Jurnal Impresi Indonesia (JII)
e-ISSN: 2810-062x
Vol. 5, No. 11, November 2026, pp 6339-6357
DOI : 10.58344/jii.v5i11.8223

Evaluasi Pemanfaatan *Associated Gas* pada Fasilitas *Gathering Station* XYZ: Perbandingan *Gas-to-Power* dan *Gas-to-CNG* Berdasarkan Aspek Teknis, Ekonomi, dan Emisi

Randy Arnatha, Silviana*, Asep Yoyo Wardaya
Universitas Diponegoro, Indonesia
Email: randyarnatha@students.undip.ac.id, silviana@lecture.undip.ac.id*, asepyoyowardaya@lecture.ac.id

Keywords:
Associated Gas; Gas-to-Power; CNG; Techno-Economic Analysis; Weighted Sum Method

This is an open access article under the CC BY-SA license.

Copyright © 2026 by Author. Published by Riviera Publishing

Abstract

Routine flaring of associated gas in upstream oil and gas facilities wastes potential energy and increases greenhouse gas emissions, so the selection of a utilization technology suited to field characteristics is required. This study evaluates the utilization of associated gas at the XYZ Gathering Station in the Sumatra Working Area through three alternatives: Gas Engine Generator (GEG), Micro Gas Turbine (MTG), and Compressed Natural Gas (CNG). A quantitative case study approach was applied using secondary data from technical documents, vendor data, and facility operating data. The technical analysis covered process requirements, operability, maintainability, and weight & dimensions; the economic analysis used CAPEX, OPEX, NPV, and Benefit Cost Ratio (BCR) under buy (20 years) and rent (5 years) scenarios; and the emission analysis applied a carbon balance approach against the flaring baseline. All results were integrated using the Weighted Sum Method (WSM) with weights of 40% technical, 40% economic, and 20% emission, and tested through sensitivity analysis. The results show that 0.92 MMSCFD of associated gas with an LHV of 766.655 Btu/scf has an energy potential equivalent to 8.613 MW and a baseline emission of 21,745.42 tCO_2/year. MTG obtained the highest technical score (36%) and the best BCR in the buy scenario (0.940), GEG obtained the highest BCR in the rent scenario (1.101), while CNG provided the largest emission reduction. The integrated evaluation ranks MTG highest in both the buy (85.37%) and rent (85.19%) scenarios, although its BCR in the buy scenario remains below 1.

Kata Kunci:
Associated Gas; Gas-to-Power; CNG; Analisis Tekno-Ekonomi; *Weighted Sum Method*

Abstrak

Praktik pembakaran *associated gas* (*flaring*) pada fasilitas hulu migas menyebabkan hilangnya potensi energi dan meningkatnya emisi gas rumah kaca, sehingga diperlukan pemilihan teknologi pemanfaatan yang sesuai dengan karakteristik lapangan. Penelitian ini bertujuan mengevaluasi pemanfaatan associated gas pada fasilitas *Gathering Station* XYZ di Wilayah Kerja Sumatra melalui tiga alternatif, yaitu *Gas Engine Generator* (GEG), *Micro Gas Turbine* (MTG), dan *Compressed Natural Gas* (CNG). Penelitian menggunakan pendekatan kuantitatif dengan metode studi kasus berbasis data sekunder dari dokumen teknis, data vendor, dan data operasi fasilitas. Analisis teknis meliputi *process requirements, operability, maintainability*, serta *weight & dimensions*; analisis ekonomi menggunakan CAPEX, OPEX, NPV, dan *Benefit Cost Ratio* (BCR) pada skenario beli (20 tahun) dan sewa (5 tahun); sedangkan analisis emisi menggunakan pendekatan *carbon balance* terhadap kondisi

baseline flaring. Seluruh hasil diintegrasikan menggunakan *Weighted Sum Method* (WSM) dengan bobot teknis 40%, ekonomi 40%, dan emisi 20%, serta diuji melalui analisis sensitivitas. Hasil menunjukkan *associated ga*s sebesar 0,92 MMSCFD dengan LHV 766,655 Btu/scf memiliki potensi energi setara 8,613 MW dan emisi baseline 21.745,42 tCO_2/tahun. MTG memperoleh skor teknis tertinggi (36%) dan BCR terbaik pada skenario beli (0,940), GEG memperoleh BCR tertinggi pada skenario sewa (1,101), sedangkan CNG memberikan reduksi emisi terbesar. Evaluasi terpadu menempatkan MTG pada peringkat tertinggi pada skenario beli (85,37%) dan sewa (85,19%), meskipun BCR skenario beli masih di bawah 1.

PENDAHULUAN

Krisis energi dan peningkatan emisi gas rumah kaca (GRK) telah menjadi isu global yang mendorong banyak negara mencari sumber energi yang lebih bersih dan berkelanjutan. Perhatian terhadap pembakaran gas suar mendorong lahirnya inisiatif *Zero Routine Flaring by 2030* yang diluncurkan Bank Dunia pada tahun 2015 melalui program *Global Gas Flaring Reduction* (GGFR). Inisiatif ini mengajak negara penghasil migas dan perusahaan energi menghentikan praktik *routine flaring* selambat-lambatnya tahun 2030, kecuali untuk alasan keselamatan atau keadaan darurat, dan telah diadopsi oleh lebih dari 80 negara, perusahaan migas, serta institusi pembangunan internasional. Di tingkat nasional, Kementerian ESDM mengadopsi prinsip tersebut melalui Peraturan Menteri ESDM No. 17 Tahun 2021 yang mewajibkan Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS) menyusun dan melaksanakan rencana pemanfaatan *associated gas*. Kebijakan ini sejalan dengan komitmen *Nationally Determined Contribution* (NDC) dalam *Paris Agreement* serta agenda transisi energi nasional menuju *net zero emission* (Ministry of Energy and Mineral Resources, 2021; International Energy Agency, 2022).

Associated gas merupakan gas hasil samping proses produksi minyak dan gas bumi yang umumnya dibakar secara terbuka melalui *flare stack* sebagai bagian dari prosedur keselamatan, pengendalian tekanan, maupun akibat keterbatasan infrastruktur (Ismail & Umukoro, 2012). Komposisinya bervariasi bergantung pada kondisi reservoir dan proses produksi, umumnya mengandung metana, etana, propana, butana, serta hidrokarbon berat dan komponen non-hidrokarbon. Kandungan energinya yang cukup tinggi memungkinkan gas tersebut dimanfaatkan kembali, misalnya melalui pembangkitan listrik maupun sebagai produk gas. Pembakaran *associated gas* menghasilkan emisi CO_2, metana yang tidak terbakar sempurna, serta polutan lain sehingga berkontribusi terhadap perubahan iklim dan penurunan kualitas lingkungan di sekitar fasilitas migas (Rajović et al., 2016).

Pada fasilitas *Gathering Station* XYZ, salah satu wilayah produksi minyak di Indonesia yang menghasilkan *associated gas* sekitar 0,8–1,0 MMSCFD, kegiatan *flaring* masih berlangsung karena keterbatasan infrastruktur pemanfaatan gas, keekonomian investasi, dan ketidaksesuaian volume gas dengan skala pemanfaatan konvensional. Kondisi ini menimbulkan permasalahan berupa energi yang terbuang serta belum optimalnya integrasi teknologi energi terdistribusi (*distributed generation*) dalam sistem produksi. Beberapa studi terdahulu menunjukkan bahwa pemanfaatan gas suar mampu meningkatkan efisiensi energi dan mengurangi emisi karbon, namun sebagian besar masih terbatas pada studi kelayakan teknis atau perhitungan termodinamika tanpa analisis keekonomian yang mempertimbangkan kondisi operasional dan skema bisnis yang realistis (Aghaei et al., 2017; Ali & Abdulrahman, 2017; Khan & Khan, 2013; Putra & Hidayat, 2019; Nugroho & Siregar, 2020; Zhang et al., 2020; Luthfiana & Wijaya, 2023; Rakhmadi & Dewi, 2023).

