



Pengembangan Model Usaha untuk Peningkatan Skala Pemanfaatan Biometana di Kalimantan Timur dan Sumatera Selatan



Kementerian PPN/
Bappenas

Atas nama:



on the basis of a decision
by the German Bundestag



Diterbitkan oleh:



Halaman ini sengaja dikosongkan.

Diterbitkan oleh:

GIZ – Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH,
atas nama Kementerian Federal untuk Urusan Ekonomi dan Aksi Iklim (BMWK),
Republik Federal Jerman

Bekerja sama dengan:

Kementerian PPN/Bappenas, Republik Indonesia

Kantor terdaftar:

Bonn dan Eschborn, Jerman

Innovation Regions for a Just Energy Transition (IKI JET)

sebagai bagian dari Program Energi Indonesia/ASEAN
Gedung De Ritz, Lantai 2 dan 3A Menteng – Jakarta, Indonesia
E: info@giz.de
I : www.giz.de

Disusun oleh:

Ignatius Prahastono Udaya

Dicetak dan didistribusikan oleh GIZ


Jakarta, April 2025

PProyek ini merupakan bagian dari Inisiatif Iklim Internasional (IKI). Kementerian Federal Jerman untuk Urusan Ekonomi dan Aksi Iklim (BMWK) mendukung inisiatif ini berdasarkan keputusan yang diambil oleh Bundestag Jerman.

Foto, gambar, dan elemen grafis lainnya merupakan properti intelektual yang dilindungi dan oleh karena itu tidak boleh diambil secara terpisah dari publikasi ini. Namun, bab-bab lengkap dari buku ini dapat diterjemahkan ke dalam bahasa lain dan direproduksi untuk keperluan pelatihan, dengan syarat penerbit diberitahu mengenai tujuan tersebut dan diberikan penghargaan yang layak.

Publikasi ini disusun untuk mengkaji pengembangan model usaha dalam rangka meningkatkan skala pemanfaatan biometana di Kalimantan Timur dan Sumatera Selatan. Segala perhatian telah dicurahkan dalam proses penyusunan publikasi ini. Penulis, kontributor, GIZ, serta seluruh pihak yang terlibat bertanggung jawab penuh atas isi dari publikasi ini.

Halaman ini sengaja dikosongkan.



**Pengembangan Model Usaha untuk
Peningkatan Skala Pemanfaatan Biometana
di Kalimantan Timur dan Sumatera Selatan**

Ringkasan Eksekutif

Pendahuluan

Sumatera Selatan dan Kalimantan Timur merupakan dua wilayah dengan cadangan batu bara terbesar di Indonesia. Hal ini menyebabkan kegiatan ekonomi di kedua provinsi tersebut sangat bergantung pada kegiatan produksi batu bara, seperti penambangan, transportasi, dan pembangkit listrik, yang berkontribusi terhadap 33% P DB di Sumatera Selatan dan 16% PDB di Kalimantan Timur pada tahun 2023. Akan tetapi, selain memiliki potensi besar dari batu bara, minyak, dan gas alam, kedua provinsi tersebut juga memiliki potensi energi terbarukan (ET) yang signifikan. Kalimantan Timur menduduki peringkat kelima sebagai provinsi dengan potensi ET terbesar setelah Kalimantan Barat, Papua, Jawa Barat, dan Jawa Tengah. Sementara itu, provinsi Sumatera Selatan menempati peringkat kedelapan sebagai provinsi dengan potensi ET terbesar (Institute for Essential Services Reform (IESR), 2019). Selain energi tenaga surya dan energi tenaga air, wilayah-wilayah tersebut juga memiliki potensi bioenergi yang bisa dikonversi, tidak hanya menjadi tenaga listrik, tetapi juga energi panas yang dihasilkan langsung dari pembakaran biomassa atau produksi biogas.

Sebagian besar potensi bioenergi tersebut bersumber dari sektor kelapa sawit, dan sebagian kecil dari industri tapioka. Produk sampingan pabrik kelapa sawit yang dianggap tidak bernilai tetapi mampu menghasilkan energi adalah *palm oil mill effluent* (POME), yaitu limbah cair dari pengolahan kelapa sawit. Limbah cair ini mengandung zat-zat organik dalam jumlah besar yang, dalam kondisi tertentu, dapat menghasilkan bahan bakar dalam bentuk gas yang disebut biogas. Komponen utama Biogas adalah metana (CH₄) dan karbon dioksida (CO₂). Biogas dengan kandungan metana yang tinggi disebut biometana. Biometana memiliki karakter yang serupa dengan gas alam.

Menurut Dinas ESDM provinsi Sumatera Selatan dan Kalimantan Timur, pada 2024, terdapat 89 pabrik kelapa sawit di Sumatera Selatan. Dengan menerapkan beberapa kriteria, didapatkan total potensi biometana di Sumatera Selatan adalah sekitar 45.000 m³ biometana per jam atau setara dengan 33 BBTUD. Sementara itu, Kalimantan Timur memiliki potensi yang lebih tinggi karena jumlah pabrik kelapa sawit lebih banyak, yaitu 106 pabrik kelapa sawit yang mampu menghasilkan 53.000 m³ biometana per jam atau setara dengan 39 BBTUD. Selain itu, studi terdahulu GIZ juga mengidentifikasi adanya satu pabrik pengolahan tapioka di Sumatera Selatan yang mampu menghasilkan biometana dengan potensi produksi sebesar 1.000 m³ biometana per jam atau setara dengan 0.7 BBTUD (GIZ ExploRE Project, 2023).

Produksi biometana akan mengurangi emisi dari POME yang tidak dimanfaatkan melalui upaya penangkapan gas metana. Selain itu, karena kemiripan karakteristik dengan gas alam, biometana dapat digunakan sebagai pengganti bahan bakar fosil seperti bahan bakar diesel dan LPG. Upaya ini sejalan dengan komitmen pemerintah dalam mencapai target Peningkatan Kontribusi yang Ditentukan secara Nasional (*Enhanced Nationally Determined Contribution*), nol emisi, *Global Methane Pledge*, program substitusi bahan bakar diesel, dan inisiatif konversi LPG. Pada saat ekosistem bisnis telah terbentuk, dampak ekonomi yang dihasilkan akan sangat besar. Hal tersebut tidak hanya memengaruhi sisi produksi biometana, tetapi juga akan menciptakan peluang di sisi distribusi, seperti distribusi CNG dan jaringan gas, serta sisi pemanfaatan, seperti sektor industri, pembangkit listrik, dan sektor yang lebih kecil, seperti hotel dan restoran. Hal ini akan menstimulasi kegiatan ekonomi baru di wilayah yang dulunya bergantung pada batu bara. Transisi ini akan membuka jalan untuk energi masa depan yang lebih bersih di wilayah-wilayah tersebut, dan mendukung tujuan transisi energi yang lebih luas yang ditetapkan pemerintah.

Tantangan

Selama beberapa tahun terakhir, telah terdapat inisiatif-inisiatif pemanfaatan biometana namun pelaksanaannya masih terbatas akibat adanya beberapa tantangan. Tantangan pertama terkait dengan keekonomian pemanfaatan biometana, yaitu persepsi mengenai biaya investasi, ketidakpastian permintaan produksi, dan kebutuhan untuk memahami risiko ekonomi yang melekat. Pada studi ini, diskusi mengenai model usaha akan menjadi solusi atas tantangan-tantangan tersebut. Tantangan lainnya terkait dengan teknologi yang belum umum digunakan di Indonesia. Akan tetapi, perlu dipahami bahwa teknologi tersebut bukanlah teknologi yang baru. Teknologi tersebut telah digunakan secara luas dan komersial sejak awal tahun 2000 di Eropa. Oleh sebab itu, mengadopsi teknologi tersebut bukanlah hal yang sulit.

Selain tantangan terkait keekonomian dan teknologi, para pemangku kepentingan juga harus memahami persyaratan yang ditetapkan di dalam peraturan terkait dengan komersialisasi biometana. Untuk mengatasi tantangan tersebut, satu bab khusus di dalam studi ini akan menjelaskan tentang izin lingkungan dan izin usaha yang diperlukan.

Model Usaha Potensial

Terdapat tiga kelompok model usaha untuk peningkatan skala pemanfaatan biometana berdasarkan pembeli (*offtaker*) dari hasil produksi biometana. Setiap kelompok memiliki variasinya masing-masing.

Model usaha 1 memiliki *offtaker* yang berasal hanya dari bisnis pabrik kelapa sawit. Di dalam model ini tidak terdapat permasalahan terkait keamanan pasokan dan permintaan. Penghematan yang dihasilkan juga jelas dan dapat dikuantifikasi. Potensi imbal hasil dari model ini adalah yang terbesar di antara model lain ketika bisnis yang dijalankan ditujukan untuk menggantikan bahan bakar diesel non-subsidi dengan biogas ataupun biometana. Variasi dari Model ini adalah ketika *offtaker* potensialnya hanya dari kepemilikan yang sama dengan PKS (Model 1A) versus ketika *offtaker* potensialnya juga melibatkan vendor dari pabrik kelapa sawit (Model 1B), terutama para vendor logistik yang menyediakan jasa truk pengangkutan dan tertarik untuk mengonversikan truk berbahan bakar diesel menjadi truk berbahan bakar CBG.

Model usaha 2 adalah ketika para *offtaker* berasal dari pengguna industri, seperti manufaktur, horeka, dan sejumlah besar perusahaan tambang yang berlokasi di Sumatera Selatan dan Kalimantan. Untuk menjalankan model usaha ini, satu pengembang proyek (*Project Developer*) akan dilibatkan untuk memproduksi biometana dan menjualnya. Kemudian, konsumen dari model usaha ini akan memerlukan insentif tambahan untuk kebutuhan konversi, yang berarti harga jual produk harus lebih rendah dibandingkan harga bahan bakar yang saat ini mereka gunakan. Konsekuensinya, imbal hasil dari model ini akan lebih rendah dibandingkan dengan Model 1. Variasi dari model ini adalah ketika seluruh fasilitas dimiliki oleh satu *Project Developer* (Model 2A) versus ketika terdapat pemisahan kepemilikan antara PKS dan *Project Developer* (Model 2B). Pada model 2B, pabrik biogas dimiliki dan dikelola oleh PKS sendiri sebagai bagian dari sistem pengolahan limbah dan menjual *output* biogas kepada *Project Developer*.

Model usaha 3 adalah ketika para *offtaker* merupakan pemilik jalur pipa gas, seperti PGN, Pertagas, atau TGI. Model ini sangat rumit karena melibatkan beberapa pihak, termasuk badan sertifikasi yang akan melakukan proses sertifikasi biometana karena akan dicampur dengan gas alam. Model ini juga hanya bisa diberlakukan pada PKS yang berlokasi tidak jauh dari jaringan pipa gas. Model ini juga memiliki imbal hasil terendah karena penjualan dilakukan kepada *gas trader* alih-alih pengguna akhir yang menyebabkan harga jual jauh lebih rendah.

Rekomendasi

Model usaha terbaik untuk menggantikan baik konsumsi bahan bakar diesel non-subsidi maupun LPG adalah Model 1A. Model ini sederhana untuk dijalankan dan hanya melibatkan lebih sedikit pemangku kepentingan. Model ini juga menawarkan keamanan pasokan dan permintaan dalam jangka panjang. Oleh sebab itu, model ini juga tidak akan memunculkan permasalahan dengan bank atau lembaga pembiayaan. Model ini juga menghasilkan keuntungan yang jelas dan imbal hasil investasi yang terbesar. Tantangan utama bagi model usaha ini adalah menemukan *offtaker* internal untuk *output* biometana. Model ini memerlukan penyerapan metana sebesar 50% untuk menghasilkan IRR yang layak sebesar 15%. Dengan demikian, apabila permintaan internal tidak mampu melampaui ambang batas imbal hasil, maka PKS perlu mencari *offtaker* lain di luar kelompok *offtaker* internal.

Model usaha lainnya yang potensial adalah Model 2B. Model ini menawarkan keunggulan dengan kepemilikan bersama antara PKS dan *Project Developer*. Model ini juga mampu menjangkau pasar yang lebih luas di luar kelompok *offtaker* internal PKS. Dengan demikian, model ini mampu mempercepat ekspansi penggunaan biometana sebagai bahan bakar alternatif ke masyarakat yang lebih luas.



Daftar Isi

Ringkasan Eksekutif	i
Daftar Isi	iv
Daftar Singkatan dan Akronim	vi
1. Pendahuluan	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan	2
1.3 Metodologi	3
2. Prospek Sumatera Selatan dan Kalimantan Timur sebagai Daerah Penghasil Batu Bara Terbesar di Indonesia	4
2.1. Batu Bara di Indonesia	4
2.2. Daerah Penghasil Batu Bara di Indonesia	6
2.3. Kondisi Ekonomi di Sumatera Selatan dan Kalimantan Timur	6
2.3.1. Sumatera Selatan	6
2.3.2. Kalimantan Timur	7
2.4. Bauran Energi di Sumatera Selatan dan Kalimantan Timur	7
2.4.1. Sumatera Selatan	7
2.4.2. Kalimantan Timur	9
2.5. Potensi Energi Terbarukan di Sumatera Selatan dan Kalimantan Timur	9
3. Bioenergi sebagai Kegiatan Diversifikasi Ekonomi Potensial di Daerah Penghasil Minyak	11
3.1 Bioenergi di Sumatera Selatan dan Kalimantan Timur	11
3.2 Kontribusi Biometana terhadap Komitmen Pemerintah terhadap Iklim dan Energi	12
3.2.1. <i>Enhanced National Determined Contribution (ENDC)</i>	12
3.2.2. Emisi Nol Bersih (<i>Net Zero Emission</i>)	12
3.2.3. <i>Global Methane Pledge</i>	13
3.2.4. Penggantian Bahan Bakar Diesel dan Konversi LPG	13
3.3 Proses Produksi Biometana	14
3.4 Kriteria Seleksi yang Potensial untuk Biometana	15
3.5 Potensi Biometana di Sumatera Selatan dan Kalimantan Timur	17
3.5.1. Sumatera Selatan	17
3.5.2. Kalimantan Timur	18
3.6 Biometana sebagai Pengganti LPG dan Bahan Bakar Diesel	20
3.7 Peraturan Bisnis Biometana.	20
3.7.1. Izin Pengolahan Biogas	20
3.7.2. Izin Usaha Dasar	20
3.7.3. Izin Usaha Berbasis Risiko	21
3.7.4. Izin Terkait Lainnya	22

Daftar Isi

4. Analisis Model Usaha Potensial untuk Biometana	23
4.1. Klasifikasi Model usaha	23
4.2. Pengembangan Model Kemitraan	24
4.3. Karakteristik Umum	24
4.4. Asumsi Umum dan Penghitungan Analisis Ekonomi	25
4.4.1. Input	25
4.4.2. Output dan Kebutuhan	25
4.4.3. Skema Penetapan Harga	26
4.4.4. Belanja Modal	26
4.4.5. Kebutuhan Modal Kerja	27
4.4.6. Beban Operasional	27
4.5 Analisis Finansial untuk Setiap Model Usaha	28
4.6 Perbandingan dan Rekomendasi	41
4.7 Studi Kasus	42
5. Kerangka Pendukung	45
5.1 Tahapan Pelaksanaan	45
5.2 Tantangan dan Solusi	48
6. Kesimpulan dan Rekomendasi	51
6.1 Kesimpulan	51
6.2 Rekomendasi	53
Bibliografi	54
Apendiks	56
Apendiks 1: Perubahan yang Diperlukan untuk Mendapatkan Persetujuan Lingkungan	56
Apendiks 2: Pengenalan Kanvas Model Usaha	56
Apendiks 3:	58

Daftar Singkatan dan Akronim

CAGR	<i>Compound Annual Growth Rate</i>
CBG	<i>Compressed Biomethane Gas</i>
CNG	<i>Compressed Natural Gas</i>
Horeka	Hotel, Restoran, dan Kafe
FFB	<i>Fresh Fruit Bunches</i> (tandan buah segar atau TBS)
LNG	<i>Liquefied Natural Gas</i>
Pertagas	PT Pertamina Gas
OECD	<i>Organisation for Economic Co-operation and Development</i>
PDB	Pendapatan Domestik Bruto

PGN	PT Pertamina Gas Negara Tbk
PKS	Pabrik Kelapa Sawit (<i>palm oil mill</i>)
POME	<i>Palm Oil Mill Effluent</i> (limbah cair pabrik kelapa sawit)
RE	<i>Renewable Energy</i> (Energi Terbarukan atau ET)
RNG	<i>Renewable Natural Gas</i> (Gas Alam Terbarukan)
TGI	PT Transportasi Gas Indonesia



1. Pendahuluan

1.1 Latar Belakang

Pemerintah Indonesia telah berkomitmen untuk menurunkan emisi gas rumah kaca sebesar 31,89% dengan usaha sendiri dan sebesar 43,20% dengan bantuan dunia internasional pada tahun 2030, sebagaimana yang dinyatakan di dalam *Enhanced National Determined Contribution*, yang disampaikan kepada *United Nations Framework Convention on Climate Change* (UNFCCC) di tahun 2022. Selain itu, Pemerintah juga berkomitmen untuk mencapai Emisi Nol Bersih di tahun 2060 atau lebih cepat dengan menutup pembangkit listrik tenaga uap di tahun 2050. Terkait dengan emisi metana, Indonesia juga turut serta di dalam inisiatif *Global Methane Pledge* untuk mengurangi tingkat metana global tahun 2030 sebesar 30% dari tingkat metana global tahun 2020. Oleh sebab itu, upaya lebih lanjut dari Pemerintah Indonesia untuk beralih dari produksi dan konsumsi bahan bakar fosil menjadi penting dan sangat diperlukan agar mampu memenuhi komitmen-komitmen ini.

Akan tetapi, transisi dari bahan bakar fosil memerlukan perubahan di dalam ekonomi energi terbarukan. Pasokan yang aman diperlukan demi memenuhi permintaan akibat peningkatan populasi dan penurunan pasokan bahan bakar fosil. Maka dari itu, energi terbarukan harus diwujudkan dengan model usaha yang layak secara ekonomi dan keuangan. Model tersebut juga harus mampu menyerap sumber daya manusia yang saat ini bekerja di sektor bahan bakar fosil sehingga mereka dapat berpindah ke sektor energi terbarukan. Transisi energi semestinya tidak membuat satu orang pun tertinggal.

Secara global, menurut *Global Carbon Atlas* tahun 2022, Indonesia menempati peringkat keenam sebagai penghasil emisi karbon terbesar dengan 729 juta ton CO₂ dilepaskan ke atmosfer. Kontributor terbesar emisi karbon adalah batu bara dengan 405 juta ton CO₂ dilepaskan ke atmosfer (*Global Carbon Atlas*, 2022). Hal ini sesuai dengan status Indonesia sebagai produsen batu bara terbesar kedua di dunia, hanya satu peringkat di bawah Tiongkok.

Pasokan batu bara di Indonesia terpusat di beberapa daerah, terutama pulau Sumatera dan Kalimantan. Pusat pasokan batu bara terbesar peringkat pertama adalah Kalimantan Timur, sementara yang kedua adalah Sumatera Selatan (Direktorat Jenderal Mineral dan Batubara Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, 2021). Proporsi nilai tambah dari kontribusi produksi batu bara pada PDRB Sumatera Selatan tahun 2022 adalah sebesar 16%, sedangkan kontribusi batu bara pada PDRB Kalimantan Timur tahun 2022 sebesar 44.5%. Mengingat adanya inisiatif pensiun dini tambang batu bara pada tahun 2050, sangatlah penting untuk memulai diversifikasi kegiatan ekonomi alternatif di kedua daerah tersebut.

Selain kekayaan dari produksi batu bara, Sumatera Selatan dan Kalimantan Timur diberkahi dengan industri perkebunan kelapa sawit. Pada tahun 2022, jumlah produksi kelapa sawit di Sumatera Selatan mencapai 3,28 juta ton, sementara Kalimantan Timur mencapai 3,98 juta ton (Direktorat Jenderal Perkebunan, Kementerian Pertanian, 2021). Produk sampingan dari industri kelapa sawit dapat menghasilkan energi dalam bentuk biomassa dan biogas.

Hampir semua pabrik kelapa sawit menggunakan biomassa untuk memenuhi kebutuhan energi mereka sendiri. Berdasarkan data produksi kelapa sawit 2022, diperkirakan sekitar 4 juta ton biomassa yang terdiri dari serabut dan bungkil digunakan untuk menghasilkan panas dan listrik di pabrik kelapa sawit. Di sisi lain, saat ini hanya terdapat sembilan pabrik biogas di Kalimantan Timur dan sepuluh di Sumatera Selatan, di mana diperkirakan sekitar 27 ribu meter kubik biogas diproduksi setiap jam.

Kandungan metana dalam biogas dapat dimurnikan dengan menghilangkan kotoran atau zat pengotor, sehingga menghasilkan gas biometana yang memiliki karakteristik dan komposisi serupa dengan gas alam. Oleh karena itu, biometana dapat langsung dimanfaatkan dalam infrastruktur gas alam yang sudah ada (misalnya *gas grid*, jaringan gas dalam kota) dengan penyesuaian teknis tertentu. Selain itu, biometana berpotensi menggantikan penggunaan bahan bakar fosil, seperti menggantikan bahan bakar diesel untuk kendaraan, pembangkit listrik, proses pemanasan, atau pengeringan di industri, serta menggantikan gas petroleum cair (LPG) sebagai bahan bakar memasak di rumah tangga, hotel, restoran, dan industri.

Pada 2030, diproyeksikan bahwa kebutuhan LPG di Indonesia akan mencapai 13,72 juta ton, di mana terjadi peningkatan sebesar 4,6 juta ton dibandingkan pada tahun 2023 dengan pertumbuhan tahunan sebesar 3,93% CAGR (ChemAnalyst, 2023). Selain itu, pada tahun 2026, Indonesia telah menetapkan target untuk menghentikan impor bahan bakar diesel, yang didukung oleh peningkatan campuran *biofuel* dalam bahan bakar diesel hingga mencapai 50% atau yang dikenal sebagai B50 (Jakarta Globe, 2024). Peningkatan penggunaan biometana sebagai bahan bakar alternatif diharapkan dapat memenuhi permintaan LPG yang terus meningkat serta berkontribusi dalam upaya menghentikan impor bahan bakar diesel, sekaligus mempercepat transisi energi di Indonesia.

Apalagi, meningkatkan pemanfaatan biometana untuk konversi bahan bakar diesel dan LPG tidak hanya akan mempercepat transisi energi, tetapi juga menjadi peluang menjanjikan untuk diversifikasi ekonomi di wilayah-wilayah tersebut dengan menawarkan alternatif yang berkelanjutan dan ramah lingkungan dibandingkan bahan bakar fosil konvensional. Dengan menekankan pemanfaatan biometana, wilayah-wilayah ini tidak hanya dapat mendorong keberlanjutan lingkungan, tetapi juga memperkuat ketahanan serta kesejahteraan ekonomi jangka panjang, mengingat biometana umumnya memiliki harga yang lebih rendah dibandingkan bahan bakar diesel dan LPG yang tidak disubsidi.

Studi ini akan membahas potensi biometana di Sumatera Selatan dan Kalimantan Timur, kebutuhan untuk menggantikan penggunaan bahan bakar diesel dan LPG non-subsidi, serta opsi model usaha untuk mendiversifikasi kegiatan ekonomi di kedua provinsi sebagai penghasil batu bara terbesar di Indonesia. Selain itu, kerangka kerja pendukung dan kebutuhan investasi untuk meningkatkan skala model usaha ini, termasuk langkah-langkah pelaksanaan, risiko, tantangan, serta kebutuhan investasi, akan dibahas pada bab berikutnya.

Diharapkan bahwa studi ini dapat memberikan panduan bagi pemerintah pusat dan daerah dalam merumuskan kebijakan energi terbarukan guna mencapai target yang telah ditetapkan. Bagi sektor swasta, studi ini akan memberikan wawasan mengenai potensi kegiatan bisnis di Sumatera Selatan dan Kalimantan Timur yang layak secara ekonomi dan keuangan, sekaligus sejalan dengan target pemerintah di sektor energi dan iklim.

1.2 Tujuan

Pengembangan biometana berpotensi memberikan dampak signifikan dalam mendiversifikasi kegiatan ekonomi serta menciptakan lapangan kerja ramah lingkungan sebagai upaya mengatasi potensi kehilangan pekerjaan di sektor pertambangan. Selain itu, inisiatif ini bertujuan untuk mengurangi ketergantungan pada subsidi bahan bakar fosil, seperti subsidi untuk solar dan LPG. Di saat yang sama, upaya ini sejalan dengan komitmen negara dalam menciptakan lingkungan dan masa depan yang lebih baik, sebagaimana tertuang dalam pencapaian target *Nationally Determined Contributions* (NDC), *Net Zero Emissions* (NZE), dan *Global Methane Pledge*. Oleh karena itu, tujuan utama dari studi ini adalah merumuskan model usaha potensial untuk implementasi dan peningkatan skala pemanfaatan biometana berbasis POME, dengan fokus pada konversi bahan bakar diesel dan LPG di Sumatera Selatan dan Kalimantan Timur.

