCCA ditentukan oleh besar *capex* dan biaya *opex* baik *fixed cost* maupun *variable cost* maupun biaya lainnya selama satu siklus. Untuk mengevaluasi efisiensi ekonomi antar teknologi atau skenario energi digunakan *levelized cost* dimana output energi. Faktor yang mempengaruhi output energi yaitu kapasitas olah Tbs (jumlah TBS diolah), besaran nilai COD, konsentrasi POME dan kandungan metan. Untuk melengkapi objek sensitivitas dilakukan faktor emisi yang dihasilkan dan faktor harga yang mempengaruhi kelayakan dari LC. Metode yang digunakan *threshold/break event analysis* dimana LC sama dengan harga jual output.

$$NPV_{LC} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad \dots\dots\dots (7)$$

HASIL DAN PEMBAHASAN

LCCA mengevaluasi semua biaya yang timbulkan sepanjang masa hidup suatu proyek. Dalam menganalisis LCCA perlu diketahui beberapa hal teknis diantaranya proses dan tahapan pengolahan POME berdasarkan tujuan proses pemanfaatan

biogas POME, kapasitas yang dibutuhkan, biaya investasi, asumsi teknis dan finansial, serta komponen biaya dalam produksi biogas pome diantaranya, biaya input produksi, biaya tenaga kerja dan pemeliharaan.

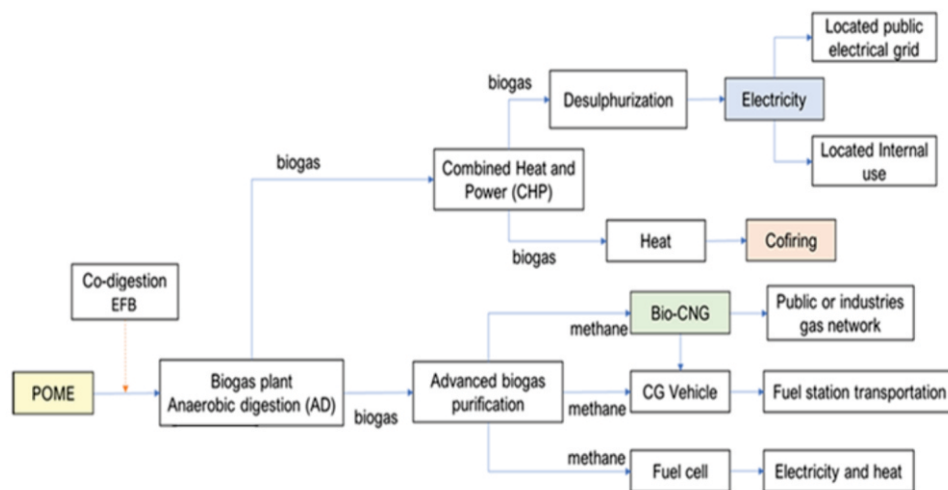
Sistem Pengolahan biogas POME dengan methane capture

Sistem pengolahan POME dengan teknologi pemanfaatan *methane capture* terdiri dari 5 tahap yaitu bak penampungan minyak (*fat pit*), kolam pendinginan (*cooling pond*), kolam anaerob (*anaerobic pond*), kolam fakultatif (*facultative pond*) dan kolam aerob (*aerobic pond*) (Febijanto *et al.*, 2024). Pada penelitian ini terdapat 4 skema pemanfaatan (Tabel 1). *Functional unit* yang digunakan MJ sebagai baseline yang diturunkan pada *functional unit* yang disesuaikan dengan satuan masing-masing skema yaitu Mj/tahun (skema 1), kWh/tahun (skema 2), liter setara premium per tahun (LSP/tahun) untuk skema 3, dan kg/Tahun (skema 4).

Perbedaan karakteristik teknis, proses dan jenis peralatan yang dibutuhkan menentukan biaya investasi (*capital expenditure*), biaya operasional (*operational expenditure*) dan potensi pendapatan dari keempat skema pemanfaatan biogas tersebut (Hakim&Lukman, 2019). Secara teknis,

skema 1 merupakan proses pemanfaatan POME yang paling sederhana dan hanya membutuhkan tahanan proses dasar yaitu desulfurisasi tanpa memerlukan proses *upgrading* yang lebih kompleks (Suchayo *et al.*, 2019). Hal ini berimplikasi terhadap kebutuhan peralatan dan proses konektivitas ke sistem eksisting boiler yang lebih sederhana (Putro, 2021). Beberapa instalasi yang diperlukan pada skema 1 yaitu jalur pemipaan dari instalasi boiler, *safety valve*, *blower*, *force draft fan*, *scrubber* untuk mengurangi H₂S untuk mengurangi resiko korosif, dan pemasangan burner pada tungku boiler.

Pada proses skema 2 biogas memerlukan proses pengurangan konsentrasi H₂S dibawah 200 ppm melalui *scrubber* yang dan pengurangan kadar air hingga 80% melalui *dehumidifier* sebelum digunakan ke gas engine untuk mencegah korosif. Efisiensi *gas engine* 30-40% dan dapat meningkat signifikan dengan menggunakan *combine heat and power* (CHP) melalui pemanfaatan gas buangan (Nasution, 2020). Secara teknis lebih kompleks dibandingkan dengan skema 1 karena membutuhkan generator, perawatan berkala gas engine, membutuhkan sistem control pembakaran dan integrasi jaringan listrik berikutnya apakah ke PLN atau pemanfaatan jaringan listrik lainnya (Sugiono *et al.*, 2019)



Sumber : Nasution et al, 2020; Rahayu et al., 2015

Source : Nasution et al, 2020 : Rahayu et al., 2015

Gambar 1 Proses Pengolahan dan Pemanfaatan Pome
Figure 1. POME Processing And Utilization Process