Terdapat celah penelitian untuk menganalisis pemanfaatan gas suar secara menyeluruh melalui *techno-economic assessment* yang dilengkapi analisis reduksi emisi CO2 dan dikembangkan secara spesifik untuk lapangan dengan karakteristik associated gas berfluktuasi seperti *Gathering Station* XYZ. Penelitian ini membandingkan teknologi *Gas-to-Power (Gas Engine Generator/*GEG dan *Micro Gas Turbine*/MTG) dengan *Gas-to-CNG* (*Compressed Natural Gas)*. Kebaruan penelitian ini terletak pada integrasi analisis teknis, ekonomi, dan emisi dalam satu kerangka evaluasi multi-kriteria yang mempertimbangkan skenario pengadaan beli dan sewa, yang belum banyak dilakukan pada penelitian sebelumnya. Tujuan penelitian ini adalah: (1) menganalisis karakteristik teknis *associated gas* meliputi komposisi, tekanan, temperatur, laju alir, dan potensi energinya; (2) mengevaluasi kinerja GEG, MTG, dan CNG berdasarkan aspek teknis, ekonomi, dan emisi; (3) melakukan evaluasi multi-kriteria menggunakan *Weighted Sum Method* (WSM); serta (4) menentukan alternatif dengan nilai evaluasi tertinggi pada skenario pengadaan beli (*buy*) dan sewa (*rent*).

Penelitian dibatasi pada satu fasilitas dengan data operasi normal (*steady state*), tanpa mempertimbangkan kondisi *start-up, shutdown, emergency flaring*, maupun fluktuasi dinamis. Analisis emisi dibatasi pada CO2 tanpa mencakup H2S, N2O, maupun Life Cycle Assessment, dan penelitian tidak mencakup detail engineering design, HAZOP, analisis struktur, maupun studi AMDAL.

METODE PENELITIAN

Pendekatan, Lokasi, dan Data Penelitian

Penelitian ini menggunakan pendekatan kuantitatif dengan metode studi kasus. Pendekatan kuantitatif dipilih karena penelitian menganalisis data numerik untuk mengevaluasi kinerja alternatif teknologi berdasarkan parameter teknis, ekonomi, dan emisi (Creswell & Creswell, 2018; Sugiyono, 2023). Studi kasus digunakan untuk menginvestigasi fenomena secara mendalam dalam konteks nyata tanpa bermaksud menghasilkan generalisasi terhadap seluruh fasilitas migas (Yin, 2018). Berdasarkan tujuannya, penelitian ini termasuk penelitian terapan (Sekaran & Bougie, 2020) yang mengombinasikan performa teknis dengan kelayakan ekonomi (Peters et al., 2003), diperluas dengan aspek reduksi emisi, kemudian diintegrasikan melalui *Multi-Criteria Decision Making* (Triantaphyllou, 2000).

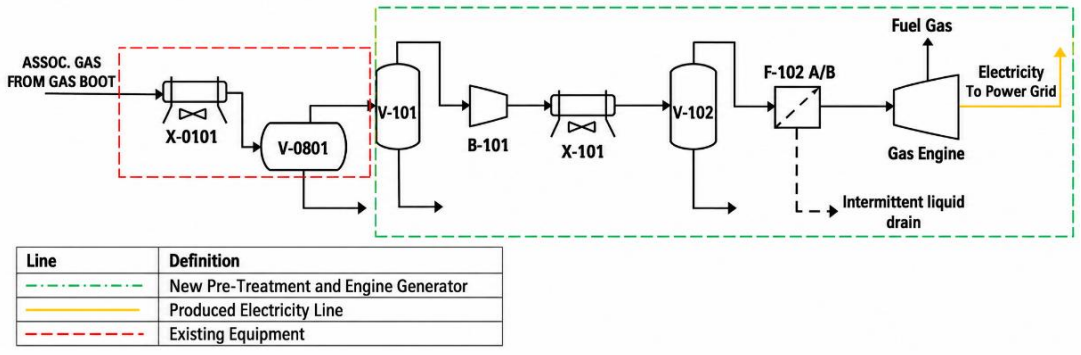
Lokasi penelitian adalah salah satu fasilitas *gathering station* milik operator hulu migas di wilayah kerja Pulau Sumatra. Objek penelitian meliputi sistem pengelolaan *associated gas*, termasuk data operasi sistem pemisahan fluida, karakteristik gas, dan potensi pemanfaatannya. Penelitian menggunakan data sekunder dari dokumen teknis, laporan operasi fasilitas, spesifikasi vendor, standar, regulasi, dan literatur ilmiah sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 2. Seluruh pengolahan data, analisis, dan pemodelan dilakukan menggunakan *Microsoft Excel* dalam lembar kerja yang saling terintegrasi.

Tabel 1. Data Penelitian

Kelompok Data	Parameter	Sumber Data	Digunakan Untuk
Karakteristik *associated gas*	*Flowrate*, tekanan, temperatur, komposisi, LHV	Data operasi GS	Analisis teknis
Proses eksisting	*Flare system*, *pretreatment*, *utility*, *battery limit*	PFD, P&ID, Pre-FEED	Analisis teknis
Kebutuhan listrik	*Existing load*, beban puncak, konsumsi listrik	*Electrical Load List*	Evaluasi kapasitas pembangkit
Teknologi	Efisiensi, kapasitas, *fuel* & *pressure requirement*, *footprint*	*Vendor datasheet*, katalog	Perbandingan teknologi
Ekonomi	CAPEX, OPEX, *maintenance*, biaya rental, harga listrik	*Vendor quotation*, *cost estimate*	Analisis ekonomi
Emisi	Faktor emisi CO_2	Kepmen ESDM No. 163.K/HK.02/MEM.S/2021	Analisis emisi
Operasi & pemeliharaan	Interval *maintenance*, *availability*, *spare part*	*Vendor manual*, O&M *manual*	Analisis O&M

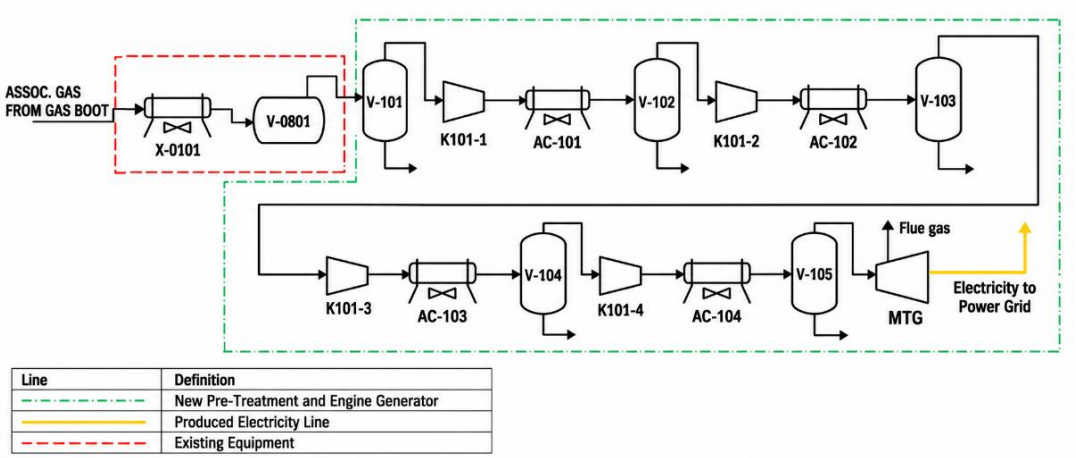
Alternatif Teknologi yang Dikaji

Pada GEG, *associated gas* dibakar di dalam silinder sehingga gaya ekspansi menggerakkan piston dan poros engkol untuk memutar generator. GEG memiliki respons cepat terhadap perubahan beban dan kemampuan operasi *part-load* yang baik (Zakrzewski & Stephens, 2017), namun kandungan hidrokarbon berat dapat menurunkan *methane number* dan menyebabkan *power derating* (Arutyunov et al., 2013). Berdasarkan *equipment sizing*, GEG memerlukan tekanan *fuel gas* 120–500 mbar pada temperatur sekitar 104°F, sehingga sistem *conditioning* mencakup *blower*, *intercooler*, *fuel gas scrubber*, dan *filter coalescer*, tanpa penghilangan CO_2 dan H_2S berdasarkan konfirmasi vendor (Gambar 1).



Gambar 1. Diagram Alir *Fuel Gas Conditioning* GEG
Sumber: Dokumen Equipment Sizing

MTG merupakan turbin gas berukuran kecil yang dirancang dengan desain modular, emisi relatif rendah, serta fleksibilitas bahan bakar. Udara dikompresi, dipanaskan di *recuperator*, dibakar bersama *fuel gas* di *combustor*, lalu gas hasil pembakaran memutar turbin dan generator. Berdasarkan data vendor, pasokan gas pada *battery limit* MTG minimal 87 psig dengan tekanan tahap kompresi akhir 101,5 psig, serta kandungan C5+ dan H_2O di bawah 10% (disarankan di bawah 5%). Oleh karena itu, gas dikompresi melalui *fuel gas recovery system* (FGRS) empat tahap yang terdiri atas *scrubber*, *compressor*, dan *air cooler* (Gambar 2 dan Tabel 3).