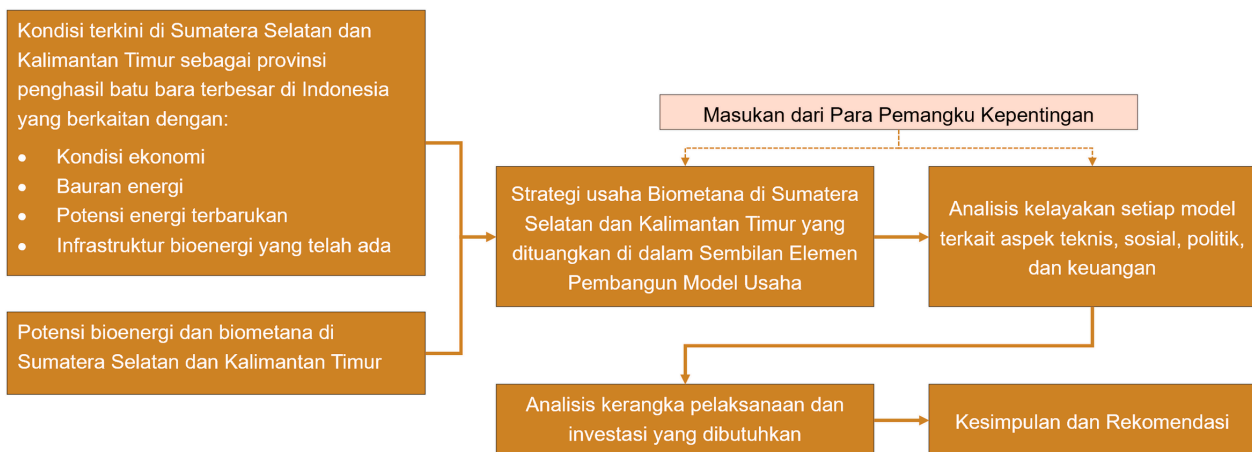
1.3 Metodologi

Studi ini dilakukan dengan menggunakan kombinasi pengumpulan dan analisis data, wawancara, serta diskusi kelompok terfokus (*focus group discussion*). Data sekunder diperoleh dari berbagai sumber, termasuk pemerintah daerah Sumatera Selatan dan Kalimantan Timur. Data dari pemerintah daerah digunakan untuk memetakan kondisi terkini terkait produksi batu bara, dampaknya terhadap perekonomian lokal, bauran energi, serta potensi energi terbarukan, khususnya biogas dan biometana. Data tersebut kemudian dikombinasikan dengan data sekunder lainnya yang diperoleh dari studi GIZ sebelumnya mengenai pemanfaatan biometana dari POME, dan strategi pengembangan biometana di Indonesia yang dilakukan oleh GIZ ExploRE. Studi ini juga menjelaskan asumsi acuan untuk setiap parameter dalam menghitung potensi biometana, kriteria seleksi dalam perhitungan potensi biometana, infrastruktur yang sudah ada, terutama ketersediaan pabrik biogas, opsi pemanfaatan, pemangku kepentingan yang terlibat, serta proyeksi target permintaan.

Kondisi terkini dan potensi yang ada dikombinasikan dan dianalisis untuk merancang strategi implementasi biometana agar dapat berkontribusi terhadap program dan target pemerintah Indonesia, termasuk *Enhanced Nationally Determined Contribution* (ENDC), *Net Zero Emissions* (NZE), *Global Methane Pledge*, substitusi bahan bakar diesel atau yang dikenal sebagai dedieselisasi, serta konversi LPG. Strategi ini kemudian dijabarkan lebih lanjut dengan menggunakan sembilan elemen model usaha yang dikembangkan oleh Osterwalder dan Pigneur (2009), guna menganalisis kelayakan masing-masing model berdasarkan aspek teknis, sosial, politik, dan finansial.

Model-model ini kemudian didiskusikan dengan pejabat pemerintah daerah, perusahaan kelapa sawit, perwakilan dari sektor komersial dan industri, lembaga pembiayaan, serta pelaku usaha LPG dan diesel guna menyempurnakan strategi serta mendorong kolaborasi. Selain itu, pertemuan internal rutin dengan proyek GIZ IKI JET juga diadakan untuk membahas dan memastikan bahwa studi ini selaras dengan tujuan keseluruhan proyek.

Berdasarkan analisis terhadap masing-masing model usaha serta masukan dan umpan balik dari para pemangku kepentingan, kerangka pendukung dan kebutuhan investasi dianalisis lebih lanjut. Analisis ini menghasilkan beberapa hasil utama, termasuk langkah-langkah penerapan, risiko dan tantangan, serta kebutuhan investasi. Rekomendasi bagi seluruh pemangku kepentingan terkait disampaikan dalam diskusi kelompok terfokus (*focus group discussion*) dan acara diseminasi yang diselenggarakan oleh Proyek GIZ IKI JET.



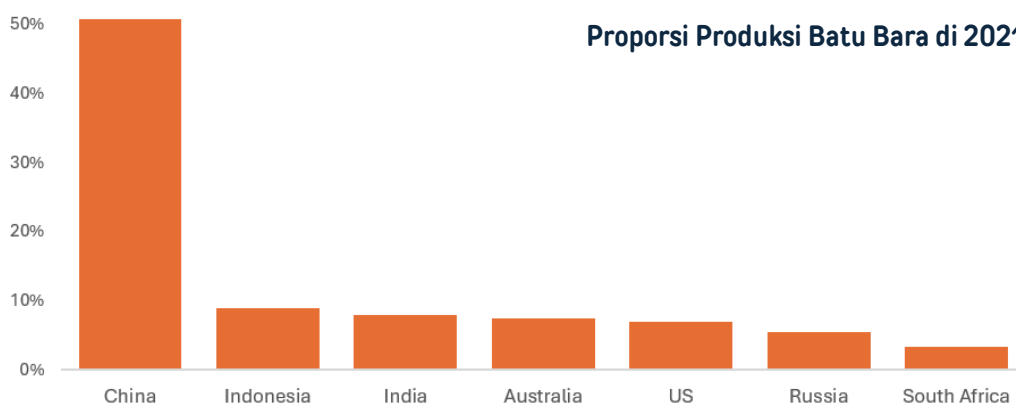
Gambar 1. Metodologi Studi

2. Prospek Sumatera Selatan dan Kalimantan Timur sebagai Daerah Penghasil Batu Bara Terbesar di Indonesia

2.1 Batu Bara di Indonesia

Indonesia, sebuah negara kepulauan tropis di Asia Tenggara, memiliki sumber daya alam yang kaya dan beragam, mencakup sektor pertanian, perikanan, minyak bumi, dan pertambangan. Di sektor pertambangan, Indonesia menempati peringkat tinggi dalam hal cadangan global, yakni peringkat pertama untuk nikel, keempat untuk timah, kelima untuk bauksit, keenam untuk emas, keenam untuk batu bara, dan kesepuluh untuk tembaga. Sektor pertambangan Indonesia memasok lebih dari seperempat kebutuhan global untuk beberapa bahan baku.

Menurut Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, Indonesia memiliki 96,5 miliar ton sumber daya batu bara (terindikasi dan terukur) serta 21,2 miliar ton cadangan yang telah terbukti per tahun 2020 (Direktorat Jenderal Mineral dan Batubara Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, 2021). Pada tahun 2022, menurut Menteri Energi Republik Indonesia, Arifin Tasrif, produksi batu bara mencapai rekor tertinggi sebesar 687 juta ton, atau 104% dari target yang ditetapkan. Pencapaian ini disebabkan oleh meningkatnya permintaan, baik di dalam negeri maupun di pasar global (Setiawan, 2023). Pada tahun 2021, menurut laporan British Petroleum, produksi batu bara Indonesia diperkirakan menyumbang 9% dari total produksi batu bara global, menjadikannya sebagai produsen batu bara terbesar kedua di dunia setelah Tiongkok (British Petroleum, 2023).

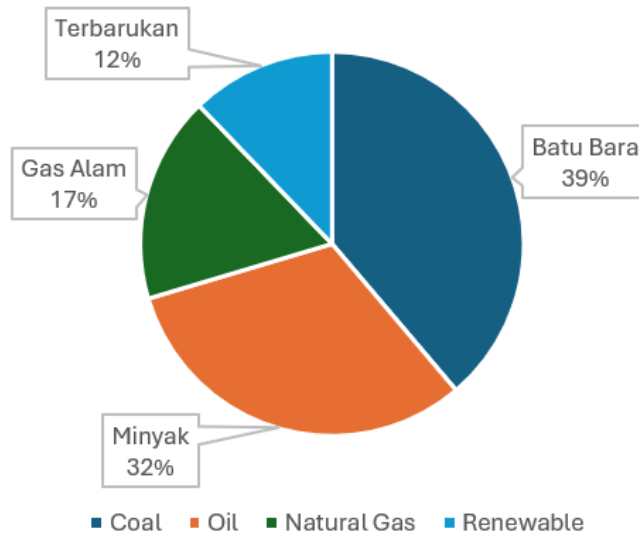


Gambar 2. Proporsi Produksi Batu Bara di 2021 (British Petroleum, 2023)

Indonesia merupakan salah satu konsumen batu bara terbesar dan memiliki ketergantungan yang tinggi pada bahan bakar fosil ini untuk memenuhi kebutuhan energinya. Konsumsi batu bara di Indonesia terutama didorong oleh pertumbuhan ekonomi yang pesat, perkembangan industri, dan meningkatnya permintaan listrik. Pada tahun 2023, batu bara menyumbang 38,8% dalam bauran energi nasional. Sementara itu, pada tahun 2020, pembangkit listrik tenaga uap (PLTU) berbahan bakar batu bara berkontribusi terhadap 50% dari total kapasitas terpasang dalam megawatt (PT Perusahaan Listrik Negara (Persero), 2021). Pemanfaatan batu bara untuk pembangkit listrik sudah mencapai 85% dari total konsumsi batu bara dalam negeri. Sisanya digunakan untuk berbagai industri, seperti pulp dan kertas, metalurgi, semen, pupuk, tekstil, dan sektor lainnya.

Selain memproduksi batu bara secara domestik, Indonesia juga mengimpor sejumlah kecil batu bara, khususnya batu bara keras berkualitas tinggi yang digunakan dalam industri metalurgi, seperti baja dan besi, serta untuk fasilitas *smelter* (Direktorat Jenderal Mineral dan Batubara Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, 2021).

Bauran Energi Nasional di Indonesia tahun 2023

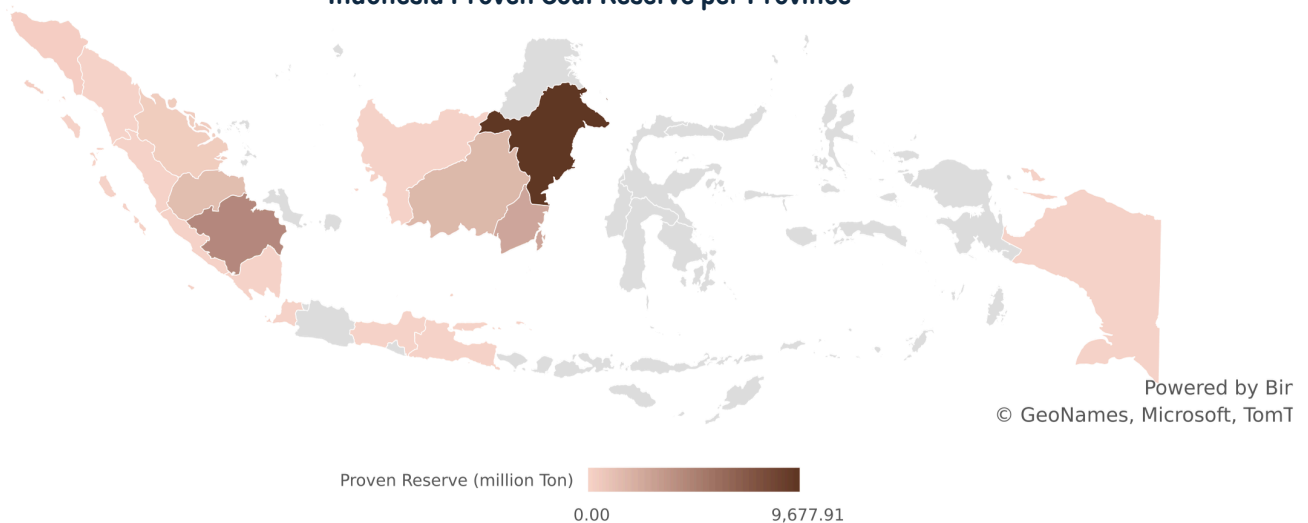


Gambar 3. Bauran Energi Nasional di Indonesia tahun 2023

Akan tetapi, konsumsi batu bara dalam negeri hanya mencapai 20-25% dari total produksi, yang berarti 75-80% produksi batu bara Indonesia diekspor ke negara-negara seperti Tiongkok, India, dan Vietnam (Simanjuntak & Hasjanah, 2023). Secara global, pada tahun 2022, batu bara menyumbang 26,7% dari konsumsi energi primer dunia, berada di belakang minyak bumi (31,6%) dan gas alam (23,5%). Selama sepuluh tahun terakhir, konsumsi batu bara di negara-negara maju mengalami penurunan, sementara di negara-negara berkembang justru meningkat. Konsumsi batu bara di negara-negara OECD telah menurun dengan rata-rata 3,9% per tahun dalam satu dekade terakhir. Sebaliknya, negara-negara non-OECD mengalami pertumbuhan konsumsi batu bara dengan rata-rata 1,4% per tahun.

Tren penurunan konsumsi batu bara di Uni Eropa (UE) mencerminkan pola yang sama dengan negara-negara OECD, dengan rata-rata penurunan sebesar 4,2% per tahun selama satu dekade terakhir. Namun, pada tahun 2022, konsumsi batu bara di UE justru mengalami peningkatan sebesar 2,0%, berlawanan dengan tren penurunan sebelumnya. Perubahan ini disebabkan oleh invasi Rusia ke Ukraina, yang mendorong negara-negara UE untuk menggantikan pasokan gas alam Rusia dengan batu bara. Akibatnya, konsumsi batu bara global mencapai level tertinggi kedua dalam sejarah, hanya 0,01% lebih rendah dari rekor puncak pada tahun 2014. Meskipun ada upaya global untuk mengurangi emisi karbon dioksida, konsumsi batu bara tetap bertahan pada tingkat yang sangat tinggi secara historis (Rapier, 2023).

Indonesia Proven Coal Reserve per Province



Gambar 4. Sumber Batu Bara di Indonesia Berdasarkan Provinsi (Direktorat Jenderal Mineral dan Batubara Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, 2021)

2.2 Daerah Penghasil Batu Bara di Indonesia

Cadangan batu bara yang melimpah di Indonesia terkonsentrasi di Sumatera dan Kalimantan (lihat Gambar 4 di atas), khususnya di provinsi Sumatera Selatan dan Kalimantan Timur dengan jumlah Cadangan masing-masing 43,85 miliar ton dan 59,69 miliar ton. Di daerah-daerah tersebut, batu bara telah menjadi pendorong terbesar pertumbuhan ekonomi dan pembangunan infrastruktur.

Di Sumatera Selatan, hingga tahun 2023, produksi batu bara mencapai 94 juta ton, angka tertinggi dalam sejarah. Kontributor utama produksi ini adalah PT Bukit Asam Tbk., yang berlokasi di Tanjung Enim, dengan hampir 50% dari total produksi di provinsi tersebut. Pada tahun 2023, aktivitas pertambangan batu bara berkontribusi sebesar 100 triliun rupiah, atau setara dengan 16% dari total PDB provinsi, menjadikannya sektor dengan kontribusi terbesar dibandingkan sektor lainnya (Badan Pusat Statistik Provinsi Sumatera Selatan, 2024). Angka ini mengalami peningkatan signifikan pasca pandemi COVID-19. Dalam hal penciptaan lapangan kerja, di Sumatera Selatan, sektor pertambangan dan penggalian, termasuk batu bara, telah menyerap 88 ribu tenaga kerja (Badan Pusat Statistik Provinsi Sumatera Selatan, 2024).

Kalimantan Timur merupakan provinsi penghasil batu bara terbesar di Indonesia. Pada 2023, produksi batu bara Kalimantan Timur mencapai 294,25 miliar ton, di mana lebih tinggi dari produksi lima tahun sebelumnya. Tambang batu bara di Sangatta, Kalimantan Timur merupakan tambang batu bara terbesar di Indonesia dengan luas mencapai 85 ribu hektar (CNBC Indonesia, 2019). Sektor batu bara berkontribusi sebesar 33% dari total PDB provinsi atau setara dengan 288 triliun rupiah sehingga menjadikannya sektor terbesar di daerah tersebut (Badan Pusat Statistik Provinsi Kalimantan Timur, 2024). Dalam hal penciptaan lapangan kerja, di Kalimantan Timur, sektor pertambangan dan penggalian, termasuk batu bara, telah menyerap 410 ribu tenaga kerja (Badan Pusat Statistik Provinsi Kalimantan Timur, 2024).

Mengingat besarnya industri batu bara, dampak ekonomi, dan peluang kerja yang dihasilkan di Sumatera Selatan dan Kalimantan Timur, maka bab-bab berikut ini akan berfokus pada model usaha untuk mendiversifikasi kegiatan ekonomi di Sumatera Selatan dan Kalimantan Timur.

2.3 Kondisi Ekonomi di Sumatera Selatan dan Kalimantan Timur

2.3.1 Sumatera Selatan

Pada tahun 2023, Badan Pusat Statistik (BPS) Indonesia menyatakan bahwa pertumbuhan ekonomi Provinsi Sumatera Selatan mencapai 5,08%, sedikit lebih tinggi dibandingkan pertumbuhan ekonomi nasional yang sebesar 5,05% (Badan Pusat Statistik, 2024). Bank Indonesia menyatakan bahwa kinerja ekonomi Sumatera Selatan pada kuartal kedua tahun 2024 terutama didukung oleh pertumbuhan industri pertambangan. Namun, pertumbuhan tersebut lebih rendah dibandingkan periode sebelumnya, yakni hanya 0,9% dibandingkan 4,12%. Perlambatan ini sejalan dengan penurunan permintaan batu bara dari Tiongkok, yang disebabkan oleh tingginya pasokan domestik di negara tersebut. Sektor pertambangan tetap menjadi kontributor terbesar terhadap Produk Domestik Regional Bruto (PDRB) Sumatera Selatan, dengan persentase sebesar 24,14%, diikuti oleh sektor industri pengolahan sebesar 14,05%. Secara keseluruhan, pada tahun 2024, Bank Indonesia memperkirakan pertumbuhan ekonomi Sumatera Selatan akan terus berlanjut dan bahkan lebih kuat dibandingkan tahun sebelumnya, yang didorong oleh permintaan domestik yang kuat (Kantor Perwakilan Bank Indonesia Provinsi Sumatera Selatan, 2024).

2.3.2 Kalimantan Timur

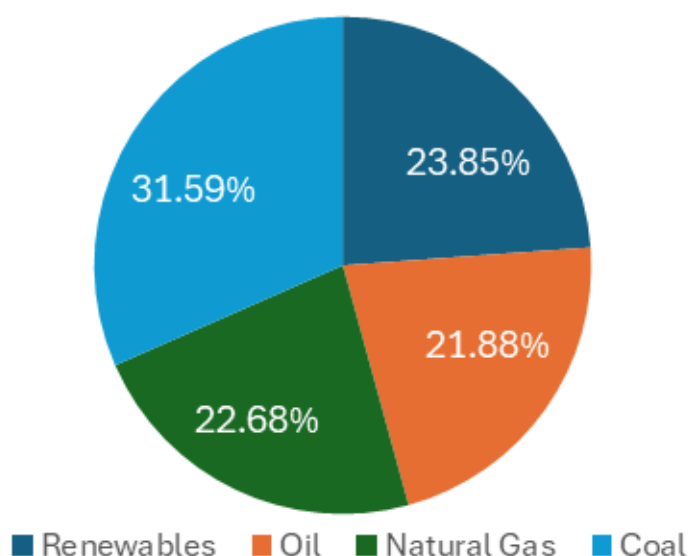
Pada tahun 2023, Kalimantan Timur mencatat pertumbuhan ekonomi sebesar 6.22%, lebih tinggi dibandingkan pertumbuhan ekonomi Sumatera Selatan dan nasional (Badan Pusat Statistik, 2024). Bank Indonesia menyatakan bahwa kinerja ekonomi Kalimantan Timur di kuartal kedua 2024 didorong oleh pertumbuhan industri konstruksi. Akan tetapi, pertumbuhan tersebut lebih rendah dibandingkan periode sebelumnya, yaitu 5.85% dibandingkan dengan 7.26%. Penurunan ini sesuai dengan tren penurunan permintaan batu bara global yang juga tercermin pada persentase ekspor batu bara sebesar 9.59% dibandingkan dengan 12.05% dari periode sebelumnya. Peningkatan intensitas hujan di pertengahan tahun berdampak pada operasi tambang dan menahan produksi batu bara. Meskipun hal tersebut terjadi, sektor pertambangan tetap memberikan kontribusi tertinggi pada Produk Domestik Regional Bruto Kalimantan Timur sebesar 39% yang diikuti oleh industri pengolahan dengan kontribusi sebesar 18% dan industri konstruksi sebesar 12%. Secara keseluruhan, pada 2024, Bank Indonesia memprediksi bahwa peningkatan ini akan terus meningkat sekitar 5.50 – 6.30% karena adanya kemungkinan peningkatan permintaan batu bara dari luar negeri (Kantor Perwakilan Bank Indonesia Provinsi Kalimantan Timur, 2024).

2.4 Bauran Energi di Sumatera Selatan dan Kalimantan Timur

2.4.1 Sumatera Selatan

Pada 2015, menurut Rencana Energi Daerah Sumatera Selatan, sebagian besar sumber energi berasal dari minyak dan gas alam. Proporsi minyak sebesar 38,61%, gas alam 33,85%, batu bara 24.55%, dan ET hanya sekitar 3% (Pemerintah Daerah Provinsi Sumatera Selatan, 2020). Proporsi minyak dan gas alam yang tinggi disebabkan oleh adanya pemenuhan permintaan dari rumah tangga, kegiatan komersial, dan industri di Palembang, salah satu kota terbesar di Indonesia. Proporsi yang tinggi juga sesuai dengan melimpahnya sumber minyak dan gas alam di Sumatera Selatan. Provinsi tersebut memiliki kilang minyak tertua di Indonesia yang berlokasi di daerah Musi. Selain itu, untuk gas alam, Sumatera Selatan juga dilintasi oleh jaringan pipa gas alam dari Dumai, Riau. Banyak industri di Sumatera Selatan yang menikmati harga gas alam bersubsidi, dengan tarif sekitar 6 USD/MMBTU untuk sektor-sektor tertentu. Industri yang paling menonjol dalam pemanfaatan gas alam bersubsidi adalah industri pupuk, dengan pabrik terbesar di provinsi tersebut yaitu PT Pupuk Sriwidjaja, anak perusahaan dari Pupuk Indonesia Holding. Pabrik ini membutuhkan 190 MMSCFD gas alam setiap hari untuk proses produksinya.

South Sumatera Energy Mix (2022)

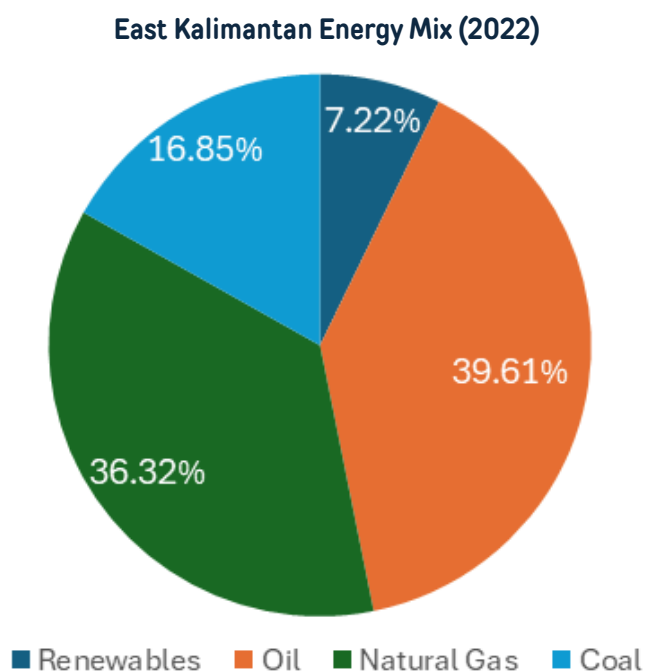


Gambar 5. Bauran Energi Sumatera Selatan 2023 (Sekretariat Jenderal Dewan Energi Nasional, 2024)

Sebagaimana terlihat pada Gambar 5, di tahun 2022, proporsi energi terbarukan pada bagan bauran energi mencapai 23.85 %, yang kemungkinan disebabkan oleh keberadaan pembangkit listrik tenaga panas bumi di daerah tersebut. Akan tetapi, proporsi batu bara juga mengalami kenaikan sebesar 7% akibat peningkatan kebutuhan energi di daerah tersebut dan target produksi batu bara. Sementara itu, gas alam dan minyak masing-masing mengalami penurunan sebesar 11% dan 16%.

Proporsi energi terbarukan sebesar 23% telah melampaui target yang ditetapkan oleh pemerintah, yaitu ke angka 21,06% untuk tahun 2025 dan 23,51% untuk tahun 2050. Untuk tahun yang sama, pemerintah juga menetapkan penurunan proporsi minyak masing-masing ke angka 21.72% dan 23.51%, penurunan gas alam masing-masing ke angka 25.54% dan 20.69%, sementara proporsi batu bara ditetapkan untuk meningkat sebesar 31.69% di tahun 2025 dan 33.24% di tahun 2050 (Pemerintah Daerah Provinsi Sumatera Selatan, 2020). Target ini tidak seambisius target yang ditetapkan untuk provinsi lain, seperti Kalimantan Timur yang menargetkan 31% proporsi ET. Oleh karena itu, pemerintah Sumatera Selatan perlu merevisi target mereka untuk Rencana Induk Energi Daerah (*Regional Energy Master Plan [RUED]*) selanjutnya.