Tabel 1. Skema Pemanfaatan Biogas POME
Table 1. The POME Biogas Utilization Scheme

Skema	Kapasitas PKS (Ton/jam)	Teknologi proses yang diterapkan	Pemanfaatan
1	45	Pemanfaatan biogas sebagai bahan bakar biomassa campuran (co-firing) untuk boiler. Sistem ini dapat mengurangi penggunaan cangkang dan fiber sebagai bahan bakar boiler sehingga dapat dijual menambah pendapatan perusahaan serta mengurangi emisi dari pembakaran biomassa tersebut	co-firing
2	45	Pemanfaatan biogas untuk menghasilkan listrik dengan menggunakan <i>gas engine</i> . Efisiensi gas engine yang dihasilkan pada penelitian ini sebesar 40%. Selanjut listrik yang dihasilkan digunakan untuk menyuplai listrik pada pabrik pengolahan inti sawit dalam satu group perusahaan	Electricity
3	60	Biogas dimurnikan menjadi Bio compressed natural Gas (Bio CNG) dan dimanfaatkan untuk bahan bakar kendaraan pengganti bensin (<i>gasoline</i>)	Bio CNG Gasoline
4	60	Bio CNG digunakan untuk bahan bakar gas pengganti LPG baik untuk industri	Bio CNG LPG

Biogas untuk menghasilkan bioCNG (skema 3 dan 4) membutuhkan proses *upgrading* yaitu proses untuk memisahkan gas CO₂ dari biogas dan memurnikannya sampai konsentrasi CH₄ sebesar 95% untuk peningkatan nilai kalor dan mencapai spesifikasi standar yang diharapkan (Febijanto et al., 2024). Beberapa teknologi upgrading gas yang sudah berkembang yaitu *water scrubber*, *membrane*, *organic scrubber*, *amine scrubber*, *pressure swing adsorption* (Hakim & Valentino, 2019). Teknologi *water scrubber* dalam prosesnya tidak membutuhkan bahan kimia namun dapat menghasilkan kandung CH₄ hingga 96,78% (Sukardi & Braja, 2021).

Sistem dan Asumsi Teknis

Parameter teknis yang digunakan dalam perhitungan potensi pembentukan biogas yaitu kandungan metan dalam COD, fraksi CH₄ dalam biogas dan efisiensi digester (Tabel 2). Parameter ini digunakan sebagai asumsi produksi biogas. Koefisien konversi metana (Kg CH₄/kg CO₂) terdegradasi yaitu 0,25 (IPCC, 2019) yang digunakan pada penelitian ini. Standar fraksi CH₄ 0,6 m³ CH₄/m³ biogas (60%) merupakan standar perusahaan dan efisiensi digester rata rata di lokasi penelitian 85%.

Tabel 2. Parameter Teknis POME Biogas dan CH₄
Table 2. Technical Parameter of Biogas POME and CH₄

Parameter	Satuan	Nilai
Metan dalam COD	kg CH ₄ /Kg COD	0,25
Fraksi CH ₄ dalam biogas	m ³ CH ₄ /m ³ biogas	0,6
Potensi Produksi	m ³ biogas /COD	0,582
Efisiensi Digester	%	85
Produksi Biogas	m ³ /ton POME	25,39

Kapasitas terpakai untuk ketiga PKS sebesar 85,85% sehingga PKS rata-rata mengolah 231.792 ton TBS/tahun utk untuk kapasitas PKS 45 ton dan 309.055 ton TBS/tahun untuk kapasaitas 60 ton TBS per jam. Rata-rata produksi POME yang terdapat di lokasi penelitian yaitu 0,65 ton POME/ton TBS olah, sehingga produksi POME per tahun untuk masing-masing kapasitas 150.664 ton POME/tahun dan 206.886 ton POME/tahun. Rerata dalam 5 tahun utk untuk ketiga PKS, inlet COD biodigester 54.582 mg/l sedangkan outlet sebesar 3.245 mg/l, sehingga *methan contain* sebesar 51.337 mg/l, produksi biogas 25,39 m³/ton POME, produksi *biomethan* per tahun 2,29 juta Nm³/tahun untuk PKS 45 ton dan 2,91 juta ton Nm³/tahun utk PKS 60 ton. Nilai energi (kalori value) POME untuk listrik sebesar 35,7 MJ (Rahayu ,*et al.*, 2015), untuk *co-firing* sebesar 37 MJ (Hakim & Valentino, 2019) dan 52 MJ bio CNG (Sukardi & Brata, 2021) maka masing masing energi untuk 84,93 MJ/tahun (skema1), 81,95 juta/tahun (skema 2), 151,20 juta MJ/tahun (skema 3 dan 4).Nilai kalor aktual rata-rata cangkang dan fiber di ketiga PKS yaitu 4.100 MJ/kg dan 2.750 MJ/kg. Rasio cangkang 35% dan fiber 65%, maka substitusi POME per tonnya mengkonversi cangkang sebesar 14,63 kg cangkang, dan fiber 27,18 kg atau 2,17 ton/tahun dan 4,03 ton/tahun. Untuk skema 2, efisiensi *gas engine* rerata 38%, sehingga listrik yang dihasilkan per tahun sebesar 8,65 juta kWh. Konversi energi gas menggunakan satuan MMBTU (1.055,06 MJ/MMBTU) sehingga BioCNG dihasilkan 143.310 MMBTU/tahun (Febijanto *et al.*, 2024). Energi bensin (*gasoline*) sebesar 8.572 kcal/L (252.164/MMBBTU) maka dihasilkan 4,21 juta liter setara premium (LSP). Konversi LPG ke Bio CNG sebesar 0,8526, maka

dihasilkan produksi bio CNG sebesar 3,58 juta kg tahun.