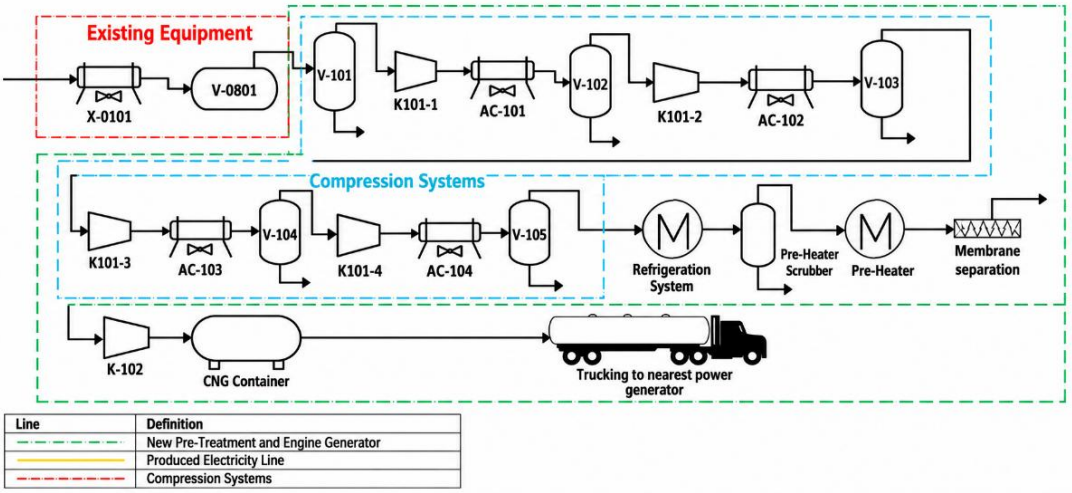
Gambar 2. Diagram Alir *Fuel Gas Conditioning* MTG
Sumber: Dokumen Equipment Sizing

Tabel 2. Kondisi Operasi FGRS

Peralatan	Parameter	Tahap 1	Tahap 2	Tahap 3	Tahap 4
Gas Scrubber	Kode	V-101	V-102	V-103	V-104
	Tekanan (psig)	2	10,3	25,7	53
	Temperatur (°F)	180	95	80	80
	Laju alir gas (MMSCFD)	1,16	1,16	1,16	1,14
	Laju alir cairan (BFPD)	0,14	0,14	6,57	5,37
Gas Compressor	Kode	K-101	K-102	K-103	K-104
	Tekanan *inlet* (psig)	2	10,3	25,7	53
	Tekanan *outlet* (psig)	11,3	26,7	54	101,5
	Temperatur operasi (°F)	180	95	80	80
Air Cooler	Kode	AC-101	AC-102	AC-103	AC-104
	Temperatur *inlet* (°F)	249,8	168,9	157,6	160,1
	Temperatur *outlet* (°F)	95	80	80	104
	Tekanan *inlet* (psig)	11,3	26,7	54	101,5
	Tekanan *outlet* (psig)	10,3	25,7	53	87

Sumber: Dokumen Equipment Sizing

Gas-to-CNG mempertahankan gas sebagai produk energi dalam bentuk gas bertekanan tinggi yang dapat disimpan, diangkut melalui *virtual pipeline*, dan dimanfaatkan di lokasi lain. Tantangan utamanya adalah kebutuhan energi kompresi yang dapat mencapai 8–10% dari energi gas yang diproses serta investasi fasilitas kompresi dan penyimpanan yang tinggi (Mokhatab et al., 2019). Konversi *associated gas* menjadi CNG lebih menguntungkan pada lapangan dengan volume gas sedang dan lokasi terpencil (Oladipo et al., 2020), dan pendekatan *virtual pipeline* berbasis CNG dapat menjadi solusi transisi untuk meningkatkan utilisasi gas di sektor hulu (International Energy Agency, 2021). Konfigurasi CNG pada penelitian ini merupakan yang paling kompleks, meliputi *inlet treatment*, *booster compression*, *liquid removal & dew point suppression*, *CO_2/H_2S removal* menggunakan membran, *CNG compression*, *CNG storage*, dan *Pressure Reduction Station* (Gambar 3).



Gambar 3. Diagram Alir Proses CNG
Sumber: Dokumen Equipment Sizing

Analisis Teknis

Analisis teknis mengevaluasi kesesuaian setiap alternatif terhadap kondisi *Gathering Station* XYZ melalui parameter *Process Requirements* (keluaran, efisiensi konversi, minimum LHV, rentang aliran, kebutuhan *pretreatment*), *Operability* (waktu *start-up*, respons beban, fleksibilitas *part-load*, persyaratan tekanan gas), *Maintainability* (kebutuhan pemeliharaan, kompleksitas sistem, sistem pendukung), serta *Weight & Dimensions* (*footprint*, berat, modularitas). Potensi energi *associated gas*, daya listrik, dan energi listrik tahunan dihitung dengan persamaan berikut:

$$Q_{gas} = V_{gas} \times LHV \quad (1)$$

$$P = (Q_{gas} \times \eta) / 3{,}6 \quad (2)$$

$$E = P \times H_{op} \quad (3)$$

dengan Q_{gas} adalah energi tersedia (MJ/jam), V_{gas} laju alir gas (Nm^3/jam), LHV nilai kalor bawah (MJ/Nm^3), P daya listrik (kW), η efisiensi konversi (%), E energi listrik tahunan (kWh/tahun), dan H_{op} jam operasi efektif (jam/tahun). Persamaan (2) dan (3) tidak digunakan untuk CNG karena CNG tidak mengonversi gas menjadi listrik; evaluasinya didasarkan pada kapasitas penerimaan *feed gas*, pemurnian, kompresi, tekanan operasi, produksi, dan penyimpanan CNG (Liang et al., 2021).

Analisis Ekonomi

Analisis ekonomi menggunakan parameter CAPEX, OPEX, manfaat ekonomi, *Present Value of Benefits* (PVB), *Present Value of Costs* (PVC), *Net Present Value* (NPV), dan *Benefit Cost Ratio* (BCR). Manfaat GEG dan MTG berasal dari energi listrik yang dihasilkan, sedangkan manfaat CNG berasal dari gas yang diproses menjadi produk CNG. Analisis dilakukan pada dua skenario, yaitu skenario beli selama 20 tahun menyesuaikan kontrak kerja sama wilayah kerja dan skenario sewa selama 5 tahun menyesuaikan kontrak vendor, dengan persamaan:

$$NPV = \Sigma_{t=1}^{n} [CF_t / (1 + i)^t] - CAPEX \quad (4)$$

$$PVB = \Sigma_{t=0}^{n} [B_t / (1 + r)^t] \quad (5)$$

$$PVC = \Sigma_{t=0}^{n} [C_t / (1 + r)^t] \quad (6)$$

$$BCR = PVB / PVC \quad (7)$$

dengan CF_t arus kas bersih tahun ke-t, B_t manfaat tahun ke-t, C_t biaya tahun ke-t, i atau r tingkat diskonto, dan n umur proyek. Alternatif dinilai layak apabila NPV > 0 atau BCR > 1 (Gallo, 2014).

Analisis Emisi

Analisis emisi dibatasi pada CO_2 dengan membandingkan kondisi *baseline*, yaitu seluruh *associated gas* dibakar melalui *flare*, terhadap skenario pemanfaatan (Rajović et al., 2016). Emisi *baseline* dihitung dengan prinsip *carbon balance* berdasarkan stoikiometri pembakaran dan komposisi gas aktual (Ismail & Umukoro, 2012), termasuk CO_2 yang telah terkandung dalam gas, sedangkan N_2, H_2S, dan H_2O tidak memberikan kontribusi karbon:

$$C_xH_y + (x + y/4)\ O_2 \rightarrow x\ CO_2 + (y/2)\ H_2O \quad (8)$$

$$C_i = x_i \times N_{C,i} \quad (9)$$

$$E_{CO2} = FC \times NCV \times EF_{CO2} \quad (10)$$

$$ER = Emission_{baseline} - Emission_{project} \quad (11)$$

$$Reduction\ (\%) = [(Emission_{baseline} - Emission_{project}) / Emission_{baseline}] \times 100\% \quad (12)$$

dengan C_i kontribusi karbon komponen i (mol C/mol gas), x_i fraksi mol, $N_{C,i}$ jumlah atom karbon, FC konsumsi gas (Nm^3), NCV nilai kalor gas (MJ/Nm^3), dan EF_{CO2} faktor emisi CO_2. Volume gas dikonversi menjadi mol menggunakan volume standar 379,5 scf/lbmol, kemudian dikalikan kontribusi karbon dan berat molekul CO_2 untuk memperoleh emisi dalam ton CO_2/tahun.