Pangsa batu bara diprediksi akan meningkat, kemungkinan karena program pemerintah untuk hilirisasi produk batu bara menjadi metanol dan dimetil eter (DME) sebagai bagian dari Strategi Energi Besar Nasional, yang akan dipusatkan di Provinsi Sumatra Selatan. Produk DME dan metanol ini diharapkan dapat menggantikan penggunaan LPG dan produk turunan minyak bumi lainnya. Namun, saat ini proses hilirisasi batu bara menjadi metanol dan DME masih menghadapi berbagai tantangan, seperti pembiayaan. Proyek berbasis batu bara mengalami kesulitan dalam mendapatkan pembiayaan dari bank atau lembaga keuangan internasional karena dianggap sebagai sumber energi kotor dan berkontribusi terhadap emisi gas rumah kaca. Dalam kondisi ini, energi terbarukan (ET) memiliki keunggulan dibandingkan bahan bakar fosil dan menjadi alternatif energi terbarukan yang dapat menghasilkan produk seperti metanol dan LPG.



Gambar 6. Bauran Energi Kalimantan Timur Tahun 2022
(Sekretariat Jenderal Dewan Energi Nasional, 2024)

2.4.2 Kalimantan Timur

Di Kalimantan Timur, sebagaimana terlihat pada Gambar 6, persentase energi terbarukan pada bauran energi di Kalimantan Timur pada tahun 2022 tetap rendah, yaitu sebesar 7,22%. Sementara proporsi tertinggi diduduki oleh minyak sebesar 39,61% dan diikuti oleh gas alam sebesar 36,32%, serta batu bara sebesar 16,85%. Proporsi batu bara tetap rendah meskipun produksinya termasuk salah satu yang tertinggi di Indonesia. Hal ini menunjukkan bahwa batu bara di Kalimantan Timur tidak digunakan untuk memenuhi kebutuhan lokal, tetapi untuk diekspor ke luar negeri atau dikirim ke provinsi lain. Dibandingkan dengan tahun 2014, proporsi energi terbarukan meningkat sebesar 3,91%, minyak menurun sebesar 28,10%, sementara gas alam dan batu bara masing-masing meningkat 12% dan 11% .

Proporsi 7.22% masih jauh dari target 23% di tahun 2025 yang semakin dekat. Ironisnya, proporsi batu bara ditargetkan meningkat ke angka 30% pada tahun 2025, dan gas alam, yang menghasilkan emisi lebih rendah, ditargetkan untuk menurun ke angka 22%. Kalimantan Timur memerlukan upaya serius dan harus menyesuaikan target saat ini untuk merefleksikan target pemerintah nasional dalam menurunkan emisi hingga emisi nol bersih pada 2060 atau lebih cepat.

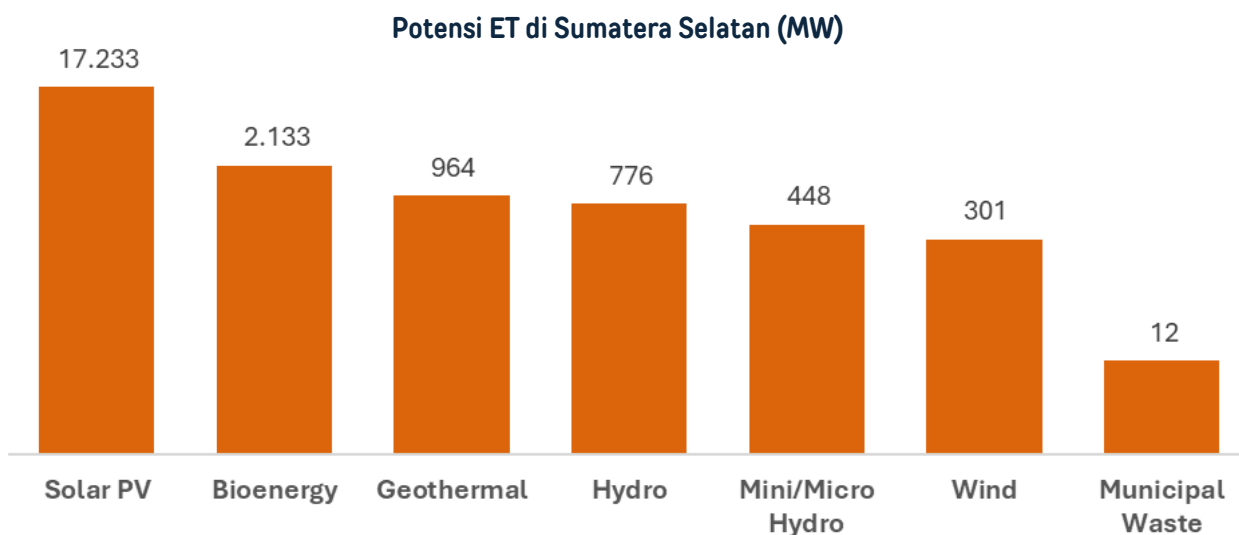
Di Kalimantan Timur, minyak dan gas digunakan untuk memenuhi kebutuhan rumah tangga, kegiatan komersial dan industri yang berada di provinsi Kalimantan timur sebagai provinsi terbesar keempat di Indonesia dengan banyak kegiatan penambangan, kelapa sawit, dan industri di Samarinda dan Balikpapan. Selain itu, Kalimantan Timur bukan hanya produsen batu bara terbesar, namun juga produsen gas alam terbesar di Indonesia, yang sebagian besar digunakan untuk kebutuhan industri. Konsumen terbesarnya adalah PT Pupuk Kalimantan Timur yang juga bagian dari Pupuk Indonesia Holding dengan kebutuhan gas alam sebesar 335 MMSFC setiap harinya. Di Balikpapan terdapat fasilitas-fasilitas kilang yang besar, bahkan di tahun 2025, kilang minyak terbesar di Indonesia akan mulai beroperasi di Balikpapan. Proporsi batu bara dari Kalimantan Timur memiliki angka tertinggi karena sebagian besar batu bara dari Kalimantan Timur tidak digunakan secara lokal, tetapi untuk dikirim ke pembangkit listrik tenaga uap di pulau Jawa dan bahkan diekspor ke Tiongkok, India, dan negara lainnya.

2.5 Potensi Energi Terbarukan di Sumatera Selatan dan Kalimantan Timur

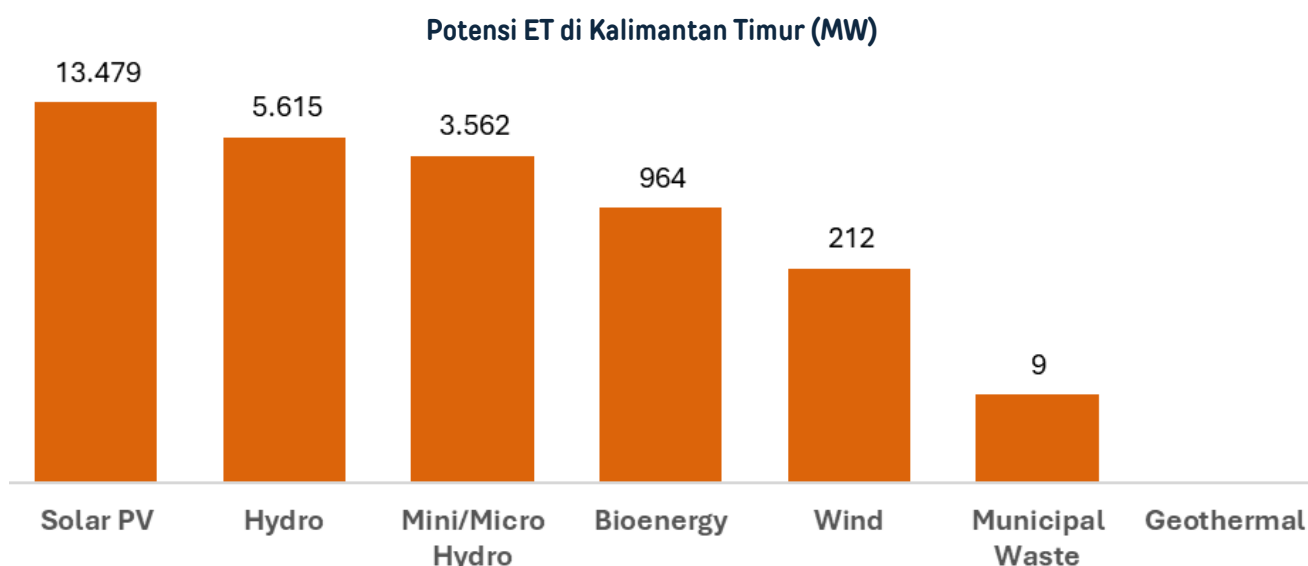
Provinsi Sumatera Selatan dan Kalimantan Timur, selain memiliki potensi besar dari batu bara, minyak, dan gas alam, juga memiliki potensi energi terbarukan (ET) yang melimpah. Provinsi Kalimantan Timur menempati peringkat kelima sebagai provinsi dengan potensi ET terbesar di bawah Kalimantan Barat, Papua, Jawa Barat, dan Jawa Tengah. Sementara Sumatera Selatan menempati peringkat kedelapan sebagai provinsi dengan potensi ET terbesar. Kalimantan Timur dan Sumatera Selatan masing-masing memiliki potensi ET sebesar 23,8 GW dan 21,8 GW yang terdiri dari pembangkit listrik tenaga panas bumi, pembangkit listrik tenaga bayu/angin, pembangkit listrik tenaga air, mini/micro-hydro, pembangkit listrik tenaga surya, bioenergi, dan limbah perkotaan (Adiatma & Tampubolon, 2019).

Baik di Sumatera Selatan dan Kalimantan Timur, sumber ET terbesar adalah panel surya. Memanfaatkan potensi besar Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) di wilayah-wilayah ini memerlukan upaya yang signifikan, terutama dalam mengatasi tantangan terkait penggunaan lahan. Selain itu, karena produksi energi surya bergantung pada kondisi cuaca dan ketersediaan sinar matahari, maka ketiadaan solusi penyimpanan energi dapat menyebabkan pasokan listrik yang tidak stabil. Di Kalimantan Timur, terdapat juga potensi besar untuk Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA) serta PLTA mini/mikro yang dapat menghasilkan jumlah listrik yang sangat besar.

Kemudian, ada bioenergi yang tidak seperti kebanyakan sumber energi terbarukan lainnya, yang dapat dikonversi tidak hanya menjadi listrik, tetapi juga menjadi panas langsung melalui pembakaran biomassa atau produksi biogas. Menurut data IESR pada tahun 2019, bioenergi menempati peringkat kedua dan keempat sebagai sumber energi terbarukan dengan potensi terbesar di Sumatera Selatan dan Kalimantan Timur. Sumatera Selatan memiliki potensi bioenergi sebesar 2,1 GW, sedangkan Kalimantan Timur memiliki potensi sebesar 0,9 GW (Adiatma & Tampubolon, 2019). Meskipun tidak ada data mengenai sektor asal bioenergi ini, dapat diperkirakan bahwa sumber bioenergi kemungkinan besar berasal dari sektor kelapa sawit. Pada tahun 2022, total luas perkebunan kelapa sawit di Sumatera Selatan mencapai 1,1 juta hektare, sedangkan di Kalimantan Timur mencapai 1,3 juta hektare, menjadikan keduanya sebagai perkebunan kelapa sawit terbesar keenam dan keempat di Indonesia (Badan Pusat Statistik, 2023).



Gambar 7. Potensi ET di Sumatera Selatan (Adiatma & Tampubolon, 2019)



Gambar 8. Potensi ET di Kalimantan Timur (Pemerintah Daerah Provinsi Kalimantan Timur, 2019)

3. Bioenergi sebagai Kegiatan Diversifikasi Ekonomi yang Potensial di Daerah Penghasil Batu Bara

3.1 Bioenergi di Sumatera Selatan dan Kalimantan Timur

Sebagian besar sumber bioenergi di Indonesia, termasuk di Sumatera Selatan dan Kalimantan Timur, berasal dari sektor kelapa sawit, dan sebagian kecil dari industri tapioka. Di Kalimantan Timur, usaha kelapa sawit merupakan usaha agroindustri terbesar di provinsi tersebut, sementara di Sumatera Selatan, pabrik kelapa sawit dan karet merupakan usaha agroindustri terbesar di provinsi tersebut.

Dua jenis utama bioenergi adalah biomassa dan biogas. Sumber biomassa berasal dari produk sampingan pabrik kelapa sawit (tandan kosong, cangkang, dan serabut kelapa sawit) atau dari perkebunan kelapa sawit (batang, pelepah, dan daun kelapa sawit). Produk sampingan pabrik kelapa sawit akan selalu tersedia selama pabrik beroperasi. Di sisi lain, biomassa dari perkebunan hanya akan tersedia selama periode penanaman kembali yang menyebabkan pasokan hanya tersedia di periode tertentu sehingga tidak berkesinambungan.

Produk sampingan pabrik kelapa sawit lainnya adalah *palm oil mill effluent* (POME), yaitu limbah cair yang dihasilkan oleh pabrik. Limbah cair mengandung zat organik dalam jumlah besar yang, pada kondisi tertentu, dapat menghasilkan bahan bakar berbentuk gas yang disebut biogas. Kandungan utama biogas adalah metana (CH_4) dan karbon dioksida (CO_2) yang bisa memiliki karakteristik serupa gas alam setelah melalui pemrosesan tertentu.

Biogas yang telah melalui pemrosesan tertentu untuk menyingkirkan zat pengotor guna meningkatkan kandungan energi yang disebut sebagai biometana. IEA mendefinisikan biometana sebagai sumber metana mendekati murni yang dapat diproduksi baik melalui “*upgrading*” biogas atau melalui gasifikasi biomassa padat (IEA, 2020). Biometana juga disebut sebagai Gas Alam Terbarukan (RNG), karena dihasilkan dari sumber terbarukan dan memiliki kualitas serupa gas alam.

Biometana yang terkompresi dan dikemas di dalam silinder disebut sebagai *Compressed Biomethane Gas* (CBG) atau *Bio-Compressed Natural Gas* (Bio-CNG) (GIZ ExploRE Project, 2023). Karakteristik CBG serupa dengan *Compressed Natural Gas* (CNG).

Kemiripan biometana dengan gas alam memungkinkan penggunaannya sebagai pengganti gas alam, bahan bakar diesel, dan LPG untuk keperluan pemanasan, sehingga dapat mengurangi ketergantungan pada impor dan subsidi bahan bakar diesel serta LPG. Selain itu, pemanfaatan biometana dalam sumber energi utama utama dapat memiliki dampak tidak langsung, seperti potensi pergeseran aktivitas ekonomi dari bahan bakar fosil, termasuk batu bara, menuju bioenergi dan kegiatan lain yang bertenaga biometana.

Komposisi Gas	Nilai Panas	Unit
Gas Alam	9,000	kkal/m ³
Biometana (92% CH ₄)	8,900	kkal/m ³
LPG	11,000	kkal/kg
Bahan bakar diesel	9,240	kkal/liter

Tabel 1. Komposisi gas dari bahan bakar fosil dan biometana

3.2 Kontribusi Biometana terhadap Komitmen Pemerintah terhadap Iklim dan Energi

3.2.1 Enhanced National Determined Contribution (ENDC)

Pemerintah Indonesia telah menetapkan sejumlah komitmen dan tujuan strategis yang berkaitan erat dengan pengembangan biometana, seperti target NDC, target bauran energi, target emisi nol bersih, *global methane pledge*, serta target spesifik lainnya, seperti penggantian bahan bakar diesel yang disebut sebagai dedieselisasi dan substitusi LPG.

Pada tahun 2022, Pemerintah Indonesia memperbarui target NDC dari pengurangan sebesar 29% dengan pengelolaan mandiri dan 41% dengan bantuan dunia internasional di tahun 2030 menjadi pengurangan sebesar 31,89% dengan pengelolaan mandiri dan 43,20% dengan bantuan dunia internasional. Perubahan ini dikenal sebagai *Enhanced NDC (ENDC)*. *Enhanced NDC* merupakan transisi menuju NDC Kedua Indonesia yang akan disesuaikan dengan *Long-Term Low Carbon and Climate Resilience Strategy (LTS-LCCR)* tahun 2050 dengan visi untuk mencapai emisi nol bersih di tahun 2060 atau lebih awal. Berdasarkan target-target ini, energi mengambil porsi terbesar dengan persentase sebesar 34% dari total emisi. Oleh karena itu, energi terbarukan menjadi jalur utama untuk mengurangi emisi di sektor energi, yang kemudian diikuti oleh efisiensi energi, pasokan energi bersih, dan penggantian bahan bakar. Dalam hal ini, biometana dapat berkontribusi pada energi terbarukan dan penggantian bahan bakar.

Sector	GHG Emission Level 2010 MT on CO ₂ eq	GHG Emission Level 2030			GHG Emission Reduction		GHG Emission Reduction	
		MT on CO ₂ eq			MT on CO ₂ eq		% of total BaU	
		BaU	CM1	CM2	CM1	CM2	CM1	CM2
Energy	453,2	1669	1311	1223	358	446	12,50%	15,50%
Waste	88	296	256	253	40	43,5	1,40%	1,50%
IPPU	36	69,6	63	61	7	9	0,20%	0,3%
Agriculture	110,5	119,66	110	108	10	12	0,30%	0,4%
Forestry and Other Land Use (FOLU)	647	714	214	-15	500	729	17,40%	25,4%
Total	1334,7	2868,26	1954	1630	915	1239,5	31,80%	43,20%

Tabel 2 Proyeksi BAU dan pengurangan emisi dari setiap kategori sektor

Di dalam Peraturan Presiden No 22/2017 mengenai Rencana Umum Energi Nasional (RUEN), target proporsi energi terbarukan untuk tahun 2025 adalah sebesar 23%. Berdasarkan angka ini, sektor biogas (non-listrik) perlu berkontribusi sebesar 489.8 juta m³. Sementara data EBTKE menunjukkan bahwa produksi biogas pada 2021 hanya sebesar 26,28 juta m³ atau 5,3% dari target. Pencapaian ini sebagian besar berasal dari biogas skala kecil, yaitu kotoran ternak yang digunakan sebagai bahan bakar memasak, karena sebagian besar biogas skala industri dimanfaatkan untuk pembangkit listrik. Biometana dapat berkontribusi dalam pemenuhan target ini, karena pemanfaatannya juga dapat bervariasi untuk keperluan non-listrik.

3.2.2 Emisi Nol Bersih (*Net Zero Emission*)

Target terakhir Pemerintah adalah *Net Zero Emission (NZE)* pada 2060. Tujuan ambisius ini adalah bagian dari upaya negara dalam mendorong pertumbuhan yang hijau dan inklusif serta mengatasi perubahan iklim. Komitmen Indonesia untuk mencapai NZE di sektor tenaga listrik di 2050 merupakan langkah signifikan dalam mencapai tujuan ini dan upaya ini telah diintegrasikan ke dalam rencana sektor energi dan kehutanan. Indonesia bertujuan mencapai target ini dengan meningkatkan penggunaan energi baru dan terbarukan; pengurangan energi fosil; penggunaan kendaraan listrik di sektor transportasi; peningkatan penggunaan listrik rumah tangga dan industri; dan pemanfaatan *Carbon Capture and Storage (CCS)*. Salah satu inisiatif lainnya adalah pengurangan impor LPG secara bertahap pada tahun 2027. Biometana memiliki potensi untuk mendukung inisiatif ini karena bisa dimanfaatkan sebagai pengganti LPG dan berkontribusi terhadap pemenuhan target pemerintah sebagaimana disebutkan di atas.

3.2.3 Global Methane Pledge

Indonesia menegaskan kembali komitmennya melalui *Global Methane Pledge*, sebuah ikrar bersama untuk mengurangi emisi metana global setidaknya sebesar 30% di 2030 dari tingkat emisi metana tahun 2020. Presiden Jokowi menunjukkan dukungan terhadap ikrar tersebut pada *Major Economic Forums* (MEF) tahun 2021. Dengan mendukung *Global Methane Pledge*, Indonesia berkontribusi dalam upaya global untuk mengatasi perubahan iklim dan mengurangi emisi metana yang berarti menunjukkan komitmen negara terhadap keberlanjutan lingkungan dan kerja sama internasional. Selain tambang batu bara, salah satu sumber terbesar emisi metana adalah kegiatan agroindustri, limbah organik yang tidak diolah akan melepaskan gas metana ke atmosfer, yang memiliki potensi pemanasan 25 kali lebih kuat dibandingkan CO₂. Oleh karena itu, kegiatan bisnis biometana juga akan mendukung target pemerintah dalam memenuhi *global methane pledge*.

3.2.4 Penggantian Bahan Bakar Diesel dan Konversi LPG

Di tahun 2020, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral Indonesia (ESDM) meluncurkan program Konversi Diesel ke Energi Terbarukan, atau yang dikenal sebagai Program Dedieselisasi, melalui perusahaan listrik milik negara, yaitu PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) atau PT PLN. Sebagaimana tertuang di dalam Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PLN tahun 2021- 2030, program ini akan mengonversi Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) yang telah beroperasi selama lebih dari 15 tahun dan tingkat konsumsi diesel telah mencapai lebih dari 0,27 liter/kWh (PT Perusahaan Listrik Negara (Persero), 2021).

Berdasarkan kriteria, kapasitas potensial yang bisa dikonversi adalah sebesar 2,37 GW yang tersebar di 2.130 lokasi di seluruh Indonesia atau sekitar 5.200 unit mesin PLTD. PLTD tersebut akan dikonversi melalui tiga skema yang berbeda, yaitu (1) Konversi 500 MW PLTD menjadi PLT EBT; (2) konversi 598 MW PLTD menjadi gas (gasifikasi); dan (3) perluasan jaringan ke sistem terisolasi untuk mengeliminasi 1.070 MW PLTD. Sementara itu, sisa kapasitas PLTD sebesar 203 MW masih digunakan sebagai sistem *black-start* ketika terjadi pemadaman (Kementerian ESDM, 2022). Biometana dengan nilai kalor yang dimilikinya memiliki keserupaan karakteristik dengan bahan bakar diesel.

Terdapat pula kisah sukses dari salah satu perusahaan kelapa sawit di Kalimantan Timur yang berhasil menggantikan penggunaan bahan bakar diesel untuk pembangkit listrik dan truk. Program substitusi ini menghasilkan penghematan besar karena biaya produksi biometana secara internal lebih rendah dibandingkan harga bahan bakar diesel non-subsidi. Kisah sukses ini dapat direplikasi oleh perusahaan lain, baik untuk pabrik kelapa sawit maupun PT PLN yang menyediakan listrik bagi masyarakat, serta membuktikan bahwa biometana dapat digunakan sebagai pengganti bahan bakar diesel.

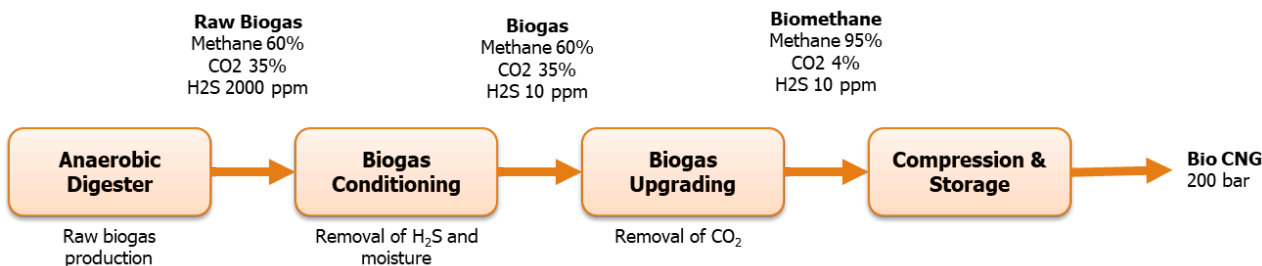
Pada fase pertama program Dedieselisasi, Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) dan Penyimpanan Energi Baterai (*Battery Energy Storage* [BES]) diprioritaskan sebagai opsi pengganti PLTD. PLTS ini akan berfungsi sebagai pembangkit beban dasar, sehingga BES diharapkan digunakan agar pembangkit listrik dapat beroperasi selama 24 jam. Dalam fase pertama ini, terdapat 200 PLTD yang tersebar dari Aceh hingga Nusa Tenggara Timur dengan total kapasitas terpasang 250 MW yang akan digantikan oleh PLTS BES. Selanjutnya, pada fase kedua, PLN akan mengonversi sekitar 338 MW PLTD dengan sumber energi terbarukan lainnya, sesuai dengan sumber daya alam setempat dan opsi keekonomian yang paling layak (PT Perusahaan Listrik Negara (Persero), 2022).

Pemerintah Indonesia telah memperkenalkan program transisi dari kompor LPG ke kompor listrik dengan tujuan mendorong penggunaan energi bersih untuk memasak serta menghemat anggaran negara. Program yang dimulai pada tahun 2021 ini mencakup konversi 15,3 juta pelanggan ke kompor induksi, yang diperkirakan dapat menghemat anggaran negara sebesar 85,6 triliun rupiah dalam 5 tahun setelah implementasi. Namun, pada tahun 2022, PT PLN membatalkan program ini untuk menjaga kenyamanan masyarakat dalam pemulihan ekonomi pasca pandemi COVID-19.

Gas alam umumnya digunakan di kota-kota besar untuk keperluan memasak dan pemanasan daripada menggunakan LPG. Karena biometana memiliki sifat yang mirip dengan gas alam, ia juga dapat digunakan sebagai pengganti LPG untuk keperluan memasak dan pemanasan. Saat ini, terdapat proyek di Lombok yang bertujuan menggantikan penggunaan LPG di sektor komersial seperti hotel, restoran, dan katering dengan biometana yang diproduksi dari tongkol jagung. Jika proyek ini berjalan lancar, maka akan menjadi kisah sukses serta bukti bahwa biometana layak secara ekonomi dan komersial untuk menggantikan LPG.