Capital Expenditure

Biaya investasi (*Capex*) untuk skema 1 sebesar Rp 17,87 milyar. Biaya tersebut meliputi pembangunan digester dan pekerjaan sipil, *pre treatment* (*screen, grid, oil separator*) gas treatment (*scrubber, condensate traps dan filter*), *Gas holder, blower*, pemipaaan dan *boiler interface dan burner modification* (Tabel 4). Biaya capex untuk skema 2 sebesar Rp 39,04 milyar. Penambahan biaya capex dibandingkan skema 1 yaitu tambahan pada beberapa bagian di biodigester dan gas treatment seperti *dehumidifier*, genset biogas package dan bagian electrical dan biaya lainnya *control* dan instrumentasi (Tabel 5). Biaya *capex* skema 3 dan 4 lebih tinggi yaitu masing masing sebesar Rp 131,11 milyar dan Rp 107,27 milyar (Tabel 6).

Perbedaan *capex* di antara skema disebabkan faktor kebutuhan kualitas gas yang dibutuhkan untuk masing masing pemanfaatan baik dari baik berupa (desulfurisasi), penurunan kadar air yang dibutuhkan maupun kebutuhan kualitas gas yang stabil sehingga membutuhkan control otomatis dan monitoring (Sodri & Septriana, 2022). Bio-CNG dibutuhkan *up grading* biogas, *gas cleaning, compression* dan CNG *filling* dan *storage* yang menyebabkan investasi yang lebih tinggi dibanding skema 1 dan 2 (Febijanto *et al.*, 2024). Khusus untuk skema 3 ada perbedaan beberapa biaya terkait komponen *up grading* gas dan ada tambahan

capex berupa SPBG and *refuelling station*. Menurut Yoegiantoro *et al.* (2021) investasi Bio CNG sebagai pengganti gasoline lebih mahal

dikarena dikarenakan harus memenuhi standar kualitas bahan bakar transportasi, infrastruktur pengisian dan distribusi kendaraan.

Tabel 3. Parameter Bahan Baku dan Potensi Pembentukan biogas dan CH₄
Table 3. Raw Material Parameters and Potential for Biogas and CH₄ Formation

Parameter	Satuan	Skema Pemanfaatan Biogas			
		1	2	3	4
Kapasitas terpasang	ton/jam	45	45	60	60
Jam Olah	jam/hari	20	20	20	20
Hari olah	Hari	300	300	300	300
Kapasitas Terpakai	%	85,85%	85,85%	85,85%	85,85%
Pengolahan TBS per tahun	ton/tahun	231.792	231.792	309.055	309.055
Ratio POME	m ³ /TBS	0,65	0,65	0,65	0,65
	Olah				
POME yang dihasilkan per tahun	m ³ /tahun	150.664	150.664	200.886	200.886
Hydraulic retention time (HRT)	Hari	30	30	30	30
Kapasitas Digestion pond	m ³	18.000	18.000	24.000	24.000
Methane contain	mg/l	51.337	51.337	51.337	51.337
Produksi Biomethan	NM ³ /Tahun	2.295.553	2.295.553	2.907.700	2.907.700
Energi	MJ/Tahun	84.935.452	81.951.233	151.200.409	151.200.409
Produksi listrik	kWh/tahun	-	8.650.408	-	-
Produksi Bio CNG pengganti Bensin	L/tahun	-	-	4.215.792	-
Produksi Bio CNG pengganti LPG	kg/tahun	-	-	-	3.585.096
Efisiensi cangkang	kg/tahun	2.169.474	-	-	-
Efisiensi Fiber	kg/tahun	4.029.024	-	-	-
					-

Tabel 4. Capex Pembangunan Instalasi Biogas Pome Skema 1
Table 4. Capex for Construction of Pome Biogas Installations Scheme 1

No	Komponen Investasi	Investasi (Rp juta)
1	Civil & lagoon lining	3.795
2	Geomembrane dan Gas Collection system	2.145
3	Pre treatment (screens, grit, oil separator)	1.485
4	Gas Treatment (Scrubber, condensate traps, filter)	1.485
5	Gas Blower/compressor, piping , valves metering	1.980
6	Gas holder/buffer bag	825
7	Boiler interface & burner modification (gas train, safety skid	2.145
8	Electrical, PLC/SCADA, instrumentation	1.650
9	EHS, flare, safety system	660
10	Engineering, procurement dan kontingensi	1.617
Total		17.787

Sumber : Data Perusahaan yang diolah
Source: Processed company data

Tabel 5. Capex Pembangunan Instalasi Biogas Pome Skema 2
Table 5. Capex for Construction of POME Biogas Pome Scheme 2

No	Komponen Investasi	Investasi (Rp juta)
1	Civil & lagoon lining	4.950
2	Geomembrane dan Gas Collection system	3.300
3	Pre treatment (screens, grit, oil separator)	1.485
4	Gas Treatment (Scrubber, Dehumidifier, condensate traps, filter)	3.300
5	Genset biogas package (~1.5 MW) incl. control & exhaust	14.025
6	Electrical BOP (transformer, switchgear, wiring)	2.145
7	SCADA, control & instrumentation	908
8	EPCM / engineering & commissioning management	2.558
9	Mobilization, commissioning & contingency (10-12%)	3.267
10	Permits, site office, fencing & misc	3.099
Total		39.036

Sumber : Data Perusahaan yang diolah
Source: Processed company data

Tabel 6. Capex Pembangunan Instalasi Biogas Pome Skema 3 dan 4
 Table 6. Capex for Construction of POME Biogas Pome Scheme 3 and 4