Analisis Pemilihan Teknologi dan Sensitivitas

Pemilihan teknologi dilakukan menggunakan *Multi-Criteria Decision Analysis* (MCDA) dengan agregasi *Weighted Sum Method* (WSM) karena strukturnya sederhana dan transparan (Wang et al., 2009; Sahabuddin & Khan, 2021). Bobot 40% teknis, 40% ekonomi, dan 20% emisi ditetapkan sebagai *structured weighting* untuk menyeimbangkan *technical* dan *economic feasibility* sekaligus memberikan pengaruh eksplisit pada manfaat lingkungan (Wulf et al., 2025), sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 4. Aspek teknis dinilai menggunakan skala ordinal 1–5 sesuai Tabel 3, sedangkan aspek ekonomi (BCR) dan emisi (*emission reduction*) menggunakan data kuantitatif.

Tabel 3. Kriteria dan Bobot Pemilihan Teknologi

Aspek	Parameter	Dasar Penilaian	Bobot	Bobot Aspek
Teknis	*Process Requirements*	Kesesuaian teknologi terhadap karakteristik gas dan kebutuhan proses	10%	40%
	Operability	Kemudahan dan fleksibilitas pengoperasian	10%	
	Maintainability	Kebutuhan dan kompleksitas pemeliharaan	10%	
	Weight & Dimensions	Kebutuhan ruang dan karakteristik fisik peralatan	10%	
Ekonomi	*Economic Performance*	Kinerja investasi dan biaya selama periode evaluasi	40%	40%
Emisi	*Emission Reduction*	Persentase penurunan emisi yang dihasilkan	20%	20%
Total			**100%**	**100%**

Tabel 4. Kriteria Penilaian Analisis Teknis

Skor	*Process Requirements*	*Operability*	*Maintainability*	*Weight & Dimension*
5	Sangat sesuai dengan kondisi gas, *pretreatment* minimum	Fleksibilitas operasi sangat tinggi	*Maintenance* sangat mudah	Sangat kompak/ringan dan sangat mudah diintegrasikan
4	Sesuai, *pretreatment* masih sederhana	Fleksibilitas operasi tinggi	*Maintenance* relatif mudah	Kompak dan relatif mudah diintegrasikan
3	Cukup sesuai, butuh beberapa penyesuaian proses	Fleksibilitas operasi sedang	*Maintenance* sedang	Kebutuhan ruang/berat sedang
2	Kurang sesuai, *pretreatment* signifikan	Fleksibilitas operasi rendah	*Maintenance* relatif kompleks	Membutuhkan ruang/struktur pendukung besar
1	Tidak sesuai dengan karakteristik gas	Fleksibilitas operasi sangat rendah	*Maintenance* kompleks	Sangat besar/berat dan sulit diintegrasikan

Nilai setiap parameter dinormalisasi sebelum pembobotan, lalu skor akhir dihitung dengan persamaan WSM:

$$R_{technical} = X / 5 \quad (13)$$

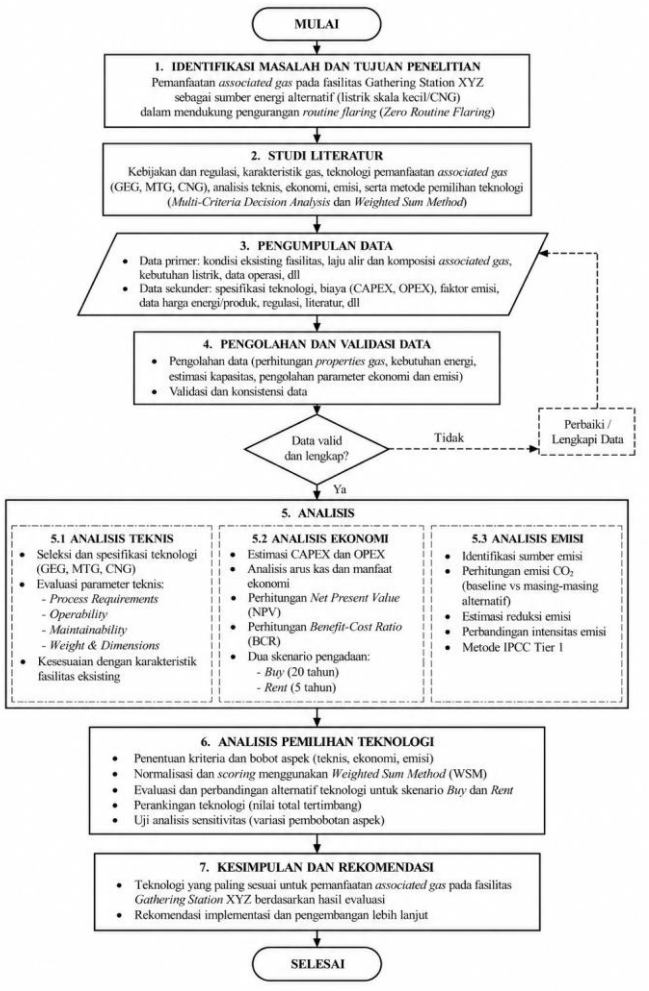
$$R_{quantitative} = (X - X_{min}) / (X_{max} - X_{min}) \quad (14)$$

$$S_j = \Sigma_{i=1}^{n} (W_i \times R_{ij}) \quad (15)$$

dengan X nilai masing-masing analisis, S_j skor akhir alternatif ke-j, W_i bobot kriteria ke-i, dan R_{ij} nilai normalisasi alternatif ke-j pada kriteria ke-i. Uji sensitivitas dilakukan dengan mempertahankan nilai kinerja dan normalisasi, kemudian mengubah bobot sesuai skenario pada Tabel 6 secara terpisah untuk skenario beli dan sewa (Sahabuddin & Khan, 2021; Wulf et al., 2025). Tahapan penelitian secara keseluruhan ditunjukkan pada Gambar 4.

Tabel 5. Skenario Sensitivitas Pembobotan

Skenario	Bobot Teknis	Bobot Ekonomi	Bobot Emisi	Fokus Pengujian
S0 – Dasar	40%	40%	20%	Kondisi acuan penelitian
S1 – Prioritas teknis	50%	30%	20%	Peningkatan kepentingan aspek teknis
S2 – Prioritas ekonomi	30%	50%	20%	Peningkatan kepentingan aspek ekonomi
S3 – Prioritas lingkungan	40%	30%	30%	Peningkatan kepentingan pengurangan emisi
S4 – Seimbang	33,33%	33,33%	33,33%	Bobot antarkriteria relatif seimbang

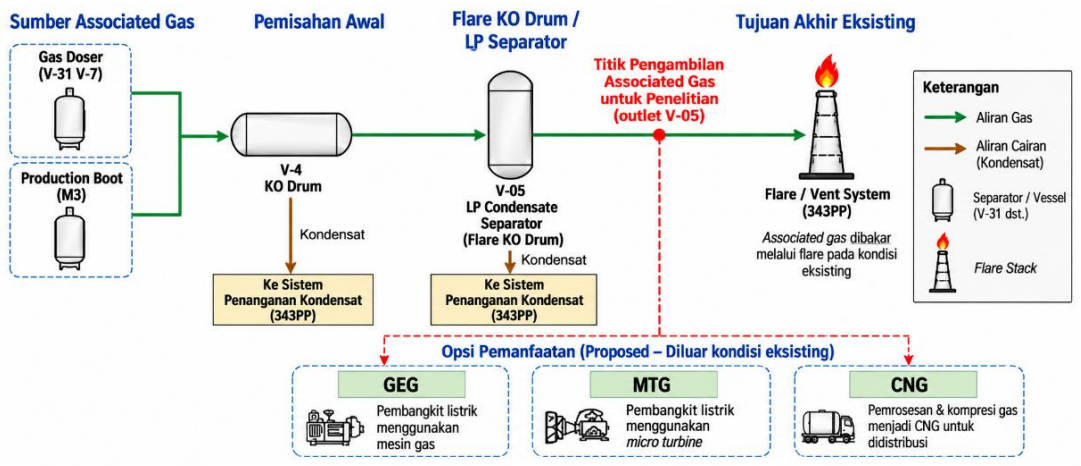


Gambar 4. Diagram Alir Penelitian

HASIL DAN PEMBAHASAN

Kondisi Eksisting dan Karakteristik *Associated Gas*

Fasilitas *Gathering Station* XYZ memiliki peralatan utama aktif berupa *Production Boot* V-2, *Gas Boot* V-3/V-7, KO *Drum* V-4, *Blanket Gas Scrubber* V-5, dan *Wash Tank* T-101/102/103. Uap dari *gas boot* dialirkan menuju sistem pemisahan dan diteruskan ke sistem *flare/vent* atau fasilitas AGRP, sehingga *associated gas* yang belum dimanfaatkan masih memiliki jalur pembuangan melalui *flare* (Gambar 5). Monitoring selama dua minggu dengan interval setiap jam menunjukkan kondisi operasi pada Tabel 7, dengan nilai maksimum 1,155 MMSCFD digunakan sebagai *maximum design flow*.