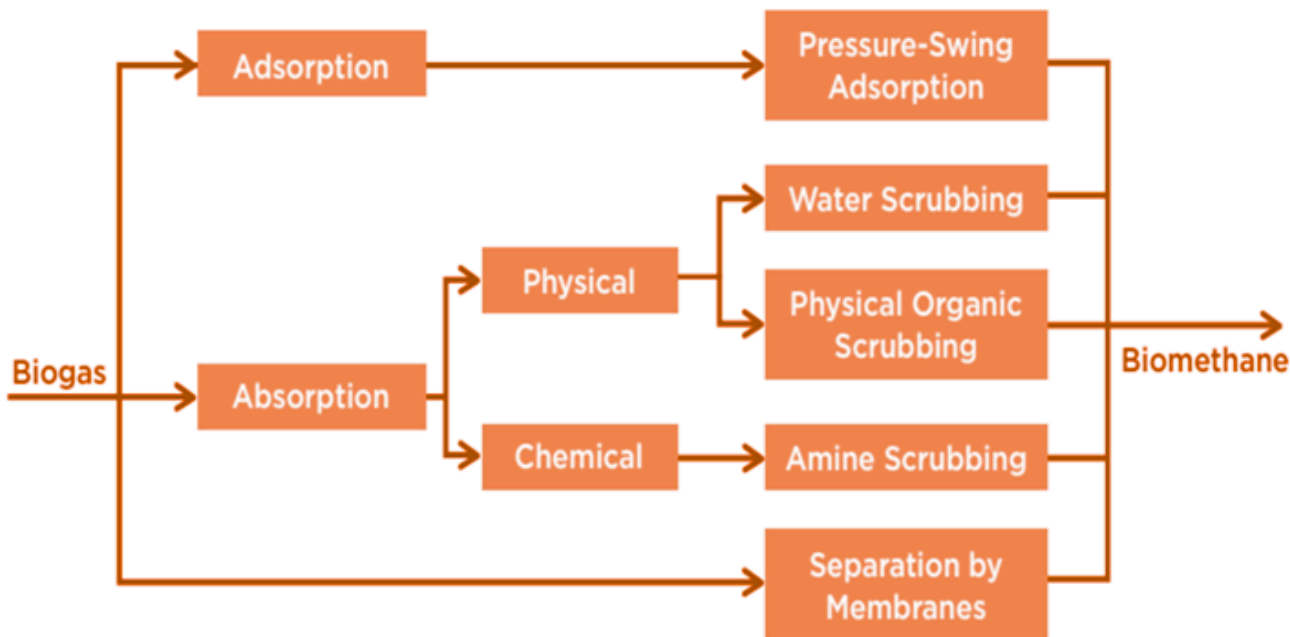
3.3 Proses Produksi Biometana

Biometana diproduksi dengan meningkatkan kandungan CH_4 dalam biogas menjadi lebih dari 90% melalui proses penghilangan CO_2 . Biogas mentah umumnya berasal dari digester anaerob, yang masih mengandung sekitar 35% CO_2 dan 2.000 ppm H_2S . Biogas mentah akan melewati sistem pemurnian biogas untuk mengurangi kandungan H_2S dan kelembapannya. Setelah itu, biogas akan diproses dalam sistem peningkatan kualitas (*upgrading*) biogas yang berfungsi menghilangkan CO_2 guna menghasilkan biometana. Tergantung pada tujuan penggunaan, biometana kemudian akan dikompresi hingga 200 bar dan disimpan dalam silinder untuk memudahkan pengangkutan. Ilustrasi proses produksi biometana ditampilkan pada Gambar 9 di bawah ini.



Gambar 9. Proses Produksi Biometana

Terdapat beberapa teknologi peningkatan kualitas (*upgrading*) biogas yang tersedia di pasaran, yang umumnya dikategorikan ke dalam tiga jenis utama: adsorpsi, absorpsi, dan pemisahan membran, sebagaimana ditunjukkan pada gambar di bawah ini.



Gambar 10 Teknologi Peningkatan Kualitas Biogas

3.4 Kriteria Seleksi yang Potensial untuk Biometana

Dalam mengidentifikasi potensi biometana, terdapat beberapa faktor yang harus dipertimbangkan demi memastikan produksi biometana layak secara ekonomi dan tidak merusak keberlangsungan lingkungan (GIZ ExploRE Project, 2023).

1. Tidak memunculkan konflik penggunaan lahan

Penggunaan lahan merupakan isu sensitif dalam pengembangan bioenergi. Idealnya, produksi bioenergi bertujuan untuk mengurangi emisi gas rumah kaca (GRK) dan berkontribusi dalam mencapai target mitigasi perubahan iklim global. Namun, terdapat kekhawatiran mengenai keberlanjutan yang disebabkan dampak penggunaan lahan yang dikhususkan untuk menanam tanaman penghasil energi (Vera, et al., 2022). Hal ini dapat menimbulkan dilema antara pengurangan emisi GRK dari produksi bioenergi dan emisi GRK yang dihasilkan akibat perubahan penggunaan lahan, misalnya dari hutan menjadi lahan tanaman penghasil energi. Oleh karena itu, dalam studi ini, bahan baku pasokan biometana bukan bersumber dari penanaman tanaman yang dikhususkan untuk menghasilkan energi, melainkan dari limbah agroindustri. Produksi biometana ini akan membantu industri dalam mengelola limbah yang mereka hasilkan.

2. Keamanan pasokan bahan baku

Keamanan pasokan bahan baku atau *feedstock* sangat penting untuk memastikan produksi biometana dapat memenuhi permintaan secara berkelanjutan. Jika limbah dikumpulkan dari petani kecil dengan kontrak yang bersifat jangka pendek atau lemah, maka akan sulit menjaga keberlanjutan pasokan bahan baku untuk produksi biometana. Oleh karena itu, dalam studi ini, pasokan biometana hanya bersumber dari limbah agroindustri, yang memiliki pasokan bahan baku yang lebih stabil untuk produksi biometana.

3. Ketersediaan dalam jumlah besar

Kapasitas produksi sangat penting dalam mencapai keekonomian pada produksi biometana. Kapasitas produksi yang kecil, misalnya 30 ton tandan buah segar (*fresh fruit bunch* [FFB]) per jam tidak akan cukup untuk mengimbangi investasi dan upaya. Maka dari itu, di dalam studi ini potensi produksi biometana yang akan dianalisis lebih jauh diasumsikan memiliki kapasitas minimum 30 ton FFB per jam atau 240.000 ton FFB per tahun yang akan menghasilkan biometana sebanyak 300 m³ per jam.

4. Tanpa biaya *feedstock*

Limbah padat dari agroindustri umumnya digunakan sebagai bahan bakar untuk pembangkit listrik. Sebagai contoh, cangkang sawit memiliki nilai tinggi dan diperdagangkan di pasar internasional. Pasar utama untuk ekspor cangkang sawit Indonesia meliputi Thailand, Selandia Baru, Pakistan, Tiongkok, Afrika Selatan, Vietnam, Jepang, Malaysia, Hong Kong, Korea Selatan, India, Singapura, Jerman, Australia, Inggris, dan Belgia (Winarsih 2021). Berbeda dengan limbah padat, limbah cair dari agroindustri hampir tidak memiliki nilai negatif karena peraturan yang berlaku tidak mengizinkan limbah ini dibuang tanpa melalui proses pengolahan yang memadai. Oleh karena itu, dalam penelitian ini, sumber biometana berasal dari limbah cair agroindustri yang sekaligus memerlukan pengolahan untuk kepentingan lingkungan.

5. Pengolahan limbah minim biaya dan ketersediaan *feedstock* di lokasi.

Proses pengolahan limbah dan transportasi bahan baku dapat menimbulkan biaya tambahan dalam produksi biometana. Sebagai contoh, dalam pengolahan limbah padat berbasis biogas di perkotaan, diperlukan pengangkutan limbah dari berbagai lokasi sumber ke instalasi biogas. Namun, proses pengolahan limbah berbasis biogas dari agroindustri lebih sederhana dengan *feedstock* yang sudah tersedia di lokasi, sehingga tidak memerlukan biaya tambahan yang besar untuk transportasi limbah.

6. Adanya proyek yang telah berjalan dan teknologinya telah terbukti.

Berdasarkan studi terdahulu yang dilakukan oleh GIZ Indonesia, terdapat 139 pabrik biogas di seluruh Indonesia yang sebagian besar berlokasi di Sumatera dan Kalimantan. Terkait dengan pabrik biometana, saat ini di Indonesia terdapat dua pabrik biometana skala komersial. Satu pabrik berlokasi di Kalimantan Timur dan satu pabrik lainnya berlokasi di Sumatera Utara.

Di Kalimantan Timur terdapat 9 pabrik biogas di mana salah satunya adalah pabrik biometana. Sementara di Sumatera Selatan, terdapat 10 pabrik biogas tanpa adanya pabrik biometana. Meskipun produknya bisa dikomersialkan, satu pabrik biometana di Kalimantan Timur menggunakan biometana dalam bentuk Bio-CNG yang diproduksinya untuk memenuhi kebutuhan internal, khususnya menggantikan bahan bakar diesel untuk armada truk mereka sendiri. Selain itu, KBLI mereka hanya mencakup penggunaan internal. Kemudian, dalam hal teknologi, teknologi biometana telah terbukti. Sebagai gambaran, Eropa memiliki 1.322 pabrik biometana pada April 2023 yang telah meningkat 30% sejak 2021 (European Biogas Association, 2023). Oleh sebab itu, sangatlah mungkin bagi Indonesia untuk mereplikasi kisah sukses Eropa.

Potensi Pengehematan Tahunan	Potensi Biometana	LPG		Bahan Bakar Diesel	
		Ribu Ton	Triliun Rupiah	Juta Liter	Triliun Rupiah
Provinsi	Juta Sm3				
Sumatera Selatan	234,02	187,22	2,81	226,93	3,40
Kalimantan Timur	273,83	219,06	3,29	265,53	3,98

Tabel 3. Potensi penghematan tahunan dari penggantian LPG atau bahan bakar Diesel di Sumatera Selatan dan Kalimantan Timur



3.5 Potensi Biometana di Sumatera Selatan dan Kalimantan Timur

3.5.1 Sumatera Selatan

Sumber utama *feedstock* untuk memproduksi biometana di Sumatera Selatan dan Kalimantan Timur adalah palm oil mill effluent (POME), limbah cair yang dihasilkan oleh pabrik kelapa sawit. POME mengandung zat organik yang disebut chemical oxygen demand (COD) sebanyak sekitar 50,000-65,000 mg/l. Zat organik ini adalah makanan bagi bakteri yang memproduksi gas metana (CH₄) dengan produk sampingan berupa karbon dioksida (CO₂).

Di Sumatera Selatan, sumber biometana lainnya adalah pabrik tapioka. Meskipun zat organik yang terkandung hanya sekitar 10,000-15,000 mg/l, volume limbah cair yang dihasilkan pabrik tapioka lebih tinggi dibandingkan pabrik kelapa sawit. Terdapat pula beberapa pabrik pengolahan biogas dari air limbah pabrik tapioka di beberapa provinsi di dekat Sumatera Selatan, seperti Lampung dan Bangka Belitung.

Menurut Dinas ESDM Sumatera Selatan, pada 2024, terdapat 89 pabrik kelapa sawit yang berlokasi di provinsi Sumatera Selatan. Selain itu studi GIZ ExploRE juga mengidentifikasi satu pabrik tapioka dan menyatakan bahwa baik pabrik kelapa sawit dan pabrik tapioka tersebut dapat memproduksi biometana dalam skala komersial (GIZ ExploRE Project, 2023). Total kapasitas produksi adalah 28 juta ton FFB per tahun dan 90 ribu ton tapioka per tahun Dengan kriteria seleksi, yaitu rencana produksi minimal sebesar 281 m³ biometana/jam, pabrik kelapa sawit dan pabrik tapioka dapat memproduksi 45 ribu m³ biometana/jam atau setara dengan 33 BBTTUD. Di Sumatera Selatan, 89 pabrik kelapa sawit tersebar di sebelas kabupaten, yaitu Musi Banyuasin, Musi Rawas, Muratara, Banyuasin, Ogan Komering Ilir (OKI), Ogan Ilir, Ogan Komering Ulu (OKU), OKU Timur, Muara Enim, Lahat, dan Pali. Lebih dari 80% pabrik kelapa sawit di Sumatera Selatan berlokasi di lima kabupaten, yaitu Musi Banyuasin, Banyasin, OKI, Muara Enim and Musi Rawas. Beberapa perusahaan besar di bisnis kelapa sawit adalah PT Sampoerna Agro Tbk, Wilmar International, Indofood Agri Resources, dan PTPN Holding Group. Berdasarkan data tentang 89 pabrik kelapa sawit dari Dinas ESDM Sumatera Selatan, hanya 66 pabrik yang lokasinya diketahui. Lokasi 66 pabrik tersebut dan 1 pabrik tapioka dapat dilihat pada Gambar 11 di bawah ini.

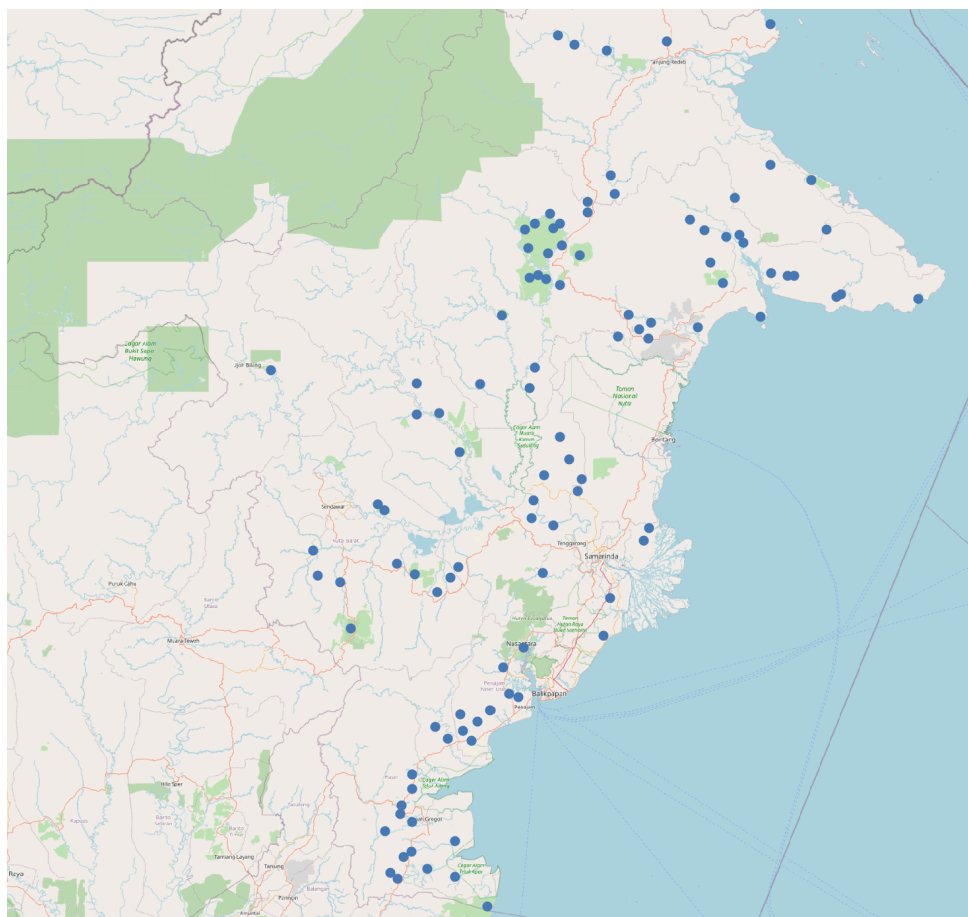


Gambar 11. Distribusi Pabrik Kelapa Sawit di Sumatera Selatan

Saat ini, pemanfaatan dari 10 pabrik biogas di Sumatera Selatan terbagi ke dalam tiga kategori: pemanfaatan untuk kebutuhan listrik sendiri (*captive power*), kelebihan daya (*excess power*), dan pembakaran gas suar (*flaring*). Lima pabrik memanfaatkan biogas untuk *captive power*, dengan tiga pabrik dimiliki oleh Wilmar Group, satu pabrik dimiliki oleh Pinago Utama Group, dan satu pabrik lainnya dimiliki oleh Musim Mas Group. Tiga pabrik, yang semuanya dimiliki oleh Sampoerna Agro, memanfaatkan biogas untuk kelebihan daya (*excess power*) dengan menjual listrik yang dihasilkan kepada perusahaan listrik milik negara, PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) atau PT PLN. Dua pabrik lainnya yang membakar biogas melalui proses *flaring* untuk mengurangi emisi, masing-masing dimiliki oleh Eagle High Plantation dan Gozco Plantation Group. Saat ini, belum ada pabrik biometana di Sumatera Selatan. Namun, terdapat inisiatif untuk memproduksi biometana dan menginjeksikannya ke dalam jaringan pipa gas alam yang melintasi provinsi tersebut. Biometana yang dihasilkan nantinya dapat digunakan oleh pengguna jaringan pipa gas alam yang membentang dari Riau hingga Singapura serta Pulau Jawa.

3.5.2 Kalimantan Timur

Sumber utama *feedstock* di Kalimantan Timur hanya berasal dari POME. Menurut Dinas ESDM Kalimantan Timur, pada 2024, terdapat 106 pabrik kelapa sawit dengan total kapasitas produksi mencapai 34 juta ton FFB per tahun. Dengan memberlakukan beberapa kriteria seleksi, POME dapat dikonversi menjadi 53 ribu m³ biometana/jam atau setara dengan 39 BBTUD. Keseratus enam pabrik kelapa sawit tersebut tersebar di tujuh kabupaten, yaitu Penajam Paser Utara, Paser, Kutai Timur, Kutai Barat, Kutai Kartanegara, Berau, dan Mahakam Ulu. Lebih dari 80% pabrik kelapa sawit di Kalimantan Timur berlokasi di empat kabupaten, yaitu Kutai Timur, Kutai Kartanegara, Paser dan Berau. Perusahaan besar di bisnis kelapa sawit yang berlokasi di Kalimantan Timur adalah DSN Group, Teladan Prima Group, dan PTPN Holding Group. Berdasarkan data mengenai 106 pabrik kelapa sawit dari Dinas ESDM Kalimantan Timur, hanya 68 pabrik yang lokasinya diketahui. Lokasi dari 68 pabrik tersebut dapat dilihat pada Gambar 12 di bawah ini.



Gambar 12. Distribusi Pabrik Kelapa Sawit di Kalimantan Timur

Pemanfaatan kesembilan pabrik biogas di Kalimantan Timur saat ini lebih bervariasi dibandingkan Sumatera Selatan. Pemanfaatan biogas di Kalimantan Timur mencakup beberapa kategori, yaitu untuk pembangkit listrik independen (IPP), kelebihan daya (*excess power*), kebutuhan listrik sendiri (*captive power*), dan biometana. Terdapat satu pembangkit listrik IPP yang dimiliki oleh Padasa Group, yang memasok listrik sebesar 1 MW kepada PT PLN. Tiga pabrik yang memanfaatkan biogas untuk kelebihan daya, masing-masing dimiliki oleh Kuala Lumpur Kepong, REA Holdings, dan MP Evans Group. Sementara itu, empat pabrik yang menggunakan biogas untuk *captive power* dimiliki oleh Teladan Prima Group, Sinergi Group, Kuala Lumpur Kepong, dan REA Holdings.

Hanya terdapat satu pabrik biometana di Kalimantan Timur, yang dimiliki oleh PT Dharma Satya Nusantara Tbk (DSN) Group. Biometana yang dihasilkan berbentuk CBG (*Compressed Biomethane Gas*) dan digunakan untuk memenuhi kebutuhan internal, seperti armada logistik serta sebagai substitusi bahan bakar diesel untuk pembangkit listrik mereka.

Saat ini, pabrik ini merupakan satu-satunya pabrik biometana yang beroperasi di Indonesia. Hingga laporan ini ditulis, terdapat satu pabrik biometana yang sedang dalam tahap konstruksi di Sumatera Utara. Pabrik tersebut juga berencana untuk mengompresi biometana yang dihasilkan dan mendistribusikannya guna memasok kebutuhan pabrik oleokimia di sekitarnya.



3.6 Biometana sebagai Pengganti LPG dan Bahan Bakar Diesel

Dengan kesamaan karakteristik dengan LPG dan bahan bakar diesel, biometana dapat digunakan untuk menggantikan LPG dan bahan bakar diesel di wilayah ini. Total potensi biometana di Sumatera Selatan dan Kalimantan Timur masing-masing adalah sebesar 45 ribu dan 53 ribu Nm³ per jam. Berdasarkan asumsi bahwa harga bahan bakar non-subsidi adalah sebesar Rp 15,000/liter, maka 1 Nm³ setara dengan 1,0732 Sm³ biometana, dan 1 Sm³ biometana setara dengan 0,97 liter bahan bakar diesel atau 0,80 kg LPG. Kemudian, untuk Sumatera Selatan, biometana dapat mensubstitusi hingga 3,40 triliun rupiah dari penggunaan bahan bakar diesel dan/atau LPG. Substitusi ini pada akhirnya akan mengurangi ketergantungan daerah pada bahan bakar fosil dan sekaligus mengelola limbah agroindustri secara tepat.

Akan tetapi, angka ini perlu dikaji lebih lanjut. Studi tindak lanjut, seperti studi mengenai pasar untuk mengidentifikasi kelayakan permintaan untuk setiap pemasok biometana yang potensial menjadi penting untuk dilakukan karena setiap pabrik memiliki karakteristiknya masing-masing dan juga jumlah permintaan yang berbeda. Suatu penilaian yang bersifat tekno-ekonomis terhadap pemanfaatan POME, keberadaan infrastruktur terdekat, hambatan logistik, dan mekanisme penetapan harga menjadi penting dilakukan guna memperoleh keuntungan ekonomi yang lebih akurat dari pemanfaatan biometana. Selain itu, integrasi dengan jaringan gas yang telah terbangun dapat membuka permintaan dari lokasi, bahkan negara lain.

3.7 Peraturan Bisnis Biometana

3.7.1 Izin Pengolahan Biogas

Regulasi utama untuk mengomersialkan gas biometana mengacu pada Klasifikasi Baku Lapangan Usaha Indonesia (KBLI) 35203 tentang Pengadaan Biogas. KBLI merupakan klasifikasi aktivitas ekonomi yang menghasilkan produk atau *output*, baik dalam bentuk barang maupun jasa. Izin yang diperlukan untuk mengomersialkan biometana di bawah KBLI 35203 disebut Izin Pengolahan Biogas sebagai Bahan Bakar Lain. Saat ini, izin ini menjadi persyaratan utama dalam komersialisasi gas biometana. Namun, terdapat kemungkinan bahwa regulasi tambahan akan diterbitkan di masa mendatang. Selain itu, perusahaan juga perlu mematuhi perizinan dasar untuk menjalankan usaha di Indonesia. Secara umum, terdapat dua bagian utama dalam izin pengolahan biogas, yaitu bagian izin usaha dasar dan bagian izin usaha berbasis risiko.

3.7.2 Izin Usaha Dasar

Persyaratan izin usaha dasar diatur di dalam UU No. 11 Tahun 2020 mengenai Cipta Kerja dan PP No. 5 Tahun 2021 mengenai Penyelenggaraan Perizinan Berusaha Berbasis Risiko. Persyaratan dasar perizinan usaha mencakup Persetujuan Kesesuaian Kegiatan Pemanfaatan Ruang (PKKPR), Persetujuan Lingkungan, Persetujuan Bangunan Gedung (PBG), dan Sertifikat Laik Fungsi (SLF). Sebuah perusahaan mungkin sudah memiliki semua izin yang diperlukan, misalnya sebuah pabrik kelapa sawit yang berencana memperluas usahanya untuk mencakup produksi dan penjualan gas biometana serta telah memasukkan seluruh aktivitas terkait biometana ke dalam analisis.

Namun, jika cakupan izin yang dimiliki saat ini tidak mencakup aktivitas terkait biometana, maka perusahaan perlu menyesuaikan dan merevisi izin tersebut. Secara spesifik, untuk Persetujuan Lingkungan, PP No. 22 Tahun 2021, Lampiran 5, menguraikan jenis perubahan lingkup usaha yang dapat memerlukan pembaruan Analisis Mengenai Dampak Lingkungan (AMDAL) atau dokumen yang lebih sederhana seperti Rencana Pengelolaan Lingkungan (RKL) dan Rencana Pemantauan Lingkungan (RPL). Informasi lebih lanjut mengenai perubahan yang diperlukan untuk Persetujuan Lingkungan dapat dilihat dalam Lampiran 1.

3.7.3 Izin Usaha Berbasis Risiko

Perizinan usaha berbasis risiko untuk aktivitas biometana diatur dalam KBLI 35203. Kelompok KBLI 35203 mencakup usaha pengolahan bahan bakar gas yang dapat digunakan secara langsung sebagai bahan bakar, yang berasal dari produk sampingan pertanian, perkebunan, peternakan, atau limbah. Produksi ini disertai dengan upaya peningkatan kualitas gas, seperti pemurnian, pencampuran, dan proses lainnya. Penjualan gas biometana, sesuai dengan KBLI 35203, dikategorikan sebagai berisiko tinggi. Oleh karena itu, untuk memulai komersialisasi gas biometana, badan usaha perlu memiliki Nomor Induk Berusaha (NIB) dan izin usaha.