No	Komponen Investasi	Investasi (Rp juta)	
		Skema 3	Skema 4
1	Digester & pre-treatment (covered lagoon civils)	5.280	5.280
2	Unit upgrading (membrane Teknologi)	35.030	35.030
3	Gas cleaning (H ₂ S, siloxanes, filters)	11.170	6.220
4	Compression & CNG filling	15.675	15.675
5	Storage (buffer tanks, piping, safety)	10.725	10.313
6	Electrical, SCADA & instrumentation	6.600	6.270
7	Civil works, foundations, fencing	13.200	11.550
8	Engineering & commissioning (8% of equipment)	4.950	4.950
9	Contingency (10%)	11.980	11.980
10	SPBG dispenser dan refuelling station	16.500	-
Total CAPEX		131.110	

Sumber : Data Perusahaan yang diolah

Source: Processed company data

Operational Expenditure (Opex)

Opex terdiri dari biaya tenaga kerja, handling dan perawatan biogas, biaya bahan baku dan biaya umum lainnya. Biaya rerata opex per tahun dengan berbagai skema terdapat pada tabel 7. Biaya tersebut

mencakup tenaga kerja, biaya bahan dan alat, perawatan dan handling biogas, penggantian spare part dan overhaul, dan biaya lainnya seperti biaya eksternalitas, biaya distribusi, penyusutan dan biaya umum lainnya.

Tabel 7. Biaya Opex Berbagai Skema Pemanfaatan Biogas POME
 Table 7. Opex of Various POME Biogas Utilization

Operational Expendature	Biaya Skema Pemanfaatan Biogas POME (Rp juta)			
	1	2	3	4
Handling dan Perawatan	195,88	802,31	1.123,24	1.123,24
Tenaga Kerja	114,03	1.195,32	2.116,03	1.763,36
Biaya Bahan Baku	75,30	455,13	962,78	802,31
Genset, maintenance spare part	-	967,56	-	-
Maintenance Bio CNG System	-	-	1.283,70	962,78
Biaya lainnya	100,39	577,50	693,00	693,00
Penyusutan	1.185,80	1.951,79	7.675,87	5.423,00
Total	1.671,40	6.949,60	13.854,62	10.767,69

Sumber : Data Perusahaan yang diolah

Source: Processed company data

Life Cycle Cost Analysis

Perhitungan biaya sepanjang umur proyek dilakukan diskonto terhadap tingkat margin yang diharapkan dengan nilai resiko. Pada perhitungan ini asumsi masa proyek adalah 20 tahun. Tingkat diskonto berdasarkan ketentuan perusahaan untuk pembangunan proyek energi baru dan terbarukan dengan masa 20 tahun yaitu sebesar 8,86%. Tingkat diskonto tersebut ditambah tingkat spesifik resiko 3% sehingga total tingkat diskonto 11,86%. Nilai investasi yang diperoleh dari data perusahaan dalam bentuk Dolar sehingga dikonversi ke Rupiah dengan kurs Rupiah Rp.16.500/ USD.

Analisis LCCA mempresentasikan nilai NPV total cost (Tabel 8) yaitu Rp26,55 milyar (skema 1), Rp 81,84 milyar (skema 2), 253,10 milyar (skema 3), 165,25 milyar (skema 4). Nilai tersebut mendeskripsikan akumulasi total biaya sepanjang proyek baik capex, opex, penggantian komponen, perizinan maupun *commissioning* yang telah didiskontokan ke nilai saat ini. Skema 1 menunjukkan siklus biaya yang paling rendah. Hal ini mengindikasikan bahwa skema memiliki konstruksi teknologi yang lebih sederhana. Berdasarkan komposisi *relative* terhadap agregat biaya keempat skema (526,74 milyar), portopolio biaya masing-masing skema terhadap total biaya masing-masing adalah 5,04% (skema 1), 15,54% (skema 2), 48,05% (skema 3), dan 31,37% (skema 4). Hal tersebut mendeskripsikan

bahwa skema 3 berkontribusi dominan terhadap kebutuhan jangka panjang dan rentang skala biaya yang sangat luas antar skema.

Konsekuensi dari hasil ini berimplikasi terhadap 2 orientasi. Pertama dari perspektif keterbatasan sumber daya finansial perusahaan dan kebutuhan untuk tingkat pengembalian (*payback* yang lebih cepat). Untuk hal tersebut skema 1 tampak paling menarik bagi perusahaan dikarenakan beban LCC dan resiko terendah. Kedua, apabila tujuan proyek lebih berfokus pada penurunan emisi dan energi terbarukan, faktor 3 dan 4 menjadi pilihan rasional walaupun memiliki investasi jauh lebih besar dan dampaknya jangka panjang. Untuk pilihan rasional dalam hal nilai manfaat ataupun benefit (nilai jual produk, insentif karbon, nilai lingkungan ataupun efisiensi bahan bakar) dapat menutupi NPV dari LCC, maka dibutuhkan perhitungan *levelized cost* (LC).

Analisis *Life Cycle Cost Assessment* (LCCA) menunjukkan bahwa biaya siklus hidup keempat skema pemanfaatan biogas POME memiliki karakteristik yang berbeda sesuai dengan kompleksitas teknologi, kebutuhan investasi, dan tujuan implementasinya. Menurut Sharvini *et al* (2022) karakteristik biaya investasi dan operasional pemanfaatan POME berbeda menurut tujuan skema baik itu tujuan kepatuhan lingkungan, teknologi dan tujuan perusahaan memperoleh profit.