Gambar 5. Skematik Kondisi Eksisting
Sumber: Line Sizing Report

Tabel 6. Kondisi *Associated Gas* Eksisting

Parameter	Nilai	Unit
Tekanan *outlet Flare* KO *Drum*	2 – 5	psig
Temperatur *outlet Flare* KO *Drum*	120 – 180	°F
Laju alir gas	0,685 – 1,155	MMSCFD

Sumber: Project Design Basis Study

Komposisi gas pada *outlet* KO *Drum* (Tabel 8) didominasi metana sebesar 54,409% mol, dengan kandungan CO_2 yang relatif tinggi sebesar 32,177% mol dan H_2S sebesar 0,0252% mol atau sekitar 252 ppm. CO_2 dan N_2 bersifat inert sehingga menurunkan kandungan energi per satuan volume, sementara hidrokarbon berat dapat menurunkan *methane number* dan meningkatkan kecenderungan *knocking* pada *gas engine* (Arutyunov et al., 2013).

Nilai LHV sebesar 766,655 Btu/scf menunjukkan gas masih memiliki kandungan energi yang dapat dimanfaatkan, meskipun dipengaruhi oleh tingginya kandungan CO_2. LHV digunakan sebagai basis karena merepresentasikan energi pembakaran tanpa panas laten kondensasi uap air. Dengan persamaan (1) dan faktor konversi 293,071 kWh/MMBtu, potensi energi ditunjukkan pada Tabel 7.

Tabel 7. Potensi Energi *Associated Gas*

Kondisi	Flowrate (MMSCFD)	Energi (MMBtu/hari)	Energi (MMBtu/jam)	Ekuivalen (kW)	Ekuivalen (MW)
Minimum	0,685	525,159	21,882	6.412,866	6,413
Maksimum desain	1,155	885,487	36,895	10.812,934	10,813
Rata-rata	**0,920**	**705,323**	**29,388**	**8.612,900**	**8,613**

Sumber: Hasil pengolahan data penelitian

Pada kondisi rata-rata 0,920 MMSCFD, *associated gas* mengandung energi sekitar 705,323 MMBtu/hari atau setara 8,613 MW, sedangkan pada kondisi maksimum desain meningkat menjadi 10,813 MW. Nilai tersebut merupakan potensi energi bahan bakar (*thermal energy input*), bukan daya listrik bersih, karena energi yang dapat dikonversi dipengaruhi efisiensi teknologi, kebutuhan *fuel gas*, dan karakteristik gas (Rajović et al., 2016).

Analisis Teknis

Process Requirements

Karakteristik gas dengan tekanan 2–5 psig, LHV 766,655 Btu/scf, CO_2 32,18% mol, dan H_2S 0,0252% mol dibandingkan dengan kebutuhan proses setiap alternatif. GEG hanya memerlukan *pressure conditioning*, *temperature conditioning*, dan *liquid removal* tanpa unit CO_2/H_2S *removal*, dengan pengaruh karakteristik gas direpresentasikan melalui *power derating*. MTG memerlukan tekanan *inlet* minimum sekitar 5,5 barg sehingga membutuhkan kompresi multi-tahap dan pengendalian kestabilan tekanan. CNG memerlukan pengolahan paling ekstensif: tekanan *feed gas* dinaikkan hingga sekitar 580 psig untuk unit membran, dilanjutkan *dehydration*, CO_2/H_2S *removal*, dan kompresi lanjutan hingga 3000–3600 psig untuk penyimpanan. Kandungan CO_2 tinggi menurunkan nilai kalor, sedangkan H_2S bersifat korosif dan toksik sehingga harus dikendalikan (Liang et al., 2021). Perbandingan kebutuhan proses ditunjukkan pada Tabel 8.

Tabel 8. Perbandingan *Process Requirements*

Kebutuhan Proses	GEG	MTG	CNG
Blower/booster compression	Ya	Ya	Ya
Dehydration & liquid removal	Tidak	Tidak	Ya
CO_2 & H_2S *removal*	Tidak	Tidak	Ya
Further compression	Tidak	Tidak	Ya
Kebutuhan *pressure conditioning*	Rendah	Tinggi	Sangat tinggi
Tingkat kebutuhan *pre-treatment*	Rendah	Sedang–tinggi	Tinggi
Kompleksitas proses	Rendah	Sedang	Tinggi

Operability

GEG yang dikaji menggunakan konfigurasi 3 × 854 kWe (dua unit beroperasi, satu *standby*) dengan konsumsi *fuel gas* sekitar 0,2 MMSCFD per unit. Konfigurasi multi-unit memberikan redundansi serta fleksibilitas ketika beban rendah, meskipun *minimum operating load* sekitar 50%. MTG unggul pada operasi *part-load* hingga sekitar 10% kapasitas, sejalan dengan karakteristik *load-following microturbine*, namun membutuhkan tekanan *fuel gas* yang stabil untuk menghindari *flameout* serta *external electrical power* untuk *starting*. Operabilitas CNG tidak dinilai dari kemampuan mengikuti beban listrik, melainkan dari kontinuitas rangkaian *treatment–compression–storage*, di mana gangguan pada salah satu *package* dapat membatasi produksi (Tabel 9).

Tabel 9. Karakteristik *Operability*

Indikator	GEG	MTG	CNG
Output utama	Listrik	Listrik	CNG
Kapasitas/konfigurasi	3 × 854 kWe	2 × 1000 kW = 2 MWe	±0,604 MMSCFD CNG
Minimum operating load	±50% *running capacity*	±10% *running capacity*	Tidak berlaku
Fuel gas pressure requirement	±0,12–0,50 barg	±5,5 barg minimum / ±101,5 psig pada BL	Kompresi hingga ±3000–3600 psig
Starting requirement	*Fuel gas*	*External electrical power*	Bergantung *compressor/package*
Self-sustained package	Relatif lebih tinggi	Butuh *external power*	Butuh beberapa *utility* eksternal

Indikator	GEG	MTG	CNG
Respons perubahan beban	Baik	Sangat baik pada *part-load*	Tidak dinilai sebagai pembangkit
Ketergantungan operasi	*Fuel gas conditioning* & generator	*Fuel gas compression* & generator	*Treatment*, *compression*, *storage*, PRS

Sumber: Diolah dari Technology and Economical Selection Report dan data vendor

Maintainability

GEG berbasis *reciprocating engine* memiliki lebih banyak komponen bergerak sehingga memerlukan *preventive maintenance* sekitar 1500–3000 jam dan *major overhaul* paling sedikit setelah 24000 jam atau tiga tahun operasi. MTG memiliki jumlah *moving parts* lebih sedikit dengan interval inspeksi sekitar 8000 jam, *minor service* 20000 jam, dan *major service* 40000 jam (Ismail et al., 2013), meskipun *compressor fouling* tetap perlu dipantau. CNG terdiri atas banyak *package* proses dengan karakteristik kegagalan berbeda, di mana *compressor* merupakan peralatan kritis, sehingga tidak dapat direpresentasikan dengan satu nilai MTBO (Tabel 10).