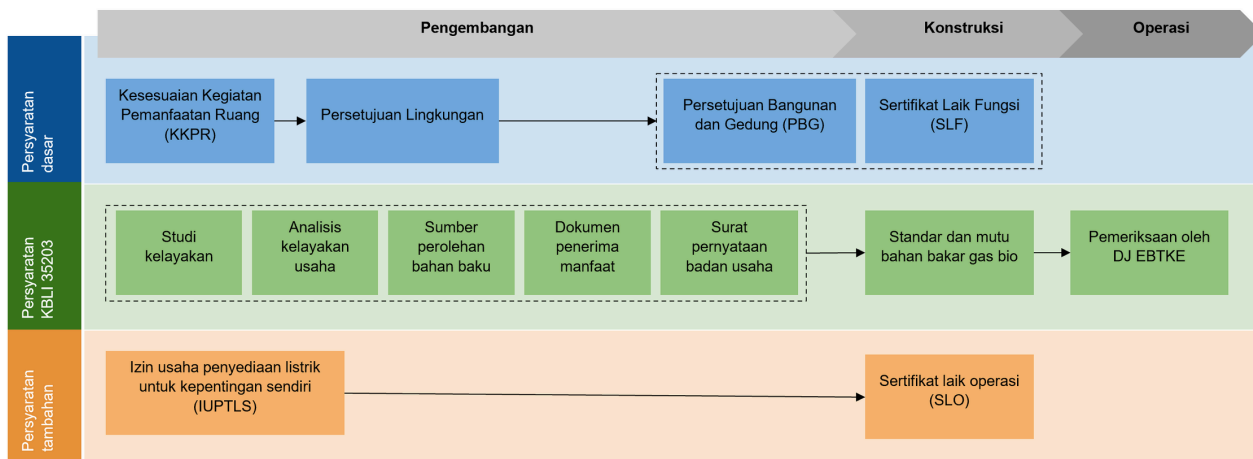
Izin untuk mengkomersialkan biometana berdasarkan KBLI 35203 disebut Izin Pengolahan Biogas sebagai Bahan Bakar Lain. Izin ini berlaku hingga 20 tahun dan dapat diperpanjang maksimal 10 tahun. Standar waktu layanan untuk penerbitan izin ini adalah 15 hari kerja, dengan kewenangan penerbitan berada di tingkat kementerian. Lima langkah untuk mendapatkan izin tersebut adalah sebagai berikut:

1. Pengajuan melalui OSS (oss.go.id). Usaha yang telah memiliki NIB, mengunggah tujuh dokumen yang diperlukan untuk pengajuan KBLI 35203. Dokumen tersebut adalah:
 - a. Studi kelayakan
 - b. Analisis kelayakan usaha atau informasi kelayakan usaha yang mencakup:
 - i. Sumber *feedstock* dan konsumen potensial
 - ii. Lokasi kegiatan bisnis dengan data teknis mengenai fasilitas, infrastruktur, dan data titik koordinat
 - iii. Tingkat Komponen Dalam Negeri (TKDN)
 - iv. Model usaha dan rencana pengembangan bisnis
 - v. Pekerja asing dan domestik
 - vi. Analisis keuangan, termasuk investasi, biaya pembelian dan penjualan, serta penghitungan analisis kelayakan
 - c. Sumber bahan baku
 - d. Kepemilikan Manfaat (Beneficial ownership)
 - e. Pernyataan tertulis pada lembar bermeterai mengenai kemampuan entitas bisnis untuk:
 - i. Menyediakan bahan bakar biogas secara berkelanjutan
 - ii. Memenuhi aspek operasional kesehatan dan keselamatan kerja
 - iii. Memenuhi kewajiban entitas bisnis
 - iv. Memenuhi ketentuan peraturan dan perundang-undangan
 - v. Memfasilitasi kunjungan lapangan dari Direktorat Jenderal EBTKE, ESDM
 - vi. Menjamin bahwa dokumen dan informasi/ Pernyataan yang diperlukan adalah benar dan apabila ditemukan di kemudian hari bahwa informasi/ pernyataan tersebut tidak benar, maka izin usaha akan dicabut sesuai peraturan perundang-undangan yang berlaku.
 - f. Data standar dan kualitas (spesifikasi) bahan bakar biogas
 - g. Berita acara resmi kunjungan lapangan/inspeksi yang dilakukan Direktorat Jenderal EBTKE, ESDM
2. Verifikasi dokumen oleh Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM)
3. Laporan kunjungan lapangan yang diunggah ke OSS
4. Persetujuan izin usaha akan diberikan setelah 15 hari kerja setelah penyerahan dokumen
5. Pemilik usaha mengunduh dan mencetak izin usaha dan lampiran teknis

Berdasarkan definisi dan peraturan yang tertuang dalam UU No. 8 Tahun 1999 tentang Perlindungan Konsumen, dan Peraturan Kepala BPS No. 2 Tahun 2020 tentang Klasifikasi Baku Lapangan Usaha Indonesia (KBLI), KBLI 35203 mencakup kegiatan produksi, penyimpanan, perdagangan ke konsumen perantara atau penjualan *business to business*, tetapi tidak termasuk penjualan ke konsumen/pembeli akhir. Klasifikasi lapangan usaha untuk penjualan ke pembeli akhir diatur di dalam KBLI 46610. Mengingat bahwa model usaha yang disajikan di dalam studi ini tidak mencakup penjualan ke konsumen/pembeli akhir, maka KBLI 46610 tidak dijelaskan di dalam studi ini.

3.7.4 Izin Terkait Lainnya

Apabila instalasi biometana melibatkan Pembangkit Listrik Tenaga Biogas (PLTBg) dengan kapasitas lebih dari 500kW untuk proses produksi dan *upgrading* biogas menjadi biometana, Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik untuk Kepentingan Sendiri (IUPTLS) juga diperlukan. Selain itu, instalasi PLTBg perlu mendapatkan Sertifikasi Laik Operasi (SLO). Keseluruhan langkah yang diperlukan untuk mendapatkan izin usaha biometana dapat dilihat pada Gambar 14, dan para pemangku kepentingan dari pemerintah yang bertanggung jawab di setiap proses dapat dilihat pada Tabel 4 di bawah ini.



Gambar 13. Alur Proses Penerbitan Izin Usaha Biometana

Kategori	Izin/Dokumen	Pemangku Kepentingan dari Pemerintah	Portal
Identitas Usaha	Nomor Induk Berusaha (NIB)	Kementerian Investasi dan Hilirisasi	https://oss.go.id/
	Kesesuaian Kegiatan Pemanfaatan Ruang (KKPR)	Kementerian Agraria dan Tata Ruang/Badan Pertanahan Nasional (ATR/BPN)	https://oss.go.id/
Izin Dasar	Persetujuan Lingkungan	Kementerian Lingkungan Hidup	https://amdalnet.menlhk.go.id/
	Persetujuan Bangunan Gedung (PBG) and Sertifikat Laik Fungsi (SLF)	Kementerian Pekerjaan Umum dan Perumahan	https://simbg.pu.go.id/
Izin Berbasis Risiko	Izin Pengolahan Biogas sebagai Bahan Bakar Lain	Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral	https://oss.go.id/
Izin Lainnya	Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik untuk Kepentingan Sendiri (IUPTLS)	Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral	https://oss.go.id/
	Sertifikat Laik Operasi (SLO)	Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral	https://oss.go.id/

Tabel 4. Ringkasan Izin Usaha dan Para Pemangku Kepentingan

4. Analisis Model usaha Potensial untuk Biometana

4.1 Klasifikasi Model Usaha

Analisis model usaha di dalam bab ini mengadopsi kerangka konseptual yang dikembangkan Alexander Osterwalder dan Yves Pigneur yang dijelaskan secara rinci di dalam buku mereka yang berjudul *Business Model Generation: A Handbook for Visionaries, Game Changers, and Challengers* (John Wiley and Sons, 2010). Pengenalan singkat mengenai konsep tersebut dijelaskan pada Apendiks 1 laporan ini.

Terdapa lima model usaha potensial yang bisa dijalankan untuk meningkatkan skala konversi menuju biometana. Model-model usaha tersebut didasari pertimbangan siapa yang akan menjadi konsumen akhirnya dan siapa yang memproduksi biometana.

		Diproduksi oleh PKS	Diproduksi oleh <i>Project Developer</i>	Diproduksi oleh PKS dan <i>Project Developer</i>
Berhubungan dengan PKS	Internal	1A		
	Vendor truk (pihak ketiga)	1B		
Industri Terdekat			2A	2B
Jalur Gas			3	3

Tabel 5. Model usaha yang potensial berdasarkan tipe pemilik dan konsumen.

Di dalam model usaha 1A dan 1B, Pabrik Kelapa Sawit (PKS) membangun seluruh infrastruktur yang diperlukan dan mengelola *offtake* dari hasil produksi biometana. Konsumen model usaha ini bisa berasal dari usaha yang sama sebagai PKS (Model 1A) atau berhubungan dengan PKS, misalnya vendor truk (Model 1B).

Di dalam model usaha 2A dan 2B, yang menjadi konsumen adalah industri-industri yang berada di dekat pabrik, terutama industri pertambangan, manufaktur, horeka (hotel, restoran, dan kafe). Sektor pertambangan akan memerlukan biometana untuk mengonversikan konsumsi bahan bakar diesel, misalnya untuk keperluan logistik. Pabrik manufaktur dapat menggunakan biometana untuk tujuan penyediaan listrik dan pemanasan, sementara horeka dapat menggunakan biometana untuk memasak dan menggantikan LPG. Semua industri dapat menggunakan biometana untuk menghasilkan listrik dengan mengganti bahan bakar diesel.

Konsumen pada Model 3 adalah operator transportasi gas. Model ini khususnya dapat dijalankan di lokasi-lokasi di mana terdapat banyak PKS yang terletak di dekat jaringan pipa gas.

4.2 Pengembangan Model Kemitraan

Pada Model usaha 2 dan 3, project developer membutuhkan suatu kemitraan yang dibentuk di antara *project developer* dan PKS. Alternatif-alternatif kemitraan tersebut adalah sebagai berikut:

- **Build-Operate-Transfer (BOT)**. Pada model BOT, *Project Developer* membangun sebagian atau seluruh infrastruktur yang diperlukan, mengoperasikannya dalam jangka waktu tertentu, kemudian operasi tersebut diserahkan kepada PKS pada akhir proyek.
- **Build-Own-Operate-Transfer (BOOT)**. Pada model BOOT, *Project Developer* juga membangun sebagian atau seluruh infrastruktur yang diperlukan, mengoperasikannya, dan menyerahkannya kepada PKS, sama seperti dalam model BOT. Perbedaan mendasar dengan model BOT terletak pada aspek kepemilikan. Pada BOOT, *Project Developer* memiliki aset selama fase operasional. Dengan demikian, yang diserahkan oleh *Project Developer* pada akhir proyek adalah kepemilikan dan operasional.
- **Build-Own-Operate (BOO)**. Pada model BOO, *Project Developer* membangun dan memiliki infrastruktur dalam waktu tak terbatas tanpa kewajiban menyerahkannya.

Semua opsi di atas berlaku untuk Model usaha 2 dan 3. Akan tetapi, di dalam BAB ini, asumsi yang menjadi acuan adalah masa berlaku proyek yang terbatas, yaitu 20 tahun, sehingga proyek akan dihentikan dan infrastruktur akan dinonaktifkan setelah masa berlaku selesai. Selama masa berlaku tersebut, *Project Developer* akan memiliki infrastruktur yang dibeli atau dibangunnya. Di luar masa berlaku, infrastruktur tersebut tidak akan memiliki nilai ekonomi. Oleh sebab itu, penyerahan aset menjadi tidak mendesak.

Kepemilikan aset selama masa berlaku keekonomian bersifat lebih penting walaupun tidak mendesak. *Project Developer* bisa tidak memohon kepemilikan resmi atas aset yang dibangunnya demi mendapatkan imbal balik yang lebih baik atau risiko yang lebih terkendali. Akan tetapi, demi menyederhanakan analisis, kami menggunakan asumsi bahwa *Project Developer* memiliki kepemilikan aset, baik di dalam model BOOT atau BOO.

4.3 Karakteristik Umum

Sebelum mendalami lebih jauh tentang setiap model usaha, perlu dipahami bahwa terdapat beberapa persamaan karakteristik pada semua model.

Pertama, output biogas dalam jumlah tertentu dari digester tidak disalurkan ke proses upgrading. Biogas tersebut akan disalurkan langsung ke pembangkit listrik yang berlokasi di pabrik untuk mengoperasikan mesin bertenaga gas untuk menghasilkan tenaga listrik yang digunakan sebagai pengganti bahan bakar diesel dalam mengoperasikan pabrik. Hal ini didasari asumsi bahwa sebagian besar PKS belum terhubung dengan jaringan PLN. Cara ini merupakan cara pemanfaatan biogas paling efisien karena tidak memerlukan *upgrading*. Akan tetapi, volume yang disalurkan tetap akan dibatasi karena sumber utama listrik bagi PKS berasal dari panas yang dihasilkan oleh proses yang terjadi di dalam pabrik itu sendiri.

Dengan demikian, listrik bertenaga biogas akan bermanfaat ketika digunakan saat pabrik tidak beroperasi, misalnya selama malam hari atau saat hari libur, atau berfungsi sebagai sistem cadangan ketika sumber listrik utama mengalami pemadaman akibat kegiatan pemeliharaan rutin, ataupun penyebab tak terduga lainnya.

Kedua, output biometana akan dikemas dalam bentuk *Compressed Biomethane Gas* (CBG), yang hampir setara dengan *Compressed Natural Gas* (CNG). Biometana dalam bentuk CBG dapat dikirim secara ekonomis ke lokasi di mana jaringan gas tidak tersedia.

Selanjutnya, kesamaan lain pada semua model terletak pada Kegiatan Utama dan Sumber Daya Utama. Kegiatan utama yang dimaksud termasuk seluruh kegiatan yang diperlukan untuk menghasilkan biogas di dalam sebuah digester, untuk mengurangi kandungan karbon di dalam biogas (*upgrading*), dan untuk operasi serta pemeliharaan rutin. Konsekuensinya, sumber daya yang diperlukan untuk menjalankan kegiatan-kegiatan tersebut juga sama, yaitu pabrik untuk *upgrading*, insinyur dan teknisi yang diperlukan untuk mengoperasikan dan memelihara fasilitas.

Semua model juga memerlukan penyedia teknologi yang kompeten untuk dilibatkan sebagai Mitra Utama di dalam pembangunan serta pemeliharaan fasilitas. Selain mitra konstruksi, mitra yang dimaksud adalah mitra yang memasok bahan kimia dan bakteri ke pabrik biogas, dan mereka yang memiliki teknologi *upgrading* termutakhir.

4.4 Asumsi Umum dan Penghitungan Analisis Ekonomi

4.4.1 Input

Analisis ekonomi dilakukan berdasarkan kapasitas produksi paling umum pabrik kelapa sawit, yaitu 60 ton tandan buah segar/jam. Kami juga menetapkan variabel lain yang memengaruhi output POME, yaitu:¹

- Jam operasional pabrik: 16 jam/hari dan 300 hari/tahun
- TBS yang diolah: 960 ton/hari atau 288 kiloton/tahun (rata-rata bulanan 24 kiloton)
- Laju aliran POME: 0.6 m³/ton FFB
- Konsentrasi COD: 62,000 mg/liter
- Laju Penghilangan COD: 80%

Berdasarkan asumsi di atas, maka rata-rata output POME yang dihasilkan PKS adalah sekitar **473.4 m³/hari** dan rata-rata penghilangan COD harian adalah sekitar **23.5 ton/hari**.

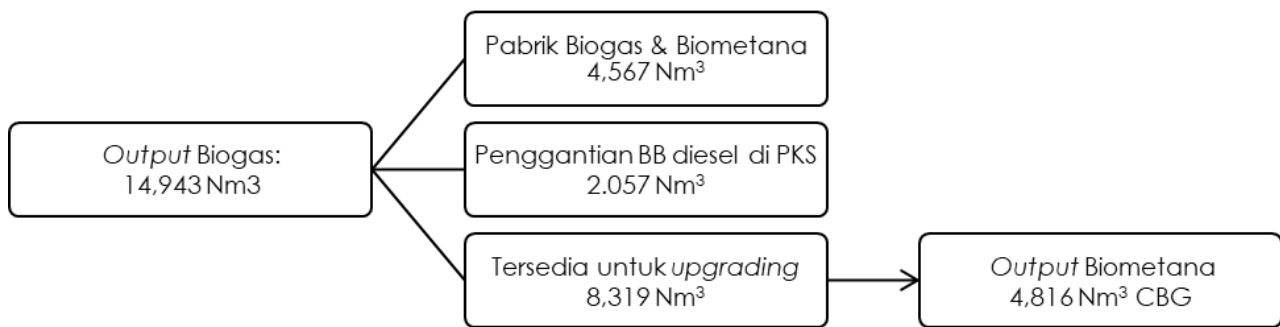
4.4.2 Output dan Kebutuhan

Berdasarkan asumsi input, dengan kandungan karbon sebesar 55% di dalam biogas, maka kapasitas produksi pabrik biogas adalah sebesar **14,943 Nm³** dengan volume kandungan metana sebesar **8,219 Nm³**.

Pada halaman sebelumnya, kami telah menjelaskan bahwa output biogas dalam jumlah tertentu akan dikonsumsi secara langsung untuk menjalankan mesin bertenaga gas untuk menghasilkan listrik sehingga menggantikan konsumsi bahan bakar diesel. Kami menghitung bahwa beban untuk sumber listrik ini adalah sekitar 173 kW untuk kebutuhan kantor/kawasan pabrik dan 384 kW untuk beban parasitik serta pengoperasian pabrik biogas/biometana.

Kebutuhan-kebutuhan tersebut akan memerlukan biogas sekitar 6,624 Nm³/hari sehingga biogas yang tersedia untuk produksi CBG adalah **8,319 Nm³/hari**. Tentu saja, apabila kebutuhan penyediaan listrik tenaga biogas di PKS lebih rendah, maka biogas yang tersedia untuk CBG akan lebih tinggi. Dengan output biogas sebagai input produksi CBG, maka output volume CBG dengan 95% kandungan metana adalah **4,816 Nm³/hari** atau setara dengan **189 MMBTU/hari**.

[1] <https://winrock.org/wp-content/uploads/2016/05/CIRCLE-Handbook-2nd-Edition-EN-25-Aug-2015-MASTER-rev02-final-new02-edited.pdf>



Gambar 14. Output biogas dan biometana harian.

4.4.3 Skema Penetapan Harga

Pada transaksi internal (Model 1A), harga biometana tidak begitu penting karena pengurangan harga yang ditetapkan untuk pembeli internal menjadi margin bagi pihak internal lainnya. Namun, dalam model usaha lain yang bergantung pada transaksi antara pihak yang tidak saling berhubungan, masalah penetapan harga menjadi sangat krusial. Jika terlalu rendah, model tersebut tidak akan layak. Sebaliknya, jika terlalu tinggi, model usaha ini tidak akan berhasil karena tidak akan menemukan pembeli yang berminat.

Dalam nilai kalor, 1 Nm³ (atau 1,0732 Sm³, satuan umum dalam industri CNG) CBG dengan kandungan metana 95% setara dengan 1,0407 liter bahan bakar diesel. Berdasarkan harga solar non-subsidi sebesar Rp 15.000/liter, maka biaya energi 1 Sm³ CBG setara dengan Rp 14.545 (harga penuh).

Prinsip utama yang menjadi acuan adalah bahwa biaya konsumsi energi dengan menggunakan biometana bagi konsumen harus lebih rendah daripada biaya saat ini. Oleh karena itu, harga CBG untuk semua konsumen harus lebih rendah dari Rp 14.545. Dengan kata lain, penjual harus menawarkan diskon dari harga penuh tersebut. Setiap segmen konsumen mungkin memiliki kebutuhan diskon yang berbeda-beda (bisa dilihat pada tabel penetapan harga berikut ini).

Model	Unit	Penjual	Pembeli	Diskon	Harga/Sm ³ (IDR)
1B	Sm ³	PKS	Logistik	50%	7,273
2A, 2B	Sm ³	PD	Horeka, Mfg	20%	11,636
2A, 2B	Sm ³	PD	Pertambangan	10%	13,091
3	Sm ³	PD	Trader gas	42%	8,438

Tabel 6. Skema penetapan harga CBG untuk semua model usaha.

4.4.4 Belanja Modal

Berdasarkan studi kami tahun lalu mengenai produksi biogas dan pabrik *upgrading* pada skala yang sama, beban modal yang diperlukan adalah berikut ini:

1. Pabrik Biogas: Rp 42 miliar
2. Pembangkit Listrik: Rp 11 miliar
3. Pabrik CBG: Rp 27 miliar
4. Unit GTM:
5. Converter kit/unit: Rp 131-239 miliar
6. Stasiun Pengisian CBG: Rp 16 miliar

Semua model usaha akan membutuhkan 3 poin pertama di atas, dengan total investasi sebesar Rp 80 miliar. Model usaha 1B akan membutuhkan investasi converter kit untuk armada truk, sedangkan model usaha 1A, 2A, 2B, dan 3 akan membutuhkan unit GTM untuk mengangkut CBG. Pada model usaha 2A dan 2B, jika jasa pengangkutan pertambangan menjadi salah satu konsumen, maka pemilik proyek perlu membangun stasiun pengisian CBG untuk melayani mereka.

	Capital Expenditures	Business Model Applicability					
		1A - PKS	1B - PKS	2A - PD	2B - PKS	2B - PD	3 - PD
Biogas Plant	42,000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Power Plant	11,000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
CBG Plant	27,000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
GTM Fleet	4,260	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Converter Kit	12,445	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
CBG Filling Station	16,000	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Total capex (million IDR)		80,000	92,445	100,260	53,000	47,260	84,260

Tabel 7. Kebutuhan belanja modal (dalam juta Rp).

4.4.5 Kebutuhan Modal Kerja

Selain untuk belanja modal, investasi tunai lainnya diperlukan untuk operasional proyek karena akan terdapat perbedaan waktu antara pengeluaran kas untuk biaya operasional dan penerimaan kas dari penghematan atau dari penjualan.

Kami berasumsi bahwa untuk proyek yang dimiliki oleh PKS, seperti dalam Model 1, 1 bulan modal kerja sudah cukup, karena transaksi hanya dilakukan secara internal sehingga siklus kas akan lebih singkat. Sementara itu, bagi *Project Developer*, setidaknya 3 bulan biaya operasional harus disiapkan guna memastikan kelancaran operasional.

4.4.6 Beban Operasional

Terdapat empat tipe beban operasional:

1. Biaya tenaga kerja: pengeluaran yang dibayarkan untuk menggaji pekerja pabrik dan staf yang menangani hubungan dengan konsumen.
2. Operasional dan pemeliharaan: pengeluaran untuk mengoperasikan peralatan pabrik dan memastikan kondisinya selalu optimal.
3. Biaya transportasi: pengeluaran untuk mengoperasikan armada GTM yang mengangkut CBG ke lokasi lain.
4. Biaya Penjualan dan Pemasaran: pengeluaran yang mencakup biaya penjualan, termasuk bonus penjualan.

Model usaha yang berbeda akan memiliki biaya operasional yang berbeda pula. Misalnya, dalam Model 1A dan 1B, tidak ada biaya penjualan maupun kebutuhan untuk merekrut staf penjualan. Biaya operasional dan pemeliharaan juga akan bervariasi tergantung pada jenis aset tetap yang dimiliki. Sementara itu, dalam Model 1C, biaya transportasi akan dikenakan karena konsumen dalam model ini hanya terdiri dari vendor *trucking* yang mengambil biometana langsung di pabrik biometana.

	Yr 1 Costs	Business Model Applicability					
		1A - PKS	1B - PKS	2A - PD	2B - PKS	2B - PD	3 - PD
Manpower Expenses							
Biogas Plant Staff	155	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
CBG Plant Staff	664	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Sales & Marketing Staff	91	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Operation & Maintenance (O&M)							
Biogas Plant	630	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Power Plant	330	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Upgrading Plant (excl. Compression)	810	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Compression System	561	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Gas Transport Module (GTM)	82	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
CBG Filling Station	1,120	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Transportation Expenses							
Transportation Expenses - Internal	1,752	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Transportation Expenses - Industrial	1,752	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Transportation Expenses - Gas Grid	3,504	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Sales & Marketing Expenses							
Sales Expenses - Industrial	5%	1,180	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Sales Expenses - Gas Trader	3%	617	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Tabel 8. Beban operasional (dalam juta Rp)

4.5 Analisis Finansial untuk Setiap Model Usaha

Model usaha 1A

PKS membangun sendiri pabrik biogas dan CBG serta mengonsumsi semua output untuk keperluan operasionalnya.



[2] Agar mudah dipahami, pada bagian ini kami hanya menunjukkan proyeksi arus kas hingga tahun ke-10.

Mitra Utama <ul style="list-style-type: none"> • Perkebunan Kelapa Sawit • Penyedia Teknologi 	Kegiatan Utama <ul style="list-style-type: none"> • Produksi biogas • <i>Upgrading</i> biogas • Kompresi biometana • Penyaluran CBG • Pemeliharaan pabrik 	Proposisi Nilai <ul style="list-style-type: none"> • Sumber energi yang lebih murah dibandingkan bahan bakar diesel • Pasokan yang dapat diandalkan 	Relasi dengan Konsumen N/A	Segmen Konsumen <ul style="list-style-type: none"> • Departemen logistik (internal) • Pembangkit listrik (internal) • Sister company atau unit bisnis
	Sumber daya utama <ul style="list-style-type: none"> • Pabrik biogas • Pabrik <i>upgrading</i> • Kompresor • Stasiun pengisian • Insinyur/teknisi 		Jalur Langsung	
Struktur biaya <ul style="list-style-type: none"> • Biaya pembangunan • Operasional dan pemeliharaan 		Sumber pendapatan <ul style="list-style-type: none"> • Penghematan dari bahan bakar diesel • Kredit karbon 		

Gambar 15. Model usaha 1A

Angka-Angka Utama:

- Investasi: Rp 84,7 miliar
- Harga Jual: n.a.
- Penghematan Tahun Ke-1 : Rp 33,6 miliar
- Opex Tahun Ke-1: Rp 5,0 miliar (tidak termasuk depresiasi)
- Arus Kas Tahun Ke-1: Rp 24,6 miliar
- Periode Pengembalian Modal: 3,5 tahun
- IRR: 28,6%

Pada model ini, PKS membangun infrastruktur biogas dan biometana serta menggunakan output-nya baik secara langsung maupun untuk konsumsi internal, atau substitusi bahan bakar penghasil listrik. Konsumsi biometana secara internal dilakukan untuk mendukung kegiatan berikut:

1. Penyedia listrik atau panas untuk pabrik dan sekitarnya.
2. Penyedia listrik atau panas di hilirisasi, seperti pengolahan dan penggilingan inti sawit.
3. Substitusi bahan bakar diesel pada layanan *trucking*.