Tabel 8. Analisis LCC dan Analisis Kelayakan Finansial Biogas POME dengan Berbagai Skema
Table 8. LCC Analysis and Financial Feasibility Analysis of POME Biogas with Various Scheme

Uraian	Satuan	Skema pemanfaatan biogas			
		1	2	3	4
Total Capex	Rp Milyar	17,79	39,04	131,11	107,27
Rerata Opex	Rp Milyar/tahun	1,67	6,94	13,85	10,93
LCC (NPV cost)	Rp Milyar/tahun	26,55	81,84	253,10	165,25
Energi (juta/satuan)	MJ/kWh/LSP/kg	626.907	7,16	29,78	25,32
<i>Levelized Cost</i>	Rp/satuan	42,06	1.332,08	8.500,27	6.526,41
Harga Jual	Rp/ satuan	34,49	1.444,70	4.500,00	8.126,47
Kelayakan <i>Levelized</i>		TIDAL		TIDAK	
Cost		LAYAK	LAYAK	LAYAK	LAYAK

(continued)

Uraian	Satuan	Skema pemanfaatan biogas			
		1	2	3	4
Pendapatan	Rp Milyar/tahun	2,93	12,15	18,45	28,3
NPV	Rp juta	1.087	10.210	-40.504	55.781
IRR	%	13,01	16,40	5,71	20,72
Pay back Period	Tahun	7	6	12	5
Kelayakan Finansial		LAYAK	LAYAK	TIDAK LAYAK	LAYAK

Levelized Cost (LC)

LC yaitu metode untuk menganalisis biaya rerata unit output energi selama umur proyek dengan memperhitungkan biaya siklus hidup termasuk *capex* dan *opex* serta faktor diskonto waktu (Lai and Mcculloch, 2017). LC merupakan instrumen penting untuk mengevaluasi dan memkomparasi biaya rata-rata produksi energi dari berbagai teknologi secara transparan dan konsisten dengan mempertimbangkan seluruh biaya siklus hidup (Pagnini *et al.*, 2024)

Nilai *levelized cost* (LC) diperoleh dengan membagi nilai LCC dengan energi rerata per tahun didiskontokan sehingga diperoleh *levelized cost of heat* (LCOH) untuk skema 1 Rp. 42,06 /Mj, untuk *levelized cost of electricity* (LCOE) Rp 1.143,57/kWh, dan untuk bio CNG *levelized cost of product* (LCOP) pengganti bensin Rp 8.500,27/LSP dan pengganti LPG sebesar Rp 6.526,41 /kg. Harga jual/ harga yang didapat dari konversi energi cangkang dan fiber POME pada skema 1 yaitu Rp 34,49/ MJ atau dikonversi dari nilai kalor pada table 5.9 ,maka cangkang Rp 1.050 /kg dan fiber Rp 150/kg. Skema 2 harga jual listrik non subsidi Rp 1.444,70 per kWh, skema 3 harga jual bio CNG per LSP berdasarkan Keputusan Menteri ESDM Nomor 86 tahun 2022 yaitu Rp.4.500/LSP, dan harga jual bio CNG per standar cubic meter (SM3) Rp 5.526/SM3 jika dikonversi per kg (1SM3 = 0,68 kg) maka harga per kg bio CNG pada skema 4 sebesar 8.126,47. Berdasarkan analisis tersebut dimana nilai LC lebih rendah dibandingkan dengan harga jual, maka nilai kelayakan LCC pada skema 2 dan 4 Layak secara LCCA namun untuk skema 1 dan 3 tidak layak secara LCCA. Menurut Zolan *et al* (2024) *levelized cost* (LC)

merupakan alat utama untuk menilai dan menyaring kelayakan ekonomi jangka panjang dan membandingkan opsi teknologi, tetapi tdiak layak dipakai secara tunggal dalam pengambilan keputusan investasi final. Kelaayakan yang kuat biasanya memerlukan LC yang diintegrasikan dengan analisis break event, resiko, skala dan finansial arus kas proyek.LC hanya mendeskripsikan biaya per unit energi namun bukan tingkat keuntungan (profitabilitas). Untuk menganalisis dan memvalidasi tingkat profitabilitas maka digunakan analisis kelayakan untuk menilai apakah selama umur proyek menghasilkan layak atau tidak secara finansial dan komersil (Franca *et al.*, 2021).

Analisis Kelayakan finansial

Pendekatan yang digunakan pada analisis kelayakan finansial menilai sejauh mana suatu proyek layak untuk dilaksanakan berdasarkan kinerja finansial. Analisis tersebut mencakup evaluasi arus kas masuk dan arus kas keluar selama umur proyek dengan mempertimbangkan biaya investasi, biaya operasional , pendapatan dan nilai asset (Lampiran 1 sampai 4). Berdasarkan analisis finansial yang terdapat pada Tabel 8 bahwa nilai NPV skema 3 yang memiliki NPV negative. Skema 3 juga menunjukkan BCR dibawah 1 yaitu 0,52, dan nilai IRR 5,71 jauh dibawah hurdle rate (11,86%). Hal ini mengindikasikan bahwa dalam keempat skema hanya skema 3 yang menunjukkan nilai yang tidak layak.

Berdasarkan analisis finansial, hanya skema 3 dinyatakan tidak layak, hal ini disebabkan faktor harga yang mempengaruhi dimana nilai pemasaran tidak

cukup kuat menyokong arus kas untuk menghasilkan NPV positif. Secara finansial, skema 4 memiliki kelayakan paling baik dimana nilai NPV dan IRR lebih tinggi dibandingkan dengan skema lainya. Faktor penyebab ketidaklayakan yaitu bahwa skema 3 memiliki biaya investasi yang sangat besar, namun secara ekonomi daya dukung berupa kebijakan pemerintah berupa harga jual diatur berdasarkan Keputusan Menteri SDM Nomor 86 tahun 2022 dengan harga Rp.4.500/LSP. Untuk memproduksi 1 liter LSP dibutuhkan biaya produksi sebesar Rp 8.550,27. Disamping itu tantangan utama lokasi PKS yang jauh sehingga memerlukan biaya distribusi yang besar menjadi tantangan kelayakan. Jika dikaitkan dengan skema untuk mendukung energi baru terbarukan dan program dekarbonisasi dibutuhkan suatu mekanis realisasi kebijakan *feed in tariff* (Babic & Yucel, 2020). Kebijakan ini berupa insentif pajak, penyederhanaan prosedur investasi dan perizinan sangat penting dalam mendorong investasi pada pemanfaatan biogas POME dalam mendukung program dekarbonisasi dan keberlanjutan pada industri minyak sawit Indonesia.