Tabel 10. Karakteristik *Maintainability*

Indikator	GEG	MTG	CNG
Maintenance interval	Relatif lebih pendek	Relatif panjang	Bergantung banyak *package*
Inspection interval	Periodik lebih sering	±8000 jam	Bergantung *equipment*
Minor service	±1500–3000 jam (PM)	±20000 jam	Bergantung *package*
Major service/overhaul	≥24000 jam / 3 tahun	±40000 jam atau lebih	Tidak ada satu MTBO sistem
Kompleksitas komponen	Tinggi	Rendah	Tinggi
Moving parts	Relatif banyak	Lebih sedikit	Banyak pada *compressor/package*
Ketersediaan *wear parts*	Tersedia di pasar	Tersedia di pasar	Tersedia di pasar
Overall maintainability	Baik	Sangat baik	Sedang

Weight & Dimensions

GEG (Jenbacher JGS 420 GS-NL, konfigurasi 3 × 50%) memerlukan *generator package*, sistem *fuel gas conditioning*, *cooling*, *exhaust*, serta fasilitas penunjang dengan jumlah *package* yang relatif terbatas. MTG (C-1000, 5 × 200 kW) bersifat modular dan kompak pada sisi *prime mover*, namun memerlukan sistem *fuel gas compression* sehingga kompaknya *prime mover* tidak berarti *footprint* sistem keseluruhan paling kecil. CNG memiliki kebutuhan *facility siting* paling kompleks karena melibatkan rangkaian *treatment*, *compression*, *high-pressure storage*, PRS, dan berbagai utilitas (Farzaneh-Gord et al., 2011). Studi proyek mengklasifikasikan kompleksitas GEG rendah, MTG sedang, dan CNG tinggi.

Analisis Ekonomi

CAPEX diperoleh dari *quotation* vendor, sedangkan OPEX ditentukan dari data vendor dan referensi harga proyek lain. Pada skenario sewa, CAPEX merupakan *scope* pemilik fasilitas berupa biaya konstruksi awal, sedangkan OPEX berupa biaya rental dan O&M tahunan (Tabel 14). Pada skenario beli, MTG memiliki CAPEX dan OPEX terendah, sedangkan CNG memiliki CAPEX dan OPEX tertinggi. Pada skenario sewa, GEG memiliki biaya konstruksi dan biaya sewa tahunan terendah.

Tabel 11. Estimasi CAPEX dan OPEX Alternatif Teknologi (USD)

Deskripsi	GEG	MTG	CNG
CAPEX skenario beli	8.910.287,00	7.408.000,00	12.650.000,00
OPEX skenario beli (per tahun)	324.309,00	178.704,00	441.100,00
CAPEX skenario sewa	1.391.183,00	1.546.370,00	1.957.580,00
OPEX skenario sewa (per tahun)	397.739,00	491.656,00	853.453,00

Manfaat GEG dan MTG dihitung menggunakan tarif listrik PLN golongan I-3/TM sebesar Rp1.122/kWh yang dikonversi dengan kurs Rp16.959,32/USD menjadi 0,0662 USD/kWh. Manfaat CNG dihitung menggunakan harga *benchmark* USD 8,00/MMBtu dari Perjanjian Jual-Beli CNG yang tersedia secara publik, sehingga diposisikan sebagai harga acuan dan bukan harga kontrak aktual proyek. *Capacity factor* sebesar 85% digunakan sebagai asumsi dasar (Tabel 12).

Tabel 12. Basis Perhitungan Keekonomian

Parameter	GEG	MTG	CNG
Konfigurasi	2 × 854 kWe	2 × C1000	1 CNG *package*
Output	1.708 kW	2.000 kW	0,603 MMSCFD
Capacity factor	0,85	0,85	–
LHV produk	–	–	828 Btu/scf
Harga	0,066 USD/kWh	0,066 USD/kWh	8,00 USD/MMBtu
Energi tahunan	12.717.768 kWh	14.892.000 kWh	182.299,10 MMBtu
Manfaat (USD/tahun)	841.916,24	985.850,40	1.458.392,83

Arus kas disusun dengan CAPEX pada tahun ke-0, sedangkan manfaat dan OPEX terjadi setiap tahun operasi dengan tingkat diskonto 10%. Ringkasan arus kas kedua skenario disajikan pada Tabel 13, dan hasil indikator kelayakan ekonomi pada Tabel 17.

Tabel 13. Ringkasan Arus Kas Skenario Beli dan Sewa (USD)

Teknologi	CAPEX (Tahun 0)	Manfaat/Tahun	OPEX/Tahun	NCF/Tahun	Total PV NCF
Skenario beli (20 tahun)					
GEG	−8.910.287,00	841.916,24	324.309,00	517.607,24	−4.503.604,77
MTG	−7.408.000,00	985.850,40	178.704,00	807.146,40	−536.307,69
CNG	−12.650.000,00	1.458.392,83	441.100,00	1.017.292,83	−3.989.212,65
Skenario sewa (5 tahun)					
GEG	−1.391.183,00	841.916,24	397.739,00	444.177,24	292.598,21
MTG	−1.546.370,00	985.850,40	491.656,00	494.194,40	327.015,59
CNG	−1.957.580,00	1.458.392,83	853.453,00	604.939,83	335.617,91

Tabel 14. Hasil Perhitungan Keekonomian (USD)

Parameter	GEG	MTG	CNG
Skenario beli (20 tahun)			
PV *Benefit*	7.167.707,57	8.393.100,20	12.416.120,30
PV OPEX	2.761.025,34	1.521.407,89	3.755.332,96
PV CAPEX	8.910.287,00	7.408.000,00	12.650.000,00
PV *Cost*	11.671.312,34	8.929.407,89	16.405.332,96
NPV	−4.503.604,77	−536.307,69	−3.989.212,65
BCR	**0,614**	**0,940**	**0,757**
Skenario sewa (5 tahun)			
PV *Benefit*	3.191.524,95	3.737.148,65	5.528.456,25
PV OPEX	1.507.743,74	1.863.763,06	3.235.258,34
PV CAPEX	1.391.183,00	1.546.370,00	1.957.580,00
PV *Cost*	2.898.926,74	3.410.133,06	5.192.838,34
NPV	292.598,21	327.015,59	335.617,91
BCR	**1,101**	**1,096**	**1,065**

Pada skenario beli, ketiga alternatif menghasilkan NPV negatif. MTG memiliki kinerja terbaik dengan NPV −USD 536.307,69 dan BCR 0,940, diikuti CNG (BCR 0,757) dan GEG (BCR 0,614). Meskipun CNG memiliki PV *benefit* tertinggi, PV *cost* sebesar USD 16.405.332,96 menyebabkan NPV-nya tetap negatif. Nilai BCR MTG yang masih di bawah 1 menunjukkan manfaat terdiskonto belum sepenuhnya menutupi biaya terdiskonto. Pada skenario sewa, ketiga alternatif menghasilkan NPV positif; CNG memiliki NPV tertinggi (USD 335.617,91), sedangkan GEG memiliki BCR tertinggi (1,101). Hasil ini menunjukkan bahwa model pengadaan merupakan variabel penting dalam kelayakan ekonomi karena hasil pemilihan dapat berubah ketika struktur investasi berubah meskipun teknologi dan kondisi operasinya sama (Wang et al., 2009).

Analisis Emisi

Emisi *baseline* dihitung dengan asumsi seluruh *associated gas* rata-rata 0,92 MMSCFD dibakar melalui *flare*. Total kontribusi karbon sebesar 1,231 mol C/mol gas (Tabel 8) dikalikan jumlah mol gas pada kondisi standar 60°F dan 14,696 psia, kemudian dikonversi menggunakan berat molekul CO_2 44,01 lb/lbmol dan 1 ton = 2.204,62 lb (Tabel 15).