Dengan mengasumsikan bahwa seluruh output biometana bisa terserap, maka potensi penghematan adalah sebesar Rp 6,1 miliar/tahun yang berasal dari substitusi bahan bakar diesel untuk pembangkitan listrik di PKS dan sebesar 27,4 miliar/tahun dari konsumsi CBG untuk fasilitas lain. Total potensi penghematan adalah sekitar Rp 33,6 miliar/tahun.

Investasi dilakukan untuk membangun pabrik biogas, pabrik *upgrading*, dan pembelian mesin bertenaga gas. PKS juga perlu membeli 2 unit armada GTM untuk mendistribusikan CBG ke fasilitas lain di dalam wilayah PKS.

Mengingat hanya terdapat satu pihak yang terlibat, maka model ini dianggap sebagai model paling sederhana dan menguntungkan. Manfaat yang akan didapatkan juga lebih jelas dan mudah dikalkulasikan. Output biometana akan secara langsung mensubstitusi konsumsi bahan bakar diesel untuk kegiatan apa pun.

Model ini juga dianggap sebagai model paling layak dengan periode pengembalian modal (*payback period*) sangat singkat (3,5 tahun) dan menghasilkan IRR 28,6%.

Tantangan utama pada model ini adalah mencari jalur pemanfaatan biogas. Apabila seluruh biogas yang dihasilkan dapat dikonsumsi, maka model ini akan menjadi model paling menguntungkan. Jika tidak, maka penghitungan potensi penghematan versus investasi/operasional harus dilakukan dengan lebih cermat.

Contoh perusahaan yang menggunakan model ini adalah PT Dharma Satya Nusantara Tbk. yang mendistribusikan output CBG ke lokasi perkebunan dan kawasan lain untuk mensubstitusi bahan bakar diesel yang sebelumnya digunakan untuk pembangkit. Contoh lainnya berasal dari salah satu perusahaan kelapa sawit di Kalimantan Tengah yang telah berencana untuk membangun beberapa pabrik biogas dan menggunakan hasil biometananya di pabrik pengolahan kelapa sawit dan pabrik pengolahan inti sawit (KCP).

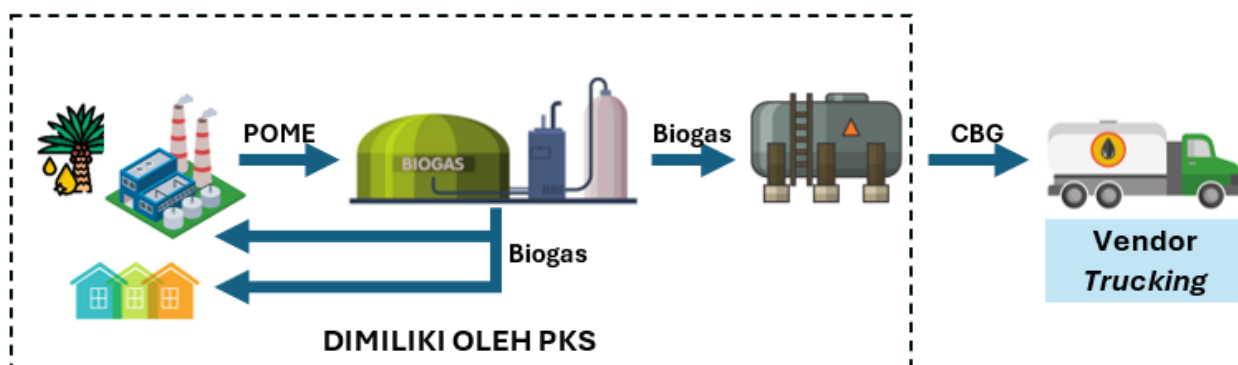
Tantangan utama dari model usaha ini adalah menemukan jalur pemanfaatan biogas. Jika seluruh output biogas dapat dikonsumsi/terserap, maka model ini akan menjadi model paling menguntungkan. Jika tidak, maka penghitungan penghematan versus investasi/operasional harus dilakukan secara lebih cermat.

Proforma P&L - PKS	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<i>(million IDR)</i>										
Revenue/Saving										
Saving from PKS power generation	6,138	6,138	6,138	6,322	6,322	6,322	6,511	6,511	6,511	6,707
Saving from internal consumption	27,441	27,441	27,441	28,264	28,264	28,264	29,112	29,112	29,112	29,985
Total	33,579	33,579	33,579	34,586	34,586	34,586	35,624	35,624	35,624	36,692
Operational expenses										
Manpower Expenses	819	852	886	921	958	996	1,036	1,078	1,121	1,166
Operation & Maintenance (O&M)	2,458	2,557	2,659	2,765	2,876	2,991	3,111	3,235	3,365	3,499
Transportation Expenses	1,752	1,822	1,895	1,971	2,050	2,132	2,217	2,306	2,398	2,494
Sales & Marketing Expenses	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	5,029	5,231	5,440	5,657	5,884	6,119	6,364	6,618	6,883	7,158
Depreciation	10,533	10,533	10,533	10,533	10,533	10,533	10,533	10,533	-	-
Earning before tax	18,017	17,815	17,606	18,396	18,170	17,934	18,727	18,473	28,740	29,534
Income tax 22%	3,964	3,919	3,873	4,047	3,997	3,946	4,120	4,064	6,323	6,497
Net Income	14,053	13,896	13,733	14,349	14,172	13,989	14,607	14,409	22,418	23,036
Free Cash Flow - PKS										
<i>(million IDR)</i>										
Investment	(84,260)									
Additional Working Capital	(419)	(17)	(17)	(18)	(19)	(20)	(20)	(21)	(22)	(23)
EBIT * (1-T)	14,053	13,896	13,733	14,349	14,172	13,989	14,607	14,409	22,418	23,036
Added back: Depreciation	10,533	10,533	10,533	10,533	10,533	10,533	10,533	10,533	-	-
Net Cash Flow	(84,679)	24,569	24,411	24,247	24,863	24,685	24,501	25,118	24,919	22,395
Payback period	3.5 years									
IRR	28.6%									

Tabel 9. Proyeksi Arus Kas untuk Model usaha 1A

Model usaha 1B

PKS membangun sendiri pabrik biogas dan CBG kemudian menjual output-nya ke vendor jasa pengangkutan (*trucking*).



Mitra Utama <ul style="list-style-type: none"> • Perkebunan Kelapa Sawit • Penyedia Teknologi 	Kegiatan Utama <ul style="list-style-type: none"> • Produksi biogas • Upgrading biogas • Kompresi biometana • Penyaluran CBG • Pemeliharaan Pabrik 	Proposisi Nilai <ul style="list-style-type: none"> • Sumber tenaga listrik yang lebih murah dibandingkan bahan bakar diesel • Pasokan yang aman • Dukungan finansial 	Relasi Konsumen <p>Pengadaan/Departemen SCM</p>	Segmen Konsumen <ul style="list-style-type: none"> • Vendor trucking (Perkebunan-PKS) • Vendor trucking (PKS-Pengolahan)
	Sumber Daya Utama <ul style="list-style-type: none"> • Pabrik biogas • Pabrik upgrading • Kompresor • Stasiun pengisian CBG • Insinyur/ teknisi 		Jalur <p>Langsung</p>	
Struktur Biaya <ul style="list-style-type: none"> • Biaya Pembangunan • Operasional dan Pemeliharaan 		Sumber Pendapatan <ul style="list-style-type: none"> • Penjualan CBG • Kredit Karbon 		

Gambar 16. Model usaha 1B

Angka-Angka Utama:

- Investasi: Rp 92,7 miliar
- Harga jual CBG : Rp 7,273/Sm³
- Penghematan/pendapatan : Rp 14,2 miliar tahun ke-1
- Opex tahun ke-1: Rp 2,6 miliar (tidak termasuk depresiasi)
- Arus kas tahun ke-1: Rp 11,6 miliar
- Periode pengembalian modal: 8.0 tahun
- IRR: 9,7%

Model ini serupa dengan Model 1A. Perbedaannya terletak pada target konsumennya, yaitu vendor-vendor yang memberikan jasa logistik untuk PKS, baik untuk pengiriman masuk (rute perkebunan – PKS) dan keluar (PKS – Kilang). Dengan demikian, model ini cocok untuk PKS yang memiliki vendor logistik dari pihak ketiga karena vendor-vendor ini umumnya dikelola oleh tim pengelola vendor. Maka dari itu, Relasi Konsumen di dalam model ini ditangani oleh departemen Pengadaan atau SCM pabrik. Pembayaran untuk konsumsi CBG dapat dilakukan dengan memotong pembayaran ke vendor untuk jasa transportasi sehingga proses penagihan pembayaran tidak akan bermasalah.

Bagi vendor *trucking*, skema ini juga memberi manfaat karena skema ini akan memberikan dukungan finansial untuk operasional mereka. Biasanya, vendor akan melakukan pembayaran tiap kali mereka membeli bahan bakar. Dengan skema ini, mereka secara praktis dapat menunda pembayaran bahan bakar sehingga arus kas keluar dan kas masuk dari PKS bisa dilakukan bersamaan.

Pada model ini, terdapat investasi di muka yang harus dilakukan oleh vendor *trucking*, yaitu investasi untuk mengonversi armada mereka agar dapat menggunakan CBG. Biaya kit konverter untuk setiap unit truk adalah Rp 131 juta. PKS dapat memberikan bantuan finansial bahkan menanggung seluruh biaya ini, tergantung pada analisis finansial lebih rinci.

Terdapat dua tantangan besar di dalam model usaha ini. Tantangan pertama terkait dengan harga CBG. Mengingat sektor logistik masih menerima subsidi bahan bakar diesel, maka PKS harus mengacu pada harga subsidi sebagai benchmark penetapan harga CBG. Apabila harga yang ditawarkan justru lebih tinggi, vendor tidak akan tertarik. Tantangan kedua terkait dengan volume CBG yang dapat dikonsumsi. Berdasarkan asumsi bahwa semua kebutuhan energi logistik untuk PKS berskala umum berasal dari CBG, maka volume CBG yang akan dikonsumsi adalah 59% dari potensi output CBG.³ Oleh sebab itu, profitabilitas untuk PKS dari model ini jauh lebih rendah dibandingkan Model 1A (lihat Tabel 8).

Meskipun demikian, model ini masih bisa memiliki keunggulan jika dikombinasikan dengan model 1A, yaitu dengan konsumsi biometana semaksimal mungkin untuk kebutuhan internal.

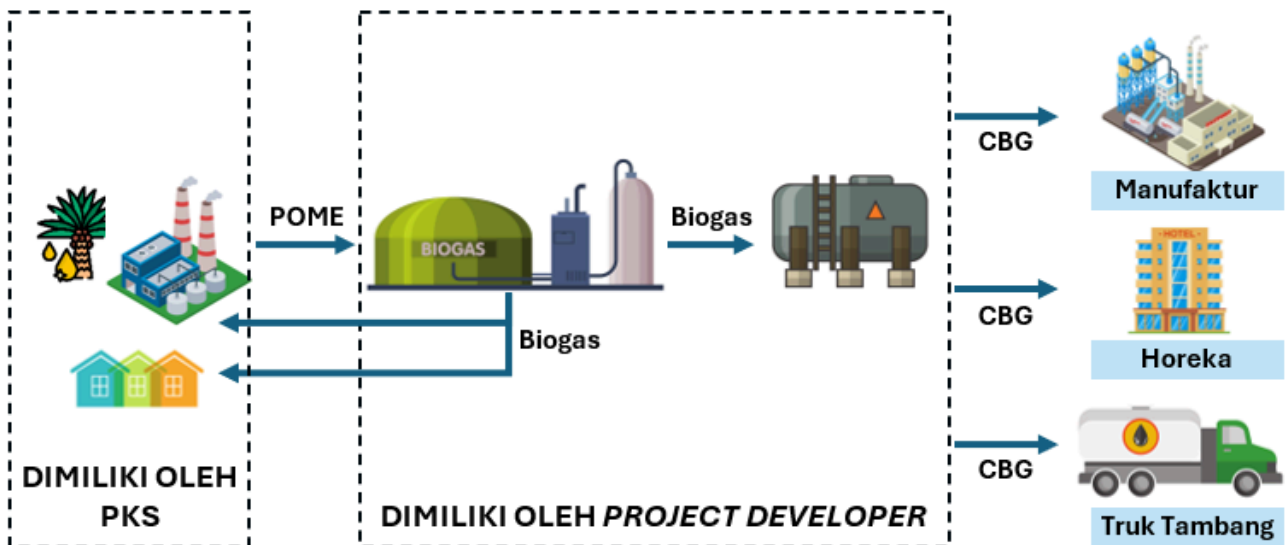
Proforma P&L - PKS		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<i>(million IDR)</i>											
Revenue/Saving											
Saving from PKS power generation		6,138	6,138	6,138	6,322	6,322	6,322	6,511	6,511	6,511	6,707
CBG sales to trucking vendors		8,100	8,100	8,100	8,343	8,343	8,343	8,593	8,593	8,593	8,851
Total		14,238	14,238	14,238	14,665	14,665	14,665	15,105	15,105	15,105	15,558
Operational expenses											
Manpower Expenses		819	852	886	921	958	996	1,036	1,078	1,121	1,166
Operation & Maintenance (O&M)		1,769	1,840	1,914	1,990	2,070	2,152	2,239	2,328	2,421	2,518
Transportation Expenses		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sales & Marketing Expenses		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total		2,588	2,692	2,799	2,911	3,028	3,149	3,275	3,406	3,542	3,684
Depreciation		11,556	11,556	11,556	11,556	11,556	11,556	11,556	11,556	-	-
Earning before tax		94	(10)	(117)	198	81	(40)	274	143	11,563	11,874
Income tax	22%	21	(2)	(26)	44	18	(9)	60	32	2,544	2,612
Net Income		73	(8)	(91)	154	63	(31)	214	112	9,019	9,262
Free Cash Flow - PKS											
<i>(million IDR)</i>											
Investment	(92,445)										
Additional Working Capital	(216)	(9)	(9)	(9)	(10)	(10)	(10)	(11)	(11)	(12)	(12)
EBIT * (1-T)		73	(8)	(91)	154	63	(31)	214	112	9,019	9,262
Added back: Depreciation		11,556	11,556	11,556	11,556	11,556	11,556	11,556	11,556	-	-
Net Cash Flow	(92,661)	11,620	11,539	11,455	11,700	11,609	11,514	11,759	11,656	9,007	9,250
Payback period	8.0	years									
IRR	9.7%										

Tabel 10. Proyeksi Arus Kas Model usaha 1B

[3] Bagi PKS dengan kapasitas 960 ton/hari, dan dengan asumsi kapasitas truk sebesar 6 ton FFB, maka kebutuhan truknya adalah 80 truk dengan 2 trip/truk. Apabila jarak rata-rata antara setiap perkebunan dan PKS adalah 45 km, maka kebutuhan CBGnya adalah 2400 Sm³/hari. Di sisi lain, pabrik yang sama akan memproduksi 192 CPO. Dengan kapasitas truk CPO 13 ton dan 1 trip per truk, maka kebutuhan truknya adalah 15 truk. Dengan asumsi jarak ke pabrik pengolahan sejauh 70 km, maka CBG yang diperlukan adalah 1313 Sm³/hari sehingga total kebutuhan CBG adalah 3713 Sm³/hari.

Model usaha 2A

Project developer membangun pabrik biogas dan CBG di lokasi PKS kemudian menjual CBG ke industri sekitar, seperti manufaktur, horeka, dan tambang.



Mitra Utama <ul style="list-style-type: none"> • Pabrik Kelapa Sawit • Penyedia Teknologi 	Kegiatan Utama <ul style="list-style-type: none"> • Produksi biogas • <i>Upgrading</i> biogas • Kompresi Biometana • Penyaluran CBG • Pemeliharaan pabrik 	Proposisi Nilai <ul style="list-style-type: none"> • Sumber energi listrik yang lebih murah dibandingkan bahan bakar diesel/LPG • Pasokan aman • Reputasi sebagai perusahaan ramah lingkungan • Kredit Karbon 	Relasi Konsumen <ul style="list-style-type: none"> • Account Manager • Pemasaran 	Segmen Konsumen <ul style="list-style-type: none"> • Manufaktur • Hotel, restoran, dan catering (horeka) • Perusahaan tambang (truk pengangkut)
	Sumber Daya Utama <ul style="list-style-type: none"> • Pabrik biogas • Pabrik <i>Upgrading</i> Kompresor <ul style="list-style-type: none"> • Armada GTM • Insinyur/ teknisi 		Jalur <ul style="list-style-type: none"> • Trader CBG 	
Struktur Biaya <ul style="list-style-type: none"> • Biaya pembangunan • Operasi dan pemeliharaan • Pembelian feedstock 		Sumber Pendapatan <ul style="list-style-type: none"> • Penjualan CBG 		

Gambar 17. Model usaha 2A

Angka-Angka Utama:

- Investasi: Rp 102,1 miliar
- Harga jual CBG: Rp 11,636/Sm³ untuk manufaktur dan horeka;
Rp 13,091/Sm³ untuk pertambangan
- Penghematan/pendapatan : Rp 26,7 miliar

tahun ke-1

- Opex tahun ke-1: Rp 7,4 miliar (tidak termasuk depresiasi)
- Arus kas tahun ke-1: Rp 17,7 miliar
- Periode Pengembalian Modal: 5,9 tahun
- IRR: 15,1%

Pada Model usaha 2A dan 2B, segmen konsumen tidak lagi berkaitan dengan operasional PKS. Target konsumen untuk model usaha ini adalah industri yang berada disekitar lokasi PKS, terutama manufaktur, horeka, dan tambang. Bagi manufaktur, CBG dapat digunakan dalam proses pemanasan, dan substitusi bahan bakar diesel atau LPG. Bagi horeka, CBG umumnya digunakan untuk memasak atau substitusi LPG. Bagi perusahaan tambang, CBG dapat digunakan untuk substitusi bahan bakar diesel untuk truk pengangkut mereka.

Di atas manfaat ekonomi, konsumen-konsumen ini akan mengapresiasi reputasi sebagai perusahaan “hijau” dengan penggunaan biometana. Mereka juga akan memerlukan kredit karbon melalui substitusi bahan bakar fosil yang berkaitan dengan operasional mereka, khususnya perusahaan tambang batu bara. Mengingat reputasi mereka sebagai produsen gas kotor, mereka akan tertarik dengan upaya substitusi bahan bakar diesel.

Mengingat konsumen model ini tidak lagi berkaitan dengan PKS, dan PKS tidak lagi terlibat dalam distribusi gas, maka *Project Developer* yang akan akan menjadi pemilik utama model usaha ini. Selain membangun dan mengoperasikan infrastruktur biogas/biometana, *Project Developer* juga mengelola aspek komersial distribusi CBG. Demi melaksanakan hal ini, *Project Developer* juga dapat melibatkan trader sebagai pihak yang berhubungan dengan pembeli akhir.

Khusus pada Model 2A, seluruh investasi ditanggung oleh *Project Developer*, terutama untuk pabrik biogas dan upgrading. Peran PKS di model ini terbatas pada peran pemasok POME ke pabrik biogas. Peran dan keuntungan bagi setiap pihak dijelaskan pada tabel di bawah ini.

	PKS	<i>Project Developer</i>
Peran dan Tanggung Jawab	<ul style="list-style-type: none"> • Menyediakan lahan dan infrastruktur • Mendorong pemenuhan peraturan • Memasok POME dalam volume yang konsisten 	<ul style="list-style-type: none"> • Investasi untuk seluruh infrastruktur • Mendapatkan perizinan • Mengoperasikan infrastruktur • Menjual dan menyalurkan biometana ke <i>offtaker</i>
Keuntungan	<ul style="list-style-type: none"> • Sumber energi berbiaya rendah dari biogas • Reputasi ramah lingkungan (<i>green</i>) • Pengolahan limbah yang lebih bersih 	<ul style="list-style-type: none"> • Pendapatan dari penjualan biogas ke PKS • Pendapatan dari penjualan biometana ke <i>offtaker</i>

Tabel 11. Skema kerja sama pada Model usaha 2A

Rincian peran dan tanggung jawab tentu saja terbuka untuk didiskusikan bersama kedua belah pihak. Sebagai contoh, penetapan harga biogas antara PKS dan *Project Developer* akan menjadi persoalan utama karena akan menentukan kelayakan dari model ini. Terdapat pula skema lain di mana seluruh biogas dikonversi menjadi biometana dan kegiatan penjualan dapat dibagi dengan PKS, alih-alih hanya menjual sebagian biogas ke PKS. Akan tetapi, menurut penghitungan di bawah ini, kami menggunakan asumsi bahwa sebagian biogas akan dikonsumsi oleh PKS mengingat bahwa biogas akan menjadi sumber energi paling efisien karena tidak memerlukan upgrading.

Selain investasi di lokasi PKS seperti pabrik biogas dan pabrik upgrading, *Project Developer* juga perlu berinvestasi dalam distribusi biometana. Sebagian besar target konsumen, walau tidak semua, terletak jauh dari PKS sehingga pemipaan langsung tidak ekonomis. Oleh karena itu, armada GTM akan dibutuhkan untuk mengangkut CBG dari PKS ke lokasi konsumen. Investasi lain diperlukan untuk membangun stasiun pengisian CBG untuk melayani truk pengangkut tambang. Idealnya, lokasinya harus strategis untuk melayani sebanyak mungkin konsumen. Sebagai contoh, salah satu lokasi terbaik adalah di dekat pelabuhan pengiriman yang menjadi tujuan truk pengangkut.

Oleh karena itu, biaya operasional tambahan akan diperlukan untuk mengoperasikan stasiun pengisian serta biaya penjualan. Untuk perhitungan biaya transportasi di bawah ini, kami mengasumsikan bahwa jarak rata-rata dari PKS ke konsumen adalah 100 km.

Dari sisi penjualan, harga jual CBG harus memberikan potensi penghematan kepada konsumen. Akan tetapi, skema penetapan harga yang berbeda bisa diberlakukan. Di Sumatera Selatan dan Kalimantan Timur, sebagian besar perusahaan manufaktur dan horeka adalah usaha skala kecil dan menengah sehingga sangat sensitif terhadap harga. Di sisi lain, perusahaan-perusahaan tambang di wilayah tersebut merupakan perusahaan besar yang akan mengejar potensi penghematan biaya. Selain itu, sektor pertambangan, terutama tambang batu bara, akan sangat tertarik dengan pembangunan reputasi ramah lingkungan melalui substitusi bahan bakar fosil menjadi energi terbarukan. Guna melayani konsumen dari sektor perusahaan tambang, investasi dan biaya operasional tambahan akan diperlukan untuk membangun dan menjalankan stasiun pengisian yang akan ditanggung sebagian oleh konsumen.

Profitabilitas model ini jauh lebih rendah dibandingkan Model 1A. Alasannya adalah adanya investasi dan pengeluaran operasional tambahan sementara pemasukan lebih rendah karena produk harus dijual dengan harga diskon. Akan tetapi, potensi keuntungan masih bisa didapatkan dari negosiasi harga penjualan dengan para *offtaker*, termasuk PKS, serta biaya investasi yang lebih rendah, contohnya apabila jarak rata-rata ke lokasi konsumen lebih dekat.