Hal menarik jika LC dibandingkan dengan analisis kelayakan finansial. Pada Skema 1, LC menunjukkan negatif menunjukkan negative dan dinyatakan tidak layak, namun jika dibandingkan dengan analisis finansial berdasarkan arus kas, skema 1 dinyatakan layak secara finansial. Hal ini dapat terjadi disebabkan P perspektif dan tujuan. Perspektif antara LC hanya pada biaya dan energi yang dihasilkan, sedangkan analisis finansial (NPV, BCR, IRR, PP) perspektif terhadap pendapatan, biaya dan

arus kas. Fokus utama LC yaitu biaya rata-rata produksi per unit energi sepanjang umur teknis (biaya teknis-ekonomi) sedangkan analisis finansial dari sisi kelayakan investasi yang dilakukan investor untuk menghasilkan tingkat profitabilitas. Tujuan LC pada nilai efisiensi ekonomi jangka panjang dan membandingkan antar teknologi, sedangkan analisis finansial menilai tingkat keuntungan finansial bagi investor. Pada kasus skema 1 produk energi kecil tapi nilai strategis besar dimana dapat memanfaatkan limbah yang menjadi bagian sirkular ekonomi dengan mengubahnya sebagai energi dan memiliki nilai tambah terhadap finansial perusahaan.

Berdasarkan analisis LCCA dan analisis kelayakan finansial pada Tabel 8, bahwa strategi investasi dilakukan secara bertahap. Skema 1 digunakan sebagai langkah awal investasi finansial dan dilakukan pada pabrik dengan kapasitas sedang (30-40 ton TBS per jam). Skema 2 sebagai pondasi sistem jangka pendek dan menengah jika terintegrasi dengan pabrik ataupun kegiatan bisnis yang membutuhkan energi yang besar. Skema 4 sebagai strategi jangka panjang menengah. Skema 3 diposisikan sebagai opsi masa depan bergantung pada dinamika harga dan kebijakan.

Analisis Sensitivitas

Berdasarkan Tabel 9, bahwa nilai threshold/breakevent poin untuk LC 713-827 ton TBS per jam, nilai COD 41.234 – 63.750, konsentrasi POME 0,52-9,81 dan kandungan metan 48,19%-74,40%.

Tabel 9. Analisis Sensitivitas LC dengan Berbagai Skema Pemanfaatan POME

Table 9. LC Sensitivity Analysis with Various POME Utilization Schemes

Objek Sensitivitas	Satuan	Skema Penggunaan			
		1	2	3	4
Kapasitas olah	ton TBS/jam	959	713	1.030,18	827
COD	mg/l	63.750	47.364	51.337	41.234
Konsentrasi POME	ton POME/ton TBS	0,81	0,60	0,65	0,52
Kandungan Metan	%	74,40%	51,02%	60,00%	48,19%
Harga	Rp/satuan	1.303	1.332	8.500,27	6.527

Skema 1 berdasarkan analisis LC dinyatakan tidak layak karena LC lebih kecil nilainya daripada harga jual. Faktor yang mempengaruhi energi yaitu kapasitas olah, COD, konsentrasi POME dan kandungan metan. Untuk kapasitas olah, pada PKS satu dipasok oleh kebun-kebun yang sedang replanting sehingga terjadi penurunan pasokan TBS dan adanya kompetisi yang kuat terhadap pasokan TBS rakyat menjadi kendala untuk peningkatan kapasitas olah disamping itu juga kapasitas PKS hanya 45 ton atau 900 ton TBS/hari sehingga akan sulit mencapai kapasitas. Adanya perbaikan manajemen PKS menyebabkan COD sulit mencapai nilai optimal 63.750. Berdasarkan Putro (2021) perbaikan manajemen PKS akan menurunkan COD karena tingginya COD dipengaruhi oleh kurang baiknya kinerja PKS seperti suhu dan tekanan *sterilizer* yang tidak sesuai, kebocoran sistem kondesat dan sludge line, tangki atau pipa yang bocor, *oil trap* tidak berfungsi dan kebersihan PKS tidak terjaga. Faktor yang lain yang lain itu kandungan metan. Kandungan metan menunjukan kualitas POME yang sangat berpengaruh terhadap produksi energi.

Batasan minimal yaitu 60%, namun berdasarkan perhitungan LC, untuk skema 4 memiliki batas sensitivitas sampai dengan 48,19%.

Pada skema 3 berdasarkan analisis LC dinyatakan tidak layak. Faktor penyebabnya adalah harga jual. Adanya keputusan Menteri ESDM nomor 82 tahun 2022 yang menetapkan harga bio CNG untuk transportasi sebesar Rp 4.500 per LSP. Agar pembangunan bio CNG layak berdasarkan LCCA yaitu Rp 8.500,27 per LSP. Hal ini bisa dilakukan jika perusahaan melakukan penggunaan internal untuk kendaraannya, namun infrastruktur dan diperlukan instalasi sistem peralatan converter Bahan Bakar Gas (BBG) membutuhkan biaya investasi lagi. Hal ini perlu dilakukan perhitungan investasi yang dikeluarkan dengan efisiensi biaya operasional dan perawatannya.