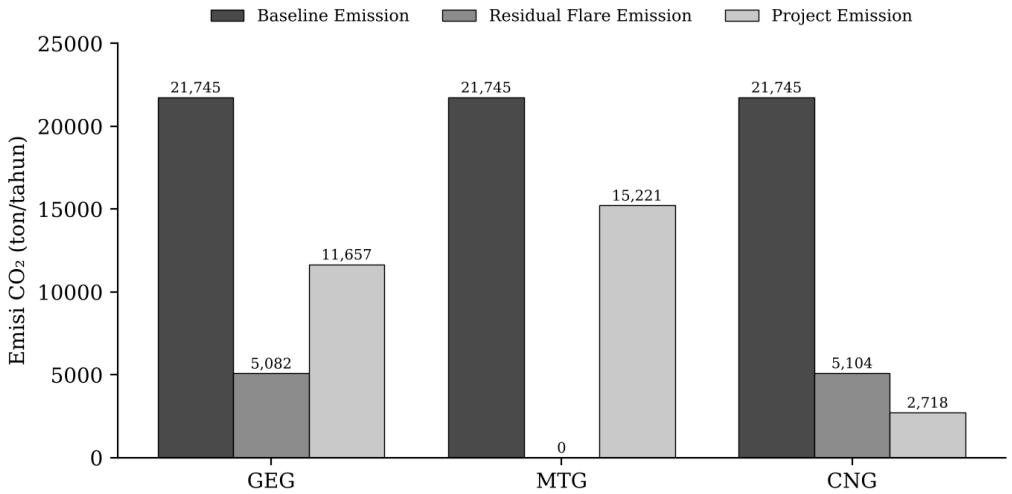
Tabel 15. Parameter dan Hasil Perhitungan Emisi *Baseline*

Parameter	Nilai	Unit
Laju alir gas rata-rata (Q)	0,92	MMSCFD
Hari operasi (D)	365	hari/tahun
LHV	766,655	Btu/scf
Volume gas standar (V_{std})	379,5	scf/lbmol
Berat molekul CO_2	44,01	lb/lbmol
Volume gas tahunan	335,8	MMSCF/tahun
Jumlah gas	2.635,046	lbmol/MMSCF
CO_2 terbentuk	3.243,916	lbmol CO_2/MMSCF
Faktor emisi CO_2	64,757	ton CO_2/MMSCF
Emisi *baseline*	**21.745,424**	**ton CO_2/tahun**

Emisi setiap alternatif terdiri atas emisi pemanfaatan gas pada teknologi dan emisi dari gas yang masih dibakar di *flare*. Pada GEG, dari 0,920 MMSCFD gas, sebesar 0,705 MMSCFD digunakan sebagai *fuel gas* dan 0,215 MMSCFD masih dialirkan ke *flare*. Pada MTG, seluruh gas 0,920 MMSCFD digunakan sehingga tidak terdapat *residual flare*. Pada CNG, sistem menghasilkan produk 0,6043 MMSCFD dan aliran *reject* 0,3156 MMSCFD, dengan konsentrasi CO_2 menurun dari 32,18% mol pada *feed* menjadi 5,00% mol pada produk, sehingga emisinya dihitung berdasarkan neraca CO_2 pada aliran proses ditambah emisi konsumsi listrik peralatan (Tabel 19 dan Gambar 6).

Tabel 16. Hasil Perhitungan *Emission Reduction*

Parameter	GEG	MTG	CNG	Unit
Baseline gas flow	0,920	0,920	0,920	MMSCFD
Fuel gas/CNG product	0,705	0,920	0,920	MMSCFD
Residual flare/CNG reject	0,215	0,000	0,316	MMSCFD
Output	2,562	2,000	0,604	MW
Efisiensi	38,84%	23,22%	–	%
Emission factor	0,520	0,870	0,658	tCO_2/MWh
Emisi *baseline*	21.745,424	21.745,424	21.745,424	tCO_2/tahun
Emisi *residual flare*	5.081,623	0,000	5.103,623	tCO_2/tahun
Emisi proyek	11.656,638	15.220,930	1.134,359	tCO_2/tahun
Emission reduction	5.007,163	6.524,493	15.507,442	tCO_2/tahun
Emission reduction	**23,03%**	**30,00%**	**71,31%**	**%**



Gambar 6. Grafik Perbandingan Emisi CO_2 Setiap Alternatif

Ketiga alternatif menghasilkan penurunan emisi CO_2 terhadap *baseline*. Perbedaan reduksi terutama dipengaruhi oleh jumlah gas yang berhasil dialihkan dari *flaring* dan mekanisme pemanfaatan gas: GEG masih menyisakan *residual flare*, MTG memanfaatkan seluruh *feed gas*, sedangkan CNG mengalihkan sebagian besar gas menjadi produk. Dengan demikian, hasil emisi tidak hanya ditentukan oleh *emission factor* teknologi, tetapi juga oleh *gas utilization rate*, karakteristik gas, dan konfigurasi proses, sehingga reduksi emisi perlu dipertimbangkan bersama aspek teknis dan ekonomi.

Evaluasi Pemilihan Teknologi

Skor teknis setiap alternatif dinormalisasi menggunakan persamaan (13) dan dikalikan bobot parameter sebesar 10% (Tabel 20). MTG memperoleh *weighted score* teknis tertinggi sebesar 36,00%, diikuti GEG sebesar 34,00% dan CNG sebesar 18,00%. Keunggulan MTG berasal dari *operability* dan *maintainability* yang memperoleh nilai maksimum, sejalan dengan karakteristik *microturbine* yang memiliki sedikit *moving parts*, kompak, dan fleksibel (Ismail et al., 2013). GEG unggul pada *process requirements* karena dapat beroperasi dengan tekanan *fuel gas* lebih rendah, sedangkan rendahnya nilai CNG dipengaruhi kebutuhan *dehydration*, CO_2/H_2S *removal*, kompresi, dan fasilitas penyimpanan.

Tabel 17. *Scoring* dan *Weighted Score* Analisis Teknis

Parameter	Skor GEG	Skor MTG	Skor CNG	WS GEG	WS MTG	WS CNG
Process Requirements	5	4	2	10,00%	8,00%	4,00%
Operability	4	5	2	8,00%	10,00%	4,00%
Maintainability	4	5	3	8,00%	10,00%	6,00%
Weight & Dimension	4	4	2	8,00%	8,00%	4,00%
Total	**17**	**18**	**9**	**34,00%**	**36,00%**	**18,00%**

Keterangan: WS = weighted score

Aspek ekonomi dievaluasi menggunakan BCR yang dinormalisasi terhadap nilai tertinggi (Tabel 18). Pada skenario beli, MTG memperoleh kontribusi ekonomi tertinggi (40,00%), diikuti CNG (32,21%) dan GEG (26,13%), meskipun ketiga BCR masih di bawah 1. Pada skenario sewa, GEG memperoleh kontribusi tertinggi (40,00%), diikuti MTG (39,82%) dan CNG (38,86%), dengan seluruh BCR di atas 1. Aspek emisi diperlakukan sebagai *benefit criterion* sehingga CNG memperoleh kontribusi emisi tertinggi (Tabel 22).

Tabel 18. *Weighted Score* Analisis Ekonomi

Alternatif	BCR Beli	Normalisasi	Pembobotan	BCR Sewa	Normalisasi	Pembobotan
GEG	0,614	0,653	26,13%	1,101	1,000	40,00%
MTG	0,940	1,000	40,00%	1,096	0,995	39,82%
CNG	0,757	0,805	32,21%	1,065	0,971	38,86%

Tabel 19. *Weighted Score* Analisis Emisi

Teknologi	*Reduction* (tCO_2/tahun)	*Reduction* (%)	Normalisasi	Pembobotan
GEG	5.007,16	23,03%	0,00	0,00%
MTG	6.524,49	30,00%	0,17	3,40%
CNG	13.923,58	64,03%	1,00	20,00%

Penggabungan skor ketiga aspek menghasilkan nilai agregat pada Tabel 23. Pada skenario beli, MTG memperoleh skor tertinggi sebesar 85,37%, diikuti CNG (70,21%) dan GEG (67,33%). Pada skenario sewa, MTG tetap tertinggi sebesar 85,19%, diikuti GEG (81,19%) dan CNG (76,86%). Perubahan urutan GEG dan CNG menunjukkan bahwa skema pengadaan memengaruhi hasil agregat, namun tidak mengubah posisi MTG sebagai alternatif dengan skor tertinggi.

Tabel 20. Hasil Evaluasi Pemanfaatan Teknologi

Aspek	GEG	MTG	CNG
Skenario beli			
Analisis teknis	34,00%	36,00%	18,00%
Analisis ekonomi (beli)	26,13%	40,00%	32,21%
Analisis emisi	7,19%	9,37%	20,00%
Total	**67,33%**	**85,37%**	**70,21%**
Skenario sewa			
Analisis teknis	34,00%	36,00%	18,00%
Analisis ekonomi (sewa)	40,00%	39,82%	38,86%
Analisis emisi	7,19%	9,37%	20,00%
Total	**81,19%**	**85,19%**	**76,86%**

Hasil analisis sensitivitas (Tabel 21) menunjukkan bahwa pada skenario beli, MTG secara konsisten memperoleh skor tertinggi pada seluruh skenario pembobotan, dengan skor 85,37% (dasar), 95,00% (prioritas teknis), 86,37% (prioritas ekonomi), 96,00% (prioritas lingkungan), dan 78,95% (seimbang). Pada skenario sewa, MTG unggul pada empat dari lima skenario, sedangkan pada skenario bobot seimbang CNG memperoleh skor tertinggi (80,71%) di atas MTG (78,79%). Hasil ini menunjukkan bahwa MTG relatif *robust* terhadap perubahan bobot dalam rentang yang diuji (Sahabuddin & Khan, 2021), meskipun peringkat pada skenario sewa mulai sensitif ketika bobot emisi ditingkatkan secara setara dengan aspek lainnya.