Proforma P&L - PD	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
<i>(million IDR)</i>											
Revenue/Saving											
Biogas sales to PKS	3,069	3,069	3,069	3,161	3,161	3,161	3,256	3,256	3,256	3,353	
CBG sales to mining companies	14,818	14,818	14,818	15,263	15,263	15,263	15,721	15,721	15,721	16,192	
CBG sales to horeca	4,391	4,391	4,391	4,522	4,522	4,522	4,658	4,658	4,658	4,798	
CBG sales to manufacturing	4,391	4,391	4,391	4,522	4,522	4,522	4,658	4,658	4,658	4,798	
Total	26,668	26,668	26,668	27,468	27,468	27,468	28,292	28,292	28,292	29,141	
Operational expenses											
Manpower Expenses	910	946	984	1,024	1,065	1,107	1,151	1,197	1,245	1,295	
Operation & Maintenance (O&M)	3,578	3,722	3,870	4,025	4,186	4,354	4,528	4,709	4,897	5,093	
Transportation Expenses	1,752	1,822	1,895	1,971	2,050	2,132	2,217	2,306	2,398	2,494	
Sales & Marketing Expenses	1,180	1,227	1,276	1,327	1,380	1,436	1,493	1,553	1,615	1,679	
Total	7,420	7,717	8,026	8,347	8,681	9,028	9,389	9,765	10,155	10,562	
Depreciation	12,533	12,533	12,533	12,533	12,533	12,533	12,533	12,533	-	-	
Earning before tax	6,715	6,418	6,110	6,589	6,255	5,908	6,370	5,995	18,137	18,579	
Income tax 22%	1,477	1,412	1,344	1,449	1,376	1,300	1,401	1,319	3,990	4,087	
Net Income	5,238	5,006	4,766	5,139	4,879	4,608	4,969	4,676	14,147	14,492	
Free Cash Flow - PD	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<i>(million IDR)</i>											
Investment	(100,260)										
Additional Working Capital	(1,855)	(74)	(77)	(80)	(83)	(87)	(90)	(94)	(98)	(102)	(106)
EBIT * (1-T)		5,238	5,006	4,766	5,139	4,879	4,608	4,969	4,676	14,147	14,492
Added back: Depreciation		12,533	12,533	12,533	12,533	12,533	12,533	12,533	12,533	-	-
Net Cash Flow	(102,115)	17,696	17,462	17,218	17,588	17,324	17,050	17,408	17,111	14,045	14,386
Payback period	5.9 years										
IRR	15.1%										

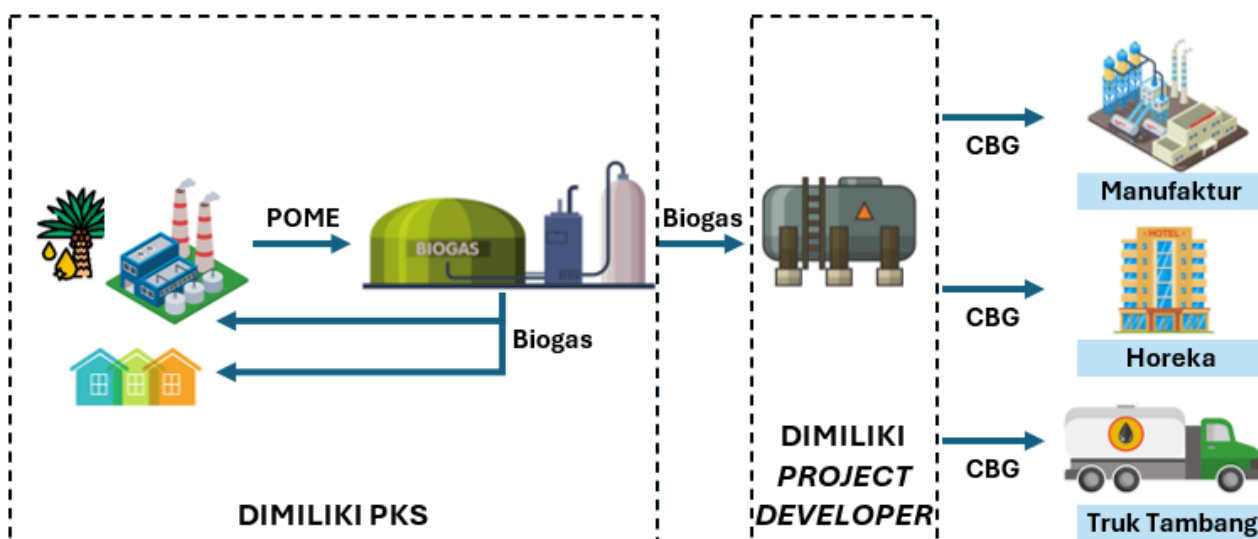
Tabel 12. Proyeksi Arus Kas Model usaha 2A

Pada model ini, manfaat yang bisa diambil oleh PKS dan pemasok biogas adalah mereka dapat menggunakan output biogas secara langsung untuk konsumsi sendiri di dalam pabrik dan mengganti konsumsi bahan bakar diesel. Dengan menggunakan logika yang sama sebagaimana dijelaskan di dalam subbab 5.3, potensi penghematan bagi pabrik kelapa sawit adalah sebesar Rp 6 Miliar/tahun. Tentu saja, angka pastinya akan tergantung pada pola konsumsi energi di setiap pabrik.

Selain itu, PKS juga dapat berpartisipasi langsung dengan berkolaborasi dengan *Project Developer* sebagai bagian dari pemilik proyek, baik dalam bentuk Operasi Bersama atau Usaha Patungan (*Joint Venture*). Dengan model ini, pabrik kelapa sawit dapat menerima potensi keuntungan dari penjualan biometana selain keuntungan dari penghematan. Bagi *Project Developer*, kehadiran pabrik kelapa sawit di dalam kepemilikan proyek akan memastikan pasokan *feedstock*, serta mendukung operasional fasilitas, seperti keamanan, tenaga kerja, perizinan, dll.

Model usaha 2B

PKS membangun sendiri pabrik biogas dan menjualnya kepada *Project Developer* yang membangun pabrik CBG dan menjual output CBG ke industri sekitar, seperti manufaktur, horeka, dan pertambangan.



Mitra Utama <ul style="list-style-type: none"> • Operator Biogas • Penyedia Teknologi 	Kegiatan Utama <ul style="list-style-type: none"> • <i>Upgrading</i> biogas • Kompresi Biometana • Transportasi CBG • Pemeliharaan Pabrik 	Proposisi Nilai <ul style="list-style-type: none"> • Sumber energi listrik yang lebih murah dibandingkan bahan bakar diesel/LPG • Pasokan yang aman • Reputasi "hijau" • Kredit karbon 	Relasi Konsumen <ul style="list-style-type: none"> • Account Manager • Pemasaran 	Segmen Konsumen <ul style="list-style-type: none"> • Manufaktur • Hotel, restoran, dan katering (horeka) • Perusahaan tambang (truk pengangkut)
	Sumber Daya Utama <ul style="list-style-type: none"> • Pabrik <i>Upgrading</i> • Kompresor • Armada GTM • Insinyur/teknisi 		Jalur <ul style="list-style-type: none"> • Langsung 	
Struktur biaya <ul style="list-style-type: none"> • Biaya pembangunan • Operasional dan pemeliharaan • Pembelian biogas 			Sumber pendapatan <ul style="list-style-type: none"> • Penjualan CBG 	

Gambar 18. Model usaha 2B

Angka-Angka Utama:

- Investasi: PKS Rp 53,1 miliar, *Project Developer* Rp 50.4 miliar
- Harga jual CBG: Rp 11.636/Sm³ untuk manufaktur dan horeka; Rp 13.091/Sm³ untuk tambang
- Penghematan/: PKS Rp 12,3 miliar, *Project Developer* Rp 23,6 miliar
- pendapatan tahun ke-1
- Opex tahun ke-1: PKS Rp 1,1 miliar, *Project Developer* Rp 12,5 miliar (tidak termasuk depresiasi)
- Arus kas tahun ke-1: PKS Rp 10,2 miliar, *Project Developer* Rp 9,9 miliar
- Periode pengembalian modal: PKS 5,2 tahun, *Project Developer* 5,2 tahun
- IRR: PKS 18,3%, *Project Developer* 17,1%

Model 2B adalah modifikasi dari Model 2A dengan pemisahan kepemilikan pada pabrik biogas dan pabrik *upgrading*. Tanpa *upgrading*, sebagian besar *output* biogas di kelapa sawit akan berakhir dengan pembakaran gas suar (*flare*). Maka dari itu, di dalam model ini, *Project Developer* akan dilibatkan dalam proses *upgrading* biogas yang tak terpakai dan menjualnya.

	PKS	<i>Project Developer</i>
Peran dan Tanggung Jawab	<ul style="list-style-type: none"> • Menyediakan lahan untuk infrastruktur • Investasi pabrik biogas • Mendapatkan izin terkait produksi biogas. • Mengoperasikan pabrik biogas. • Memasok biogas ke <i>Project Developer</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • Berinvestasi pada pabrik <i>upgrading</i> dan distribusi biometana • Mendapatkan perizinan terkait produksi dan penjualan biometana. • Mengoperasikan pabrik <i>upgrading</i>. • Menjual dan mengirim biometana kepada <i>offtaker</i>
Keuntungan	<ul style="list-style-type: none"> • Sumber energi murah dari biogas • Pendapatan dari penjualan biogas ke <i>Project Developer</i> • Reputasi “hijau” • Pengelolaan limbah lebih bersih 	<ul style="list-style-type: none"> • Pendapatan dari penjualan biometana ke <i>offtaker</i>. • Investasi yang lebih rendah.

Tabel 13. Skema kerja sama pada Model Usaha 2B

Project Developer akan membangun pabrik *upgrading*, fasilitas CBG dan jaringan distribusi. *Project Developer* juga akan mengelola penjualan dan mendistribusikan CBG ke konsumen. Dalam pelaksanaannya, *Project Developer* dapat melibatkan seorang trader.

Model ini sangat menguntungkan bagi PKS karena akan memberikan sumber pemasukan tambahan dari penjualan output biogas yang sebelumnya tidak bernilai. PKS juga dapat meningkatkan kontrol terhadap sistem pengelolaan limbah, yang mana menjadi proses utama dalam operasional PKS, dan masih memperoleh keuntungan ekonomis dari investasi tanpa harus terlibat di dalam penjualan biometana, yang mana bukanlah proses bisnis utama. Model ini dapat dijalankan di semua pabrik kelapa sawit, tetapi paling menguntungkan bagi pabrik yang telah memiliki pabrik biogas karena investasi yang dikeluarkan akan lebih kecil.

Dari sisi *Project Developer*, hal ini akan mengurangi biaya modal di muka secara signifikan sehingga bisa lebih berfokus pada produksi dan komersialisasi biometana. *Project Developer* juga tidak perlu mengkhawatirkan pasokan *feedstock* karena secara langsung dikelola oleh PKS.

Tantangan utama pada model usaha ini adalah menentukan harga jual biogas antara PKS dan *Project Developer*, yang mana akan menentukan pendapatan untuk tiap pihak. Penetapan harga harus mempertimbangkan harga energi saat ini dan potensi risiko perubahan harga akibat kebijakan ekonomi dan pemerintah.

Proforma P&L - PKS	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<i>(million IDR)</i>										
Revenue/Saving										
Saving from PKS power generation	6,138	6,138	6,138	6,322	6,322	6,322	6,511	6,511	6,511	6,707
Biogas sales to Project Developer	6,204	6,204	6,204	6,390	6,390	6,390	6,582	6,582	6,582	6,779
Total	12,342	12,342	12,342	12,712	12,712	12,712	13,093	13,093	13,093	13,486
Operational expenses										
Manpower Expenses	155	161	167	174	181	188	196	204	212	220
Operation & Maintenance (O&M)	960	998	1,038	1,080	1,123	1,168	1,215	1,263	1,314	1,366
Transportation Expenses	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sales & Marketing Expenses	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	1,115	1,159	1,206	1,254	1,304	1,356	1,410	1,467	1,526	1,587
Depreciation	6,625	6,625	6,625	6,625	6,625	6,625	6,625	6,625	-	-
Earning before tax	4,602	4,557	4,511	4,833	4,783	4,731	5,058	5,002	11,568	11,900
Income tax	22%	1,012	1,003	992	1,063	1,052	1,041	1,113	1,100	2,545
Net Income	3,590	3,555	3,519	3,770	3,731	3,690	3,945	3,901	9,023	9,282
Free Cash Flow - PKS										
<i>(million IDR)</i>										
Investment	(53,000)									
Additional Working Capital	(93)	(11)	(12)	(12)	(13)	(13)	(14)	(14)	(15)	(15)
EBIT * (1-T)	3,590	3,555	3,519	3,770	3,731	3,690	3,945	3,901	9,023	9,282
Added back: Depreciation	6,625	6,625	6,625	6,625	6,625	6,625	6,625	6,625	-	-
Net Cash Flow	(53,093)	10,203	10,168	10,132	10,382	10,343	10,301	10,556	10,512	9,008
Payback period	5.2 years									
IRR	18.3%									

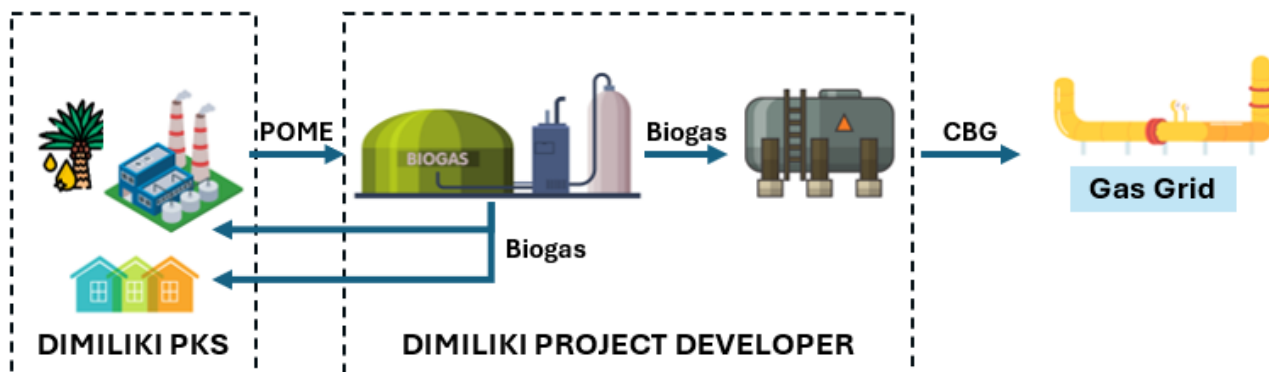
Tabel 14. Proyeksi Arus Kas Model usaha 2B – dari sisi PKS

Proforma P&L - PD	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<i>(million IDR)</i>										
Revenue/Saving										
CBG sales to mining companies	14,818	14,818	14,818	15,263	15,263	15,263	15,721	15,721	15,721	16,192
CBG sales to horeca	4,391	4,391	4,391	4,522	4,522	4,522	4,658	4,658	4,658	4,798
CBG sales to manufacturing	4,391	4,391	4,391	4,522	4,522	4,522	4,658	4,658	4,658	4,798
Total	23,599	23,599	23,599	24,307	24,307	24,307	25,036	25,036	25,036	25,787
COGS (Biogas Purchase)	6,204	6,204	6,204	6,390	6,390	6,390	6,582	6,582	6,582	6,779
Operational expenses										
Manpower Expenses	755	786	817	850	884	919	956	994	1,034	1,075
Operation & Maintenance (O&M)	2,618	2,723	2,832	2,945	3,063	3,186	3,313	3,446	3,584	3,727
Transportation Expenses	1,752	1,822	1,895	1,971	2,050	2,132	2,217	2,306	2,398	2,494
Sales & Marketing Expenses	1,180	1,227	1,276	1,327	1,380	1,436	1,493	1,553	1,615	1,679
Total	12,510	12,762	13,024	13,483	13,767	14,062	14,561	14,880	15,212	15,754
Depreciation	5,908	5,908	5,908	5,908	5,908	5,908	5,908	5,908	-	-
Earning before tax	5,182	4,930	4,667	4,916	4,633	4,338	4,568	4,249	9,825	10,033
Income tax	22%	1,140	1,085	1,027	1,082	1,019	954	1,005	935	2,161
Net Income	4,042	3,845	3,641	3,835	3,613	3,383	3,563	3,314	7,663	7,826
Free Cash Flow - PD										
<i>(million IDR)</i>										
Investment	(47,260)									
Additional Working Capital	(3,127)	(63)	(66)	(115)	(71)	(74)	(125)	(80)	(83)	(136)
EBIT * (1-T)	4,042	3,845	3,641	3,835	3,613	3,383	3,563	3,314	7,663	7,826
Added back: Depreciation	5,908	5,908	5,908	5,908	5,908	5,908	5,908	5,908	-	-
Net Cash Flow	(50,387)	9,886	9,687	9,433	9,671	9,447	9,166	9,391	9,139	7,528
Payback period	5.2 years									
IRR	17.1%									

Tabel 15. Proyeksi Arus Kas Model usaha 2B – dari sisi Project Developer

Model Usaha 3

Project Developer membangun pabrik biogas dan CBG di lokasi PKS dan menjual CBG ke jaringan gas melalui trader.



Mitra Utama <ul style="list-style-type: none"> • Pabrik Kelapa Sawit • Penyedia Teknologi • Pemilik Jaringan Gas • Lembaga Sertifikasi Karbon 	Kegiatan Utama <ul style="list-style-type: none"> • Produksi Biogas • Upgrading Biogas • Kompresi Biometana • Transportasi CBG • Pemeliharaan Pabrik 	Proposisi Nilai <ul style="list-style-type: none"> • Sumber energi yang lebih murah dibandingkan bahan bakar diesel/LNG • Keamanan pasokan • Reputasi “hijau” • Kredit karbon 	Relasi Konsumen <ul style="list-style-type: none"> • Account Manager 	Segmen Konsumen <ul style="list-style-type: none"> • Korporasi
	Sumber Daya Utama <ul style="list-style-type: none"> • Pabrik Biogas • Pabrik Upgrading • Kompresor • Armada GTM • Insinyur/ teknisi 		Jalur <ul style="list-style-type: none"> • Jaringan gas, dikelola oleh trader gas 	
Struktur Biaya <ul style="list-style-type: none"> • Biaya pembangunan • Operasional dan pemeliharaan • Pembelian feedstock 		Sumber Pendapatan <ul style="list-style-type: none"> • Penjualan CBG 		

Gambar 19. Model usaha 3

Angka-Angka Utama:

- Investasi: Rp 85,7 miliar
- Harga jual CBG: Rp 14.545/Sm³ (atau \$15/MMBTU)
- Penghematan/pendapatan: Rp 18,9 miliar tahun ke-1
- Opex tahun ke-1: Rp 5,6 miliar (tidak termasuk depresiasi)
- Arus kas tahun ke-1: Rp 12,7 miliar
- Periode pengembalian modal: 6,9 tahun
- IRR: 12,0%

Model ini merupakan model paling kompleks karena adanya banyak pihak yang terlibat. Pada Model usaha 3, pemiliknya adalah *Project Developer* yang berinvestasi di infrastruktur dan menjalankan operasional. PKS akan menyediakan *feedstock* dan lahan di fasilitas. Skema kerja sama antara PKS dan *Project Developer* sama dengan skema Model usaha 2A (lihat Tabel 10).

Konsumen akhir pada model ini adalah pengguna tradisional LNG yang mendapatkan pasokan LNG melalui jalur pipa gas. Terdapat banyak segmen di dalam kelompok ini. Akan tetapi, perusahaan-perusahaan besar lebih berpotensi menjadi konsumen akhir dibandingkan segmen usaha skala kecil dan menengah. Perusahaan-perusahaan besar ini menjunjung tinggi reputasi sebagai perusahaan “hijau” atau ramah lingkungan yang dibangun dari konsumsi biometana sehingga mereka mau membayar harga yang premium jika dibandingkan dengan LNG.

Jaringan gas dimiliki oleh perusahaan penyalur gas, seperti Perusahaan Gas Negara (PGN) atau Transportasi Gas Indonesia (TGI). Biometana akan diinjeksikan ke dalam pipa gas dan dicampurkan dengan LNG yang ada di dalam jalur pipa. Oleh sebab itu, badan sertifikasi akan diperlukan untuk melakukan sertifikasi kualitas biometana yang diinjeksikan pada sisi suplai. Dari sisi permintaan, badan tersebut akan menyertifikasi volume pembelian untuk setiap transaksi.

Kekurangan lain dari model usaha ini adalah *offtaker* yang bukan pembeli akhir. Pemilik jaringan pipa, pada dasarnya, adalah perantara yang memerlukan margin tambahan sebelum produk sampai pada pasar yang ditargetkan. Oleh sebab itu, harga jual biometana akan lebih rendah dibandingkan harga pada Model 2.

Keuntungan dari Model ini bagi pabrik kelapa sawit sama dengan keuntungan yang dijelaskan pada Model 2A. PKS akan memperoleh potensi penghematan dari konsumsi biogas sebagai substitusi bahan bakar diesel, atau melalui skema kepemilikan bersama dengan *Project Developer*.

Proforma P&L - PD	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
<i>(million IDR)</i>											
Revenue/Saving											
Biogas sales to PKS	3,069	3,069	3,069	3,161	3,161	3,161	3,256	3,256	3,256	3,353	
CBG sales to gas trader	15,919	15,919	15,919	16,397	16,397	16,397	16,889	16,889	16,889	17,395	
Total	18,988	18,988	18,988	19,558	19,558	19,558	20,144	20,144	20,144	20,749	
Operational expenses											
Manpower Expenses	910	946	984	1,024	1,065	1,107	1,151	1,197	1,245	1,295	
Operation & Maintenance (O&M)	2,458	2,557	2,659	2,765	2,876	2,991	3,111	3,235	3,365	3,499	
Transportation Expenses	1,752	1,822	1,895	1,971	2,050	2,132	2,217	2,306	2,398	2,494	
Sales & Marketing Expenses	478	497	517	537	559	581	604	628	654	680	
Total	5,598	5,822	6,055	6,297	6,549	6,811	7,083	7,367	7,661	7,968	
Depreciation	10,533	10,533	10,533	10,533	10,533	10,533	10,533	10,533	-	-	
Earning before tax	2,857	2,634	2,401	2,728	2,476	2,214	2,529	2,245	12,483	12,781	
Income tax 22%	629	579	528	600	545	487	556	494	2,746	2,812	
Net Income	2,229	2,054	1,873	2,128	1,931	1,727	1,972	1,751	9,737	9,969	
Free Cash Flow - PD	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<i>(million IDR)</i>											
Investment	(84,260)										
Additional Working Capital	(1,400)	(56)	(58)	(61)	(63)	(65)	(68)	(71)	(74)	(77)	(80)
EBIT * (1-T)	2,229	2,054	1,873	2,128	1,931	1,727	1,972	1,751	9,737	9,969	
Added back: Depreciation	10,533	10,533	10,533	10,533	10,533	10,533	10,533	10,533	-	-	
Net Cash Flow	(85,660)	12,705	12,528	12,344	12,597	12,398	12,192	12,434	12,210	9,660	9,889
Payback period	6.9 years										
IRR	12.0%										

Tabel 16. Proyeksi Arus Kas untuk Model usaha 3

4.6 Perbandingan dan Rekomendasi

Kelebihan dan Kekurangan

Model	Deskripsi	Kelebihan	Kekurangan
1A	PKS membangun sendiri pabrik biogas dan CBG kemudian mengonsumsi seluruh <i>output</i> untuk keperluan operasionalnya.	<ul style="list-style-type: none"> • Struktur yang sederhana, hanya melibatkan 1 pihak • Profitabilitas tertinggi 	<ul style="list-style-type: none"> • Calon <i>offtaker</i> terbatas.
1B	PKS membangun sendiri pabrik biogas dan CBG kemudian menjual <i>output</i> CBG ke vendor truk pengangkutan.	<ul style="list-style-type: none"> • Cocok bagi usaha yang menyewa jasa logistik eksternal • Vendor jasa logistik memiliki akses bahan bakar yang selalu tersedia, dengan bantuan finansial, serta bahan bakar yang lebih murah dan lebih ramah lingkungan. 	<ul style="list-style-type: none"> • Izin usaha baru diperlukan untuk menjual CBG • Penghematan tidak terlalu menarik bagi vendor logistik karena mereka bisa membeli bahan bakar diesel subsidi. • Pemilik truk perlu berinvestasi untuk memodifikasi armada.
2A	<i>Project developer</i> membangun pabrik biogas dan CBG di lokasi PKS dan menjual CBG kepada industri (pertambangan, manufaktur, dan horeka).	<ul style="list-style-type: none"> • Investasi paling minimum bagi PKS dan masih mendapat keuntungan. • Calon <i>offtaker</i> tidak terbatas pada grup PKS 	<ul style="list-style-type: none"> • Memerlukan aturan khusus untuk membangun infrastruktur di lokasi PKS (skema BOT bisa digunakan)
2B	PKS membangun sendiri pabrik biogas kemudian menjual biogas ke <i>project developer</i> yang membangun pabrik CBG dan menjualnya ke industri (pertambangan, manufaktur, dan horeka).	<ul style="list-style-type: none"> • Sangat menguntungkan bagi PKS yang telah memiliki pabrik biogas. • Risiko ditanggung bersama antara PKS dan <i>Project Developer</i>. 	<ul style="list-style-type: none"> • Aturan khusus diperlukan untuk mengelola proses dan <i>output</i> dari pabrik biogas.
3	<i>Project developer</i> membangun pabrik biogas dan CBG di lokasi PKS dan menjual CBG ke jaringan gas melalui <i>trader</i> .	<ul style="list-style-type: none"> • Potensi pembeli/pengguna akhir tidak terbatas. • Jika jarak ke lokasi jaringan gas dekat, metode penyaluran yang lebih murah melalui pipa bisa dilakukan. 	<ul style="list-style-type: none"> • Strukturnya sangat kompleks; banyak pihak terlibat. • Hanya bisa dilakukan jika terdapat jaringan gas dalam jarak dekat. • Harga biometana bisa lebih rendah dibandingkan harga di Model 2.

Tabel 17. Kelebihan dan kekurangan tiap model usaha.

Perbandingan Ekonomi

	Model 1A	Model 1B	Model 2A	Model 2B		Model 3
Owner	PKS	PKS	Project Developer	PKS	Project Developer	Project Developer
Investment (IDR million)	84,679	92,661	102,115	53,093	50,387	85,660
Year 1 Cashflow (IDR million)	24,569	11,620	17,696	10,203	9,886	12,705
Payback (years)	3.5	8.0	5.9	5.2	5.2	6.9
IRR (%)	28.6%	9.7%	15.1%	18.3%	17.1%	12.0%

Tabel 18. Perbandingan ekonomi semua model usaha.

Rekomendasi

Di antara keenam model usaha, model terbaik yang direkomendasikan adalah **Model 1A**. Model tersebut adalah model paling sederhana, di mana hanya PKS yang terlibat. Model ini juga paling layak dengan manfaat yang jelas dan paling efisien dari segi biaya karena bisa memanfaatkan sistem operasional PKS yang telah berjalan tanpa harus melibatkan kegiatan penjualan. Tantangan terbesar bagi model ini adalah menemukan konsumen untuk output biometana karena pilihan target konsumen hanya terbatas pada grup PKS. Akan tetapi, jika *offtaker* internal ditemukan, maka PKS tidak memiliki alasan untuk melepaskan peluang ini.

Model alternatif yang direkomendasikan adalah **Model 2B**. Model ini adalah model yang paling layak di urutan kedua dengan investasi dan risiko yang ditanggung bersama antara PKS dan Project Developer. Model ini mempertimbangkan bahwa bagi PKS, penjualan biometana bukanlah bagian dari bisnis utama, tetapi pengelolaan limbahnya yang menjadi bagian dari proses bisnis utama mereka. Dengan demikian, PKS dapat memperoleh keuntungan dari sistem pengelolaan limbah yang lebih bersih dan keuntungan finansial tambahan. Oleh sebab itu, model ini dapat memanfaatkan proses penangkapan metana yang telah dijalankan oleh PKS.