Pada Tabel 10, menunjukan bahwa analisis finansial sensitivitas lebih rendah dibandingkan dengan LC. Sensitivitas finansial dilakukan juga untuk membandingkan dengan nilai LC sebagai ukuran tingkat pengembalian investasi.

Tabel 10. Analisis Sensitivitas Finansial dengan Berbagai Skema Pemanfaatan POME

Table 10. Financial Sensitivity Analysis with Various POME Utilization Schemes

Objek Sensitivitas	Satuan	Skema Penggunaan			
		1	2	3	4
Kapasitas olah	ton TBS/jam	734	673	1.030	718
COD	mg/l	48.780	44.699	51.337	35.772
Konsentrasi POME	ton POME/ton TBS	0,62	0,57	0,65	0,45
Kandungan Metan	%	57,00%	45,49%	0,60	41,81%
Harga	Rp/Satuan	987,95	1.257	6.023	5.663

Sensitivitas finansial dilakukan juga untuk membandingkan dengan nilai LC sebagai ukuran tingkat pengembalian investasi. Hal ini berarti secara ekonomi batasan terhadap nilai indikator yang mempengaruhi lebih rendah untuk memenuhi kelayakan.

KESIMPULAN

1. Analisis LCCA menunjukan bahwa LCC NPV total

cost untuk masing masing skema Rp26,55 miliar (skema 1), Rp 81,84 miliar (skema 2), 253,10 miliar (skema 3), 165,25 miliar (skema 4). Skema 1 menunjukan siklus biaya yang paling rendah.

2. *Levelized cost of heat* (LCOH) untuk skema 1 Rp. 42,06 /Mj diatas harga jual Rp 34,49/MJ, untuk *levelized cost of electricity* (LCOE) Rp 1.143,57/kWh dibawah harga listrik PLN Rp 1 Rp 1.444,70 per kWh dan untuk bio CNG *levelized cost of product* (LCOP) pengganti bensin Rp

8.500,27/LSP diatas harga jual Rp.4.500/LSP pengganti LPG sebesar Rp 6.526,41 /kg dibawah harga jual 8.126,47 per kg. Berdasarkan analisis tersebut dimana nilai LC lebih rendah dibanding harga jual, maka nilai kelayakan LCC pada skema 2 dan 4 Layak secara LCCA namun untuk skema 1 dan 3 tidak layak secara LCCA.

3. Berdasarkan analisis finansial bahwa nilai NPV, IRR, BCR dan Payback Period (PP) skema 1 yaitu 1,08 miliar, 13,01%, 1,73, dan 7 tahun, skema 2 10,21 milyar, 16,40%, 1,72 dan 6 tahun, skema 3 - 40,5 milyar, 5,71%, 0,52, dan 12 tahun, dan skema 4 20,72 milyar, 55,78 miliar, 20,72%, 1,76 dan 5 tahun. Berdasarkan indikator finansial tersebut, skema 3 dinyatakan tidak layak dimana NPV bernilai negatif, IRR dibawah *hurdle rate* 11,86%, dan BCR dibawah 1.

DAFTAR PUSTAKA

- Altaf, M., Alaloul, W., Musarat, M. A., & Qureshi, A. H. (2022). Life cycle cost analysis (LCCA) of construction projects: sustainability perspective. *Environment, Development and Sustainability*, 25, 12071-12118. <https://doi.org/10.1007/s10668-022-02579-x>
- Babich, V., Lobel, R., & Yücel, Ş. (2020). Promoting Solar Panel Investments: Feed-in-Tariff vs. Tax-Rebate Policies. *Manufacturing & Service Operations Management*. 22(6), 1148–1164. Doi : 10.1287/msom.2019.0860
- Febiyanto, I., Hermawan, E., Iranda, Adiarso, Siswanto, Mustafa, A., Kusretuwardhani, Rahardjo, P., Wijono, R.A., Sudjadi, U. (2024). Tehchno Enviro Economic Assessment Of Bio CNG Derived From Palm Oil Mill Effluent (Pome) For Transportation in Pekanbaru. *Renewable Energy Focus* 49 (2024)100569 1-20 [DOI:10.1016/j.ref.2024.100569](https://doi.org/10.1016/j.ref.2024.100569)
- França, W.T., Barros, M.V. , Salvador, R., Francisco, A., Moreira, M.T., & Piekarski, C. M. (2021). Integrating Life Cycle Assessment And Life Cycle Cost: A Review Of Environmental-Economic Studies. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 26 :: 244 - 274. Doi :10.1007/s11367-020-01857-y.
- Fregonara, E., Ferrando, D.G, Pattiono, S. (2018). Economic-Environmental Sustainability In Building Projects ; Introducing Risk And Uncertainty in LCCE and LCCA. *Sustainability* 10 (1901): 1-21. Doi:10.2290/su10061901
- Glavina, A., Misic, K., Baleta, J., Wang, J., & Mikulčić, H. (2025). Economic Development and Climate Change: Achieving A Sustainable Balance. *Cleaner Engineering and Technology*, 26, 100939: 1-12, Doi :10.1016/j.clet.2025.100939
- Hakim, D.L., & Valentino, N. (2019). Teknoekonomi Pemanfaatan Biogas Berbasis POME untuk Pembangkit Listrik, Bahan Bakar Boiler Dan Bio CNG. *Jurnal Sains dan Teknologi*. 18(2): 73-81
- [IPCC] Intergovernmental Panel on Climate Change. (2019). Refinement to the 2006 IPCC Guideline for National Greenhouse Gas Inventories. Intergovernmental Panel on Climate Change
- Matrokhina, K., Trofimets, V., Mazakov, E., Makhovikov, A. & Khaykin M. (2023). Development of Methodology For Scenario Analysis Of Investment Projects Of Enterprises Of The Mineral Resource Complex. *Journal of Mining Institute* . Vol 259 ; pp 112-124 DOI :10.31897/pmi.2023.3.
- Nasrin, A.B., Raman, A.A.A., Bukhari, N.A., Sukiran, M.A., Buthiyappan, A., Subramaniam, V., Aziz, A.A., & Loh, S.K. (2022). A Critical Analysis on Biogas Production and Utilization Potential From Palm Oil Mill Effluent. *Journal of cleaner production volume 361*. 132040. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.132040>
- Nasution, M.A., Wulandari, A., Ahamed, T., & Naguchi. (2020). Alternative POME Treatment Technology in the Implementation of RSPO, ISPO, MSPO Standards Using LCA and AHP Methode. *Sustainability* 12(10);56-75
- Nissen, U., & Harfst, N. (2019). Shortcomings of The Traditional Levelized Cost Of Energy [LCOE] for The Determination Of Grid Parity . *Energy* . doi:10.1016/j.energy.2019.01.093.
- Pagnini, L., Bracco, S., Delfino, F., & Martín, M.D.S. (2024). Levelized Cost of Electricity in Renewable Energy Communities: Uncertainty Propagation Analysis. *Applied Energy* (2024).