Tabel 21. Hasil Analisis Sensitivitas Skenario Beli dan Sewa

Skenario	Bobot (T/Ek/Em)	Beli GEG	Beli MTG	Beli CNG	Sewa GEG	Sewa MTG	Sewa CNG
S0 – Dasar	40/40/20	67,33%	85,37%	70,21%	81,19%	85,19%	76,86%
S1 – Prioritas teknis	50/30/20	75,17%	95,00%	62,76%	85,57%	94,86%	67,75%
S2 – Prioritas ekonomi	30/50/20	65,36%	86,37%	73,76%	82,69%	86,14%	82,07%
S3 – Prioritas lingkungan	40/30/30	73,20%	96,00%	66,31%	83,60%	95,86%	71,30%
S4 – Seimbang	33,33 setiap aspek	62,09%	78,95%	75,17%	73,65%	78,79%	80,71%

Keterangan: T = teknis, Ek = ekonomi, Em = emisi

KESIMPULAN

Associated gas pada *Gathering Station* XYZ dengan laju alir rata-rata 0,92 MMSCFD dan LHV 766,655 Btu/scf memiliki potensi energi setara 8,613 MW, namun kandungan CO_2 sebesar 32,18% mol dan tekanan awal yang rendah menentukan kebutuhan proses setiap teknologi. MTG memperoleh skor teknis tertinggi (36%) dan kinerja ekonomi terbaik pada skenario beli (BCR 0,940), GEG memperoleh BCR tertinggi pada skenario sewa (1,101), sedangkan CNG memberikan reduksi emisi terbesar terhadap *baseline* 21.745,42 tCO_2/tahun. Evaluasi terpadu menggunakan WSM menempatkan MTG pada peringkat tertinggi pada skenario beli (85,37%) dan sewa (85,19%) serta relatif stabil pada uji sensitivitas, meskipun skor agregat tertinggi tidak serta-merta berarti proyek layak secara finansial karena BCR skenario beli masih di bawah 1. Penelitian selanjutnya disarankan menggunakan data operasi dengan periode lebih panjang dan analisis dinamis terhadap fluktuasi laju alir dan komposisi

gas, memperbarui CAPEX, OPEX, dan biaya rental berdasarkan *firm quotation* vendor, memperluas analisis emisi dengan memasukkan CH_4, N_2O, serta emisi tidak langsung, serta melakukan analisis sensitivitas terhadap harga listrik, harga CNG, *discount rate*, dan jam operasi. Sebelum implementasi, hasil kajian perlu dilanjutkan ke tahap FEED/*detailed engineering*, HAZID/HAZOP, *fire & gas study*, kajian lingkungan, dan perizinan.

PENDANAAN

Penelitian ini tidak menerima pendanaan khusus dari lembaga pemerintah, swasta, maupun organisasi lainnya.

KONFLIK KEPENTINGAN

Para penulis menyatakan bahwa tidak terdapat konflik kepentingan dalam pelaksanaan penelitian, penulisan, maupun publikasi artikel ini.

KONTRIBUSI PENULIS

Seluruh penulis berkontribusi dalam penyusunan artikel ini. Penulis pertama (Randy Arnatha) berperan dalam konseptualisasi penelitian, pengumpulan dan analisis data, interpretasi hasil, serta penyusunan naskah, sedangkan penulis lainnya berkontribusi dalam peninjauan, penyuntingan, dan persetujuan akhir naskah.

PERNYATAAN PENGGUNAAN KECERDASAN ARTIFISIAL GENERATIF

Penulis menyatakan bahwa tidak menggunakan kecerdasan artifisial generatif dalam penyusunan artikel ini.

REFERENSI

Aghaei, M., et al. (2017). Feasibility study of flare gas recovery and utilization in power generation systems. Applied Thermal Engineering, 110, 789–797.

Ali, A. H. H., & Abdulrahman, A. A. (2017). Feasibility study of power generation using flare gas in oil field. Energy Procedia, 105, 3460–3465. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.772

Creswell, J. W., & Creswell, J. D. (2018). Research design: Qualitative, quantitative, and mixed methods approaches (5th ed.). SAGE Publications.

International Energy Agency. (2021). Sumber terkait virtual pipeline berbasis compressed natural gas (CNG). International Energy Agency.

International Energy Agency. (2022). Flaring emissions and recovery potential in the oil & gas sector. IEA Publications. https://www.iea.org

Ismail, O. S., & Umukoro, G. E. (2012). Global impact of gas flaring. Energy and Power Engineering, 4(4), 290–302. https://doi.org/10.4236/epe.2012.44039

Khan, M. J., & Khan, M. I. (2013). Techno-economic analysis of flare gas recovery using small gas engines in oil fields. Energy, 62, 230–238. https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.09.040

Luthfiana, A., & Wijaya, H. A. (2023). Kajian keekonomian penggunaan microturbine pada pemanfaatan flare gas di fasilitas minyak lepas pantai. Jurnal Teknologi Minyak dan Gas, 6(1), 11–20.

Ministry of Energy and Mineral Resources. (2021). Statistik energi Indonesia 2021. Pusdatin ESDM. https://www.esdm.go.id

Mokhatab, S., et al. (2019). Sumber terkait teknologi compressed natural gas, kebutuhan energi kompresi, dan fasilitas penyimpanan.

Nugroho, H. S., & Siregar, R. A. (2020). Pemanfaatan gas flare sebagai sumber energi listrik di industri migas: Studi kasus di wilayah kerja Rokan. Jurnal Energi dan Migas, 12(2), 73–81.

Oladipo, et al. (2020). Sumber terkait pemanfaatan associated gas menjadi compressed natural gas.

Peters, M. S., Timmerhaus, K. D., & West, R. E. (2003). Plant design and economics for chemical engineers (5th ed.). McGraw-Hill.

Putra, A. G., & Hidayat, M. (2019). Analisis kelayakan teknis dan ekonomis pembangkit listrik tenaga gas pada gas flare di fasilitas produksi minyak. Jurnal Teknik Energi, 8(3), 147–155.

Rajović, V., Kiss, F. E., Maravić, N., & Sera, O. (2016). Environmental flows and life cycle assessment of associated petroleum gas utilization via combined heat and power plants and heat boilers at oil fields. Energy Conversion and Management, 118, 96–104. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.03.084

Rakhmadi, R. F., & Dewi, R. G. (2023). Peran teknologi pembangkit listrik skala kecil dalam pemanfaatan gas suar di lapangan migas. Prosiding Seminar Nasional Energi dan Lingkungan, 18, 55–64.

Sahabuddin, M., & Khan, I. (2021). Multi-criteria decision analysis methods for energy sector's sustainability assessment: Robustness analysis through criteria weight change. Sustainable Energy Technologies and Assessments, 47, 101380. https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101380

Sekaran, U., & Bougie, R. (2020). Research methods for business: A skill-building approach (8th ed.). John Wiley & Sons.

Sugiyono. (2023). Metode penelitian kuantitatif, kualitatif, dan R&D. Alfabeta.

Triantaphyllou, E. (2000). Multi-criteria decision making methods: A comparative study. Kluwer Academic Publishers. https://doi.org/10.1007/978-1-4757-3157-6

Wang, J.-J., Jing, Y.-Y., Zhang, C.-F., & Zhao, J.-H. (2009). Review on multi-criteria decision analysis aid in sustainable energy decision-making. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 13(9), 2263–2278. https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.06.021

Wulf, C., Mesa Estrada, L. S., Haase, M., Tippe, M., Wigger, H., & Brand-Daniels, U. (2025). MCDA for the sustainability assessment of energy technologies and systems: Identifying challenges and opportunities. Energy, Sustainability and Society, 15, 45. https://doi.org/10.1186/s13705-025-00546-8

Yin, R. K. (2018). Case study research and applications: Design and methods (6th ed.). SAGE Publications.

Zhang, Z., Li, H., & Li, G. (2020). Energy utilization of flare gas using micro gas turbines: Technical and economic feasibility study. Energy Conversion and Management, 203, 112181. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.112181