4.7 Studi Kasus

Studi Kasus untuk Model Usaha 1

Salah satu pabrik kelapa sawit di Kalimantan melakukan sebuah studi di tahun 2023 mengenai kelayakan pembangunan fasilitas biometana. Pabrik tersebut mengolah 1200 ton tandan buah segar per hari dengan periode operasional selama 300 hari setiap tahun. Laju aliran POME dari pabrik ke bak limbah adalah 0,6 m³ untuk setiap ton TBS. Dengan laju penghilangan sebesar 80%, output biogas dari pabrik ini diperkirakan sebesar 19.600 Nm³/hari.

Sebagian dari output ini direncanakan untuk dikonsumsi secara langsung oleh mesin bertenaga gas yang menghasilkan listrik untuk kegiatan operasional pabrik biogas dan *upgrading*. Selain itu, output ini juga akan menggantikan konsumsi bahan bakar diesel untuk listrik di pabrik dan kawasan pabrik. Volume biogas yang diperlukan untuk kebutuhan ini adalah 9.100 Nm³/hari.

Biogas yang tersisa akan di-upgrade dan dikompresi menjadi Compressed Biomethane Gas (CBG) dengan volume produksi 6000 Nm³/hari atau 2,2 juta Nm³/tahun. Hasil produksi CBG ini akan diangkut ke pabrik pengolahan CPO milik pemilik pabrik yang sama, yang terletak sekitar 70 km dari pabrik, dengan menggunakan truk GTM (*Gas Transport Module*). Saat ini, pabrik pengolahan tersebut menggunakan bahan bakar diesel untuk pembangkit listrik. Seluruh hasil produksi CBG akan dikonsumsi sepenuhnya karena output yang dihasilkan masih di bawah kebutuhan.

Berdasarkan diskusi dengan calon penyedia teknologi dan hasil analisis kebutuhan biaya, diperlukan investasi pada pembangunan pabrik biogas dengan mesin dan alat yang lengkap, mesin bertenaga gas, fasilitas upgrading dan kompresi, 3 unit GTM, *unit converter* di Pengolahan, serta pekerjaan sipil dan M&E. Total belanja modal yang diperlukan adalah Rp 96 miliar.

Biaya terbesar yang diperlukan dari pengeluaran operasional adalah untuk keperluan operasional dan pemeliharaan (*operation and maintenance* [O&M]) di semua fasilitas. Akan tetapi, biaya tersebut akan lebih rendah jika listriknya dipasok dari pabrik biogas sendiri. Pengeluaran besar lainnya berasal dari pengangkutan CBG ke Pengolahan. Tenaga kerja tambahan diperlukan, terutama untuk mengoperasikan fasilitas *Upgrading* dan Kompresi. Biaya tahunan untuk tahun pertama diperkirakan sebesar Rp 5 miliar. Potensi penghematan tahunan yang berasal dari substitusi diesel ke biogas yang digunakan di Pabrik adalah sekitar Rp 11,7 miliar, sementara penghematan dari substitusi diesel ke CBG di Pengolahan adalah sekitar Rp 41,5 miliar. *Internal Rate of Return* adalah sebesar 39% dengan periode pengembalian modal selama 2,5 tahun.

Keuntungan lain juga didapatkan dari penghematan karbon. Dengan penangkapan gas metana dan substitusi bahan bakar diesel ke sumber biogenik seperti biometana, penghematan karbon tahunan yang dihasilkan adalah 68 kiloton CO₂e.

Studi Kasus untuk Model Usaha 2

Salah satu *Project Developer* tertarik membangun fasilitas produksi biometana di salah satu pabrik kelapa sawit di Kalimantan yang memiliki kapasitas pengolahan TBS sebesar 960 ton/hari. Output tahunan biogas dari pabrik tersebut adalah 5.5 juta Nm³/tahun. Sekitar 2.5 juta Nm³ digunakan untuk menghasilkan tenaga listrik yang diperlukan oleh proyek ini dan untuk konsumsi internal menggantikan konsumsi bahan bakar diesel.

Sisa biogas akan dikonversi menjadi biometana dengan potensi volume output mencapai 1.9 juta Sm³ CBG. Seluruh output CBG akan dijual ke perusahaan pengolahan karet yang berlokasi 100 km dari pabrik dan pengangkutan akan menggunakan truk GTM. CBG akan digunakan untuk menggantikan gas alam dalam proses pemanasan.

Belanja modal untuk investasi di pabrik biogas, pabrik CBG, pengadaan mesin bertenaga gas, dan unit GTM adalah sekitar Rp 84 miliar. Pengeluaran operasional tahunan adalah sebesar Rp 6 miliar. Potensi keuntungan bisa diperoleh dari penghematan internal melalui substitusi bahan bakar diesel dan penjualan CBG. Kelayakan proyek ini akan ditentukan oleh harga jual CBG ke perusahaan pengolahan karet. Mengingat persaingan dengan gas alam, maka selisih harga tidak bisa terlalu besar. Dengan asumsi harga jual di angka \$15/MMBTU, maka IRR proyek ini adalah 17% dengan periode pengembalian modal selama 5,4 tahun.

Project Developer dapat meningkatkan pengembalian atas ekuitas dengan pendanaan bank untuk mendanai 70% dari belanja modal (*capex*). Dengan asumsi suku bunga 10% dan periode pinjaman 7 tahun, maka IRR ekuitas adalah 23% dengan periode pengembalian modal selama 6,1 tahun.

Studi Kasus untuk Model Usaha 3

Studi kasus berikut ini bersifat hipotetis, di mana kami menghitung potensi investasi dari salah satu *Project Developer* dalam mengembangkan pabrik biometana di lokasi pabrik kelapa sawit di Sumatera Selatan. Selain untuk menjalankan pabrik biogas dan *upgrading*, seluruh output biogas akan dikonversi menjadi biometana. Pabrik kelapa sawit ini juga memiliki kapasitas pengolahan TBS sebesar 960 ton/hari dengan total output biometana dalam bentuk CBG sebesar 2,2 juta Nm³.

Output biometana akan diangkut ke stasiun injeksi yang dimiliki perusahaan distribusi gas milik negara yang berjarak 178 km dari pabrik. Setelah analisis lebih mendalam, terdapat beberapa tantangan. Tantangan pertama adalah harga jual di poin injeksi. Mengingat bahwa *offtaker*-nya adalah perusahaan distribusi gas, bukan pengguna akhir, maka harga jual perlu diturunkan guna memberikan margin yang cukup bagi *offtaker*. Kedua, biometana yang dihasilkan akan memerlukan sertifikasi sebelum dicampurkan dengan gas alam di dalam jaringan pipa. Dari sisi kualitas, biometana juga perlu memiliki kandungan oksigen 0,1%, yang mana akan sulit dicapai.

Berdasarkan harga premium di angka 15,8 USD/MMBTU, IRR Proyek ini akan berada di kisaran 12,1% dengan periode pengembalian modal selama 7 tahun. Apabila proyek ini dilaksanakan dengan pinjaman bersuku bunga 10% selama 7 tahun, IRR Ekuitas yang dihasilkan oleh proyek ini akan berada di level 14,7% dengan periode pengembalian modal selama 8 tahun.



5. Kerangka Pendukung

5.1 Tahapan Pelaksanaan

Sosialisasi Model Usaha Potensial

Guna meningkatkan skala suatu model usaha, sebagaimana yang telah dijabarkan pada bab sebelumnya, banyak pihak yang perlu dilibatkan. Selain pemasok (pabrik kelapa sawit), *offtaker* potensial (kebutuhan internal dan industri), *project developer*, penyedia teknologi, pemerintah, dan sektor keuangan merupakan pihak-pihak yang penting dalam peningkatan skala.

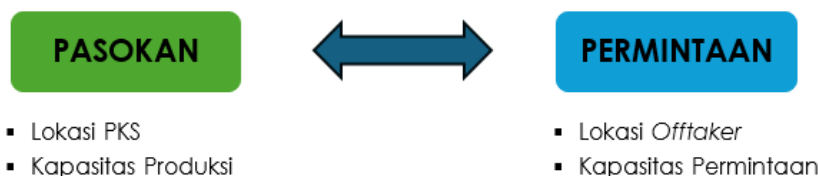
Sosialisasi menjadi penting bukan hanya untuk menjelaskan manfaat konversi energi dari bahan bakar fosil menjadi biometana, namun juga untuk mendapatkan informasi mengenai penerimaan dari para pihak tersebut dan mengidentifikasi potensi hambatan.

Peserta yang penting untuk menghadiri sosialisasi ini adalah PKS yang telah memiliki fasilitas penangkapan metana karena PKS yang telah memiliki fasilitas tersebut telah melakukan investasi belanja modal terbesar, yaitu pengadaan *digester*. Dengan demikian, maka hambatan bisa diminimalkan demi memperoleh keuntungan yang lebih besar.

Selama studi ini, dua acara sosialisasi telah dilaksanakan untuk mengumpulkan para pemangku kepentingan, termasuk POM, *project developer*, lembaga keuangan, *offtaker*, and regulator (pemerintah pusat/daerah). Acara pertama dilaksanakan di Palembang, pada 24 September 2024 untuk para peserta yang berada di Sumatera Selatan, sementara acara kedua dilaksanakan di Samarinda pada 22 Oktober 2024 untuk peserta yang berada di Kalimantan Timur. Di kedua acara, para peserta yang hadir berasal dari industri kelapa sawit dan *offtaker* potensial dari industri. Pada acara tersebut, peserta diperkenalkan dengan beragam model usaha dan juga aspek peraturan dalam bisnis biometana.

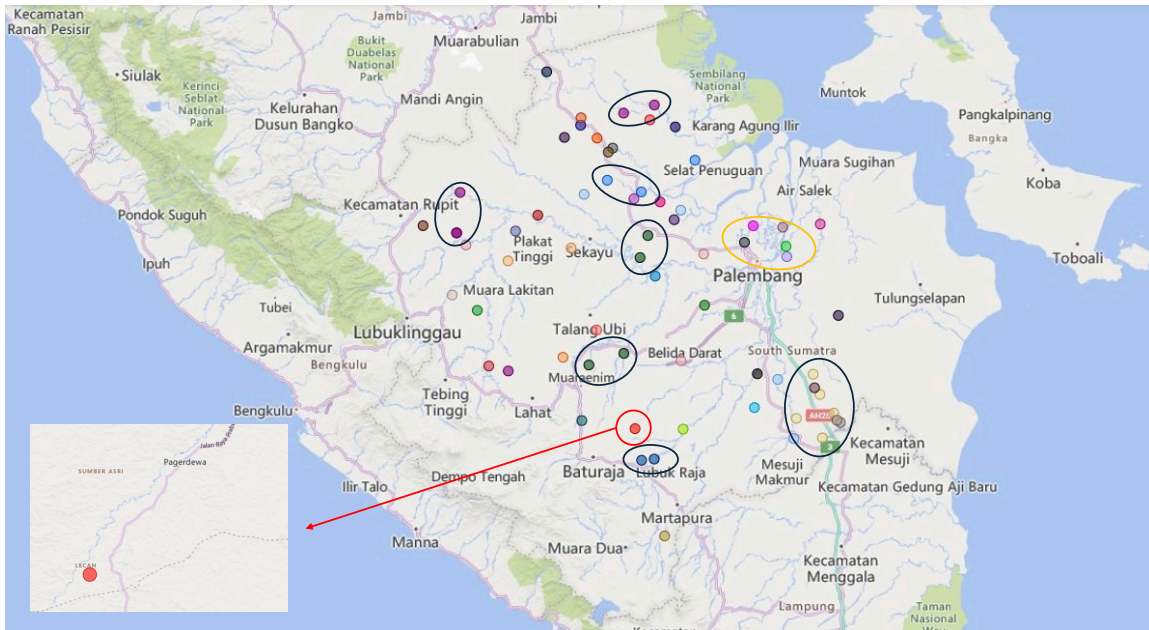
Pemetaan Pasokan dan Permintaan

Kami perlu memetakan produsen dan *offtaker* biometana yang potensial untuk memastikan kesesuaian antara pasokan dan permintaan. Untuk memastikan pasokan, kami memetakan PKS yang aktif dengan kapasitas produksi mereka. Selanjutnya identifikasi *offtaker* yang akan menyerap volume pasokan dilakukan berdasarkan masing-masing model usaha, yang dimulai dengan permintaan internal lalu diikuti permintaan eksternal. Sangatlah penting untuk melengkapi informasi *offtaker* dengan informasi mengenai kapasitas permintaan dan jarak tempuh dari PKS.



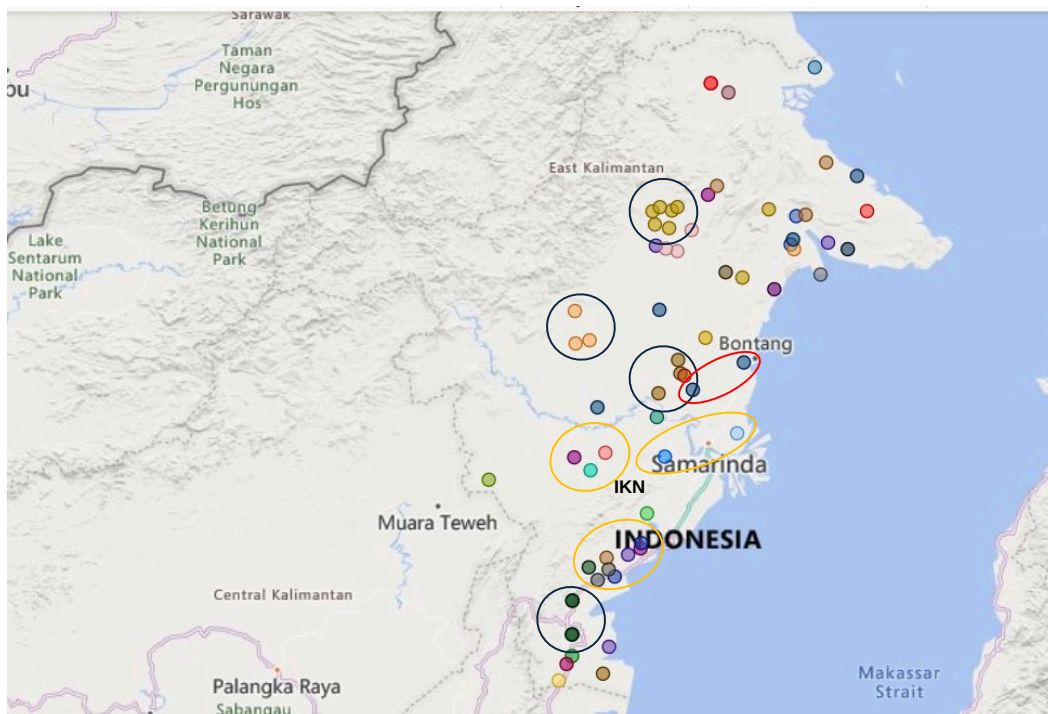
Dengan informasi tersebut, potensi kekurangan/kelebihan pasokan dapat diketahui dan dipetakan sehingga lokasi dengan potensi terbaik dapat teridentifikasi. Saat ini, tingkat kelayakan belum dihitung.

Pada studi ini, dan pada acara sosialisasi yang telah dijelaskan di atas, kami telah melaksanakan dua contoh pemetaan pasokan dan permintaan untuk provinsi Sumatera Selatan dan Kalimantan Timur. Bagian berikut ini menjelaskan kedua contoh implementasi di satu lokasi atau beberapa lokasi yang digabungkan berdasarkan model usaha.



Gambar 20. Lokasi Potensial untuk Biometana per Perusahaan Induk di Sumatera Selatan

Gambar 20 menunjukkan lokasi potensial untuk pengembangan biometana di Sumatera Selatan. Setiap warna merepresentasikan perusahaan induk, dan lingkaran merepresentasikan model usaha yang mungkin dijalankan. Lingkaran hitam merepresentasikan model usaha 1, di mana terdapat beberapa pabrik kelapa sawit yang berlokasi berdekatan antara satu sama lain sehingga memungkinkan mereka untuk menggunakan secara bersama biometana untuk kebutuhan internal, misalnya listrik untuk pabrik, kantor, perumahan, atau mengganti bahan bakar diesel armada truk. Lingkaran kuning merepresentasikan Model usaha 2, di mana lokasi pabrik kelapa sawit berdekatan dengan ibukota provinsi Sumatera Selatan, Palembang, di mana terdapat kebutuhan besar dari sektor horeka dan industri di sekitarnya. Lingkaran merah merepresentasikan Model 3, di mana lokasi pabrik kelapa sawit berada dekat dengan titik injeksi gas yang berlokasi di Pagar Dewa.



Gambar 21. Lokasi Potensial untuk Usaha Biometana Berdasarkan Perusahaan di Kalimantan Timur

Gambar 21 menunjukkan lokasi potensial usaha biometana di Kalimantan Timur. Setiap warna pada gambar merepresentasikan perusahaan induk, dan lingkaran yang mengelilingi menggambarkan model usaha yang memungkinkan untuk dilaksanakan. Sama seperti pada diskusi sebelumnya, lingkaran hitam merepresentasikan Model usaha 1, dan lingkaran berwarna kuning merepresentasikan Model usaha 2. Lingkaran kuning yang berada di atas adalah lokasi di mana kawasan kelapa sawit berada dekat dengan ibukota Kalimantan Timur, yaitu Samarinda. Lingkaran kuning yang ada di bawah menunjukkan lokasi di mana kawasan kelapa sawit berada dekat dengan kota minyak Indonesia, yaitu Balikpapan. Lingkaran kuning di sebelah kiri atas menunjukkan lokasi di mana kawasan kelapa sawit berada dengan ibukota baru, yaitu Nusantara. Di ketiga lokasi, terdapat permintaan besar yang berasal dari sektor horeka dan industri. Lingkaran merah merepresentasikan model 3, di mana lokasi pabrik kelapa sawit berada dekat dengan titik injeksi gas, yaitu di Bontang, yang memasok gas terbarukan ke kota Bontang dan area sekitarnya.

Studi Kelayakan Berdasarkan Lokasi

Setiap lokasi yang potensial memiliki karakteristiknya masing-masing dalam hal profil pasokan dan permintaan, termasuk kondisi sistem pengelolaan limbah dan konsumsi/pembangkit listrik saat ini. Hal ini akan memengaruhi jumlah investasi yang diperlukan dan profil arus kas di sepanjang masa berlaku proyek. Faktor utama dari sisi pasokan adalah kapasitas pengolahan PKS. Hal ini ditentukan oleh skala pabrik, jam produksi, dan pola pasokan tandan buah segar. Faktor lainnya adalah konsentrasi COD yang memerlukan uji laboratorium untuk mendapatkan angka pastinya. Konsentrasi COD akan menentukan kandungan metana di dalam POME.

Profil permintaan akan menentukan penerapan model usaha. Profil permintaan terbagi ke dalam dua kelompok, yaitu:

1. Permintaan dari internal PKS
2. Permintaan dari luar PKS

Di dalam PKS, telah terdapat kebutuhan energi yang dapat secara langsung dipenuhi dengan menggunakan biogas alih-alih biometana. Kebutuhan ini termasuk kebutuhan listrik kantor, kawasan, transportasi logistik, dan kebutuhan listrik lainnya di luar jam produksi.

Di luar PKS, pasokan energi listrik dapat disediakan dengan biometana. Operasi bisnis di dalam perusahaan PKS yang diprioritaskan untuk mendapatkan pasokan, contohnya pabrik pengolahan, pabrik pengolahan inti sawit, kawasan luar pabrik, dsb. Apabila permintaan dari kegiatan ini masih terlalu kecil, maka perlu dilakukan studi analisis spasial yang menargetkan wilayah dalam radius tertentu dari PKS. Untuk studi ini, kami menggunakan acuan jarak 100 km sebagai dasar penghitungan kelayakan. Meskipun demikian, hal ini bisa berubah dari satu lokasi ke lokasi lainnya. *Offtaker* potensial yang berada dalam radius tersebut termasuk manufaktur, horeka, pertambangan, dan Pelabuhan (Model usaha 2A-2C), serta jaringan gas yang telah terbangun, jika ada (Model usaha 3).

Selain itu, mengidentifikasi arahan strategis dari PKS menjadi sangat penting. Satu pabrik mungkin ingin mendapatkan keuntungan paling maksimal dan siap untuk berinvestasi penuh, sementara pabrik lainnya ingin membagi investasi dengan *project developer* yang juga akan mengelola aspek komersial.

Studi kelayakan ini tidak hanya akan membantu pemilik proyek dalam mengambil keputusan, tetapi juga memberikan informasi penting kepada lembaga keuangan, seperti perbankan, yang tertarik mendanai sektor hijau. Selain itu, studi kelayakan juga menjadi bagian yang disyaratkan untuk mendapatkan persetujuan KBLI.

5.2 Tantangan dan Solusi

Pemilihan Teknologi

Produksi biogas, atau penangkapan metana, bukanlah teknologi baru dan prosesnya relatif sederhana dan alami. Pada dasarnya, produksi biogas adalah proses pengolahan limbah organik dengan memanfaatkan bakteri untuk mengurainya secara alami. Kemudian, hasil penguraian ini ditangkap sebagai metana. Langkah tambahan diperlukan untuk mengurangi kadar sulfur, dan proses ini pun tidaklah rumit.

Jenis pabrik biogas paling umum adalah *Covered Lagoon and Continuous Stirred Tank Reactor (CSTR)*. Apabila lahan memungkinkan, maka CSTR akan menjadi teknologi yang ideal untuk mengolah POME. Berikut ini adalah keunggulan CSTR:

1. **Sangat Stabil.** Hal ini berarti tidak ada metode operasional yang canggih yang diperlukan. Teknologi ini juga tidak memerlukan penyesuaian parameter dan pembacaan secara terus-menerus. Hal ini juga berarti bahwa digester sangat toleran terhadap lonjakan yang dapat menyebabkan digester kurang stabil, atau dengan waktu retensi singkat digester mengalami kegagalan.
2. **Mudah dioperasikan.** Tidak memerlukan biokimiawan atau ahli teknik kimia untuk mengoperasikan CSTR. Dengan pelatihan selama satu atau dua minggu, seorang teknisi pabrik yang kompeten akan mampu mengoperasikan CSTR.
3. **Perpanjangan waktu retensi.** Hal ini berarti COD yang paling sulit terurai sekalipun akan bisa dikonversi. Dengan waktu retensi singkat, hal ini tidak dimungkinkan.
4. **Populasi Tinggi.** Teknologi CSTR telah digunakan secara luas. Hal ini akan membuat proses pemeliharaan dan harga suku cadang lebih murah.

Salah satu kekurangan dari teknologi CSTR ini adalah kebutuhan lahan yang luas. Akan tetapi, secara umum, hal ini bukanlah permasalahan bagi pabrik kelapa sawit karena pabrik kelapa sawit biasanya berlokasi di daerah perkebunan yang luas. Selain itu, kolam limbah yang telah terbangun bisa dimanfaatkan sebagai fasilitas covered lagoon.

Opsi-opsi teknologi upgrading adalah sebagai berikut:

1. **PSA (*Pressure Swing Adsorption*).** Teknologi ini menggunakan zeolite atau karbon aktif untuk menyerap CO_2 pada tekanan tinggi yang kemudian terdesorpsi pada tekanan rendah. Teknologi telah terbukti, namun memerlukan regenerasi adsorban secara periodik.
2. **Pemisahan Membran.** Dalam metode ini, membran semi-permeabel digunakan untuk memisahkan CO_2 dari metana. Teknologi ini bersifat ringkas dan modular dengan konsumsi energi yang rendah.
3. **Pembersihan dengan Air (*Water Scrubbing*).** Biogas dialirkan melalui air dengan tekanan tinggi, di mana CO_2 dan zat pengotor lainnya diserap oleh air. Metode ini sederhana tetapi membutuhkan banyak air.
4. **Pembersihan dengan Pelarut Kimia (*Chemical Solvent Scrubbing*).** Metode ini menggunakan pelarut kimia seperti amina untuk mengikat CO_2 secara kimiawi. Efisiensi pemisahannya tinggi, tetapi penanganan bahan kimia dan proses regenerasinya bisa kompleks.
5. **Pemisahan Kriogenik.** Dengan mendinginkan biogas hingga suhu yang sangat rendah, CO_2 dapat dipisahkan melalui kondensasi. Metode ini efektif untuk mencapai kemurnian metana yang tinggi, tetapi membutuhkan energi yang besar.

Pemisahan membrane seharusnya menjadi pilihan teknologi paling utama untuk POME karena skalabilitasnya, OPEX yang lebih rendah, dan fleksibilitas. Pembersihan dengan zat amina dapat dipertimbangkan untuk skala yang lebih besar, terutama ketika kemurnian metana menjadi syarat utama. Teknologi lain seperti *water scrubbing* dan PSA bisa dipertimbangkan dalam skenario tertentu.

Keekonomian

Meskipun bertujuan untuk menciptakan lingkungan yang lestari, keuntungan secara ekonomi masih akan menjadi kriteria utama dalam pengambilan keputusan investasi di inisiatif-inisiatif “hijau”, termasuk produksi biometana. Satu tantangan besar dalam hal ini adalah menemukan proyek yang tepat. Proyek yang tepat dapat dinilai berdasarkan dua perspektif: pasokan dan permintaan.

Dari perspektif pasokan, proyek biometana sangat sensitif terhadap volume. Volume yang lebih tinggi akan membuat produksi dan transportasi lebih efisien sehingga ketika biometana mencapai pasar, harga yang ditawarkan masih bisa diterima oleh konsumen. Tantangan lainnya adalah keamanan pasokan TBS dan sifat TBS yang bergantung pada musim.

Dari sisi permintaan, sebagian besar PKS berlokasi jauh dari pasar. Ketika terdapat pasar, maka volume permintaan cenderung kecil dan tersebar. Kondisi paling ideal adalah permintaan yang tersentralisasi dengan volume yang cukup sehingga biaya transportasi bisa lebih efisien.

Tantangan lainnya adalah kompetisi dari bahan bakar fosil bersubsidi. Tingkat subsidi bahan bakar fosil akan selalu menjadi hambatan bagi investasi pada energi terbarukan karena subsidi akan