- 3 6 6 1 2 3 2 2 7 8 p p 1 - 2 0 D O I
10.1016/j.apenergy.2024.123278.
- Pangarso, S.S., Kusdiyanto, E., & Dinar S. (2022). Review Potensi Pemanfaatan Biogas Dari Limbah Cair Pabrik Kelapa Cair Pabrik Kelapa Sawit PTPN V. *Journal Of Mechanical Engineering, Manufactures, Material and Energy*. JMEMME. 6 (01): 78-98
- Putro, L.H.S. (2021). *Biometana Dari Air Limbah Pabrik Pengolahan Kelapa Sawit Sumber Energi Terbarukan Yang Terabaikan*. Depok ; Rajagrafindo Persada.
- Rahayu, A.S., Dhiah, K., Hari, Y., Ira, T., & Vidia. (2015). *Buku Panduan Konversi POME Menjadi Biogas Pengembangan Proyek di Indonesia*. Jakarta: Winrock International
- Razak, I.B.A., Bohari, N.H., Fishal, E.M.M., Mohamad, N.L., Azmi, M.N., Razali, M.F.F.M. and Ibrahim, H. (2022). Aerobic Degradation Process in Palm Oil Mill—Issues, Challenges and Upsurging Its Efficiency through Bioremediation. *Journal of Water Resource and Protection*, 14, 515-530.
- Sari, D.A.P., Rahmah, A., & Sasongko, N.A. (2023). Life Cycle Assessment (LCA) in Palm Oil Plantation And Mill with Impact Categories Global Warming Potential, Acidification and Eutrophication. *International Journal Of Membrane Science And Technology*. 10(20) ; 797:807
- Sayuti, S.C., Azoiddein, A.A.M. & Tajoedin M. (2013). Treatment of palm oil mill effluent (Pome) by using electrocoagulation as an alternative method, *Malay J. Anal. Scie* 19(4):663-668
- Sharvini, S.R., Noor, Z.Z., Chong, C.S., & Glew, D. (2019). Energy Generation From Palm Oil Mill Effluent: A Life Cycle Assessment of Two Biogas Technologies. *Energy*. 0360-5442 pp 21-23 doi: 10.1016/j.energy.2019.116513
- Sharvini, S. R., Noor, Z. Z., Stringer, L., Afionis, S., & Chong, C. (2022). Energy generation from palm oil mill effluent: A life cycle cost-benefit analysis and policy insights. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111990>
- Sodri, A & Septirana, F.E. (2022). Biogas Power Generation from Palm Oil Mill Effluent (POME): Technoeconomic and Environmental Impact Evaluation *Energies*. 15 7265. 2-16. Doi : 10.3390/en15197265
- Sucahyo, B., Dwi, L.H., Ridio, R., Puspita, T., & Rosmala, E. (2019). Kajian Teknogi Pemanfaatan Biogas POME (Palm Oil Mill Effluent) Ke Boiler. *MIPI Vol 13(1)* 43-54
- Sugiono, A., Adiarso, Dewi, R.E., Yudiartono, Sijon A., & Larasati N. (2019). Analisis Keekonomian Pembangunan Pembangkit Listrik Tenaga Biogas Dari POME Dengan Continuous Stirred Tank Reactor. *Jurnal Teknologi Rekayasa*. Vol 4 (1); 61-68 doi : 10.31544/jtera.v4i.2019.61-68
- Sukardi & Braja. (2021). Biomethane Utilization from palm oil mill effluent. Strategic Exploration of Economic Mitigation Potentials through Renewables (ExploRE). Jakarta
- Suprihatin, Indrasti, N.S., Prasetya H, & Agustina L. (2024). *Prinsip-Prinsip Ekonomi Sirkular untuk Pengelolaan Limbah Industri Kelapa Sawit*. Bogor: IPB Press
- Yoesgiantoro, D., Fahrizki, J., & Supriyadi I. (2021). Cost-Benefit Analysis of Palm Mill Oil Effluent Becomes Bio-CNG as HSD Fuel Substitution in West Kalimantan Province. *Journal of Economics and Business*. DOI : 10.31014/aior.1992.04.03.387
- Zolan, A. J., Augustine, C., & Armijo, K. (2024). Equivalent Breakeven Installed Cost. *SolarPACES Conference Proceedings*. <https://doi.org/10.52825/solarpaces.v1i.783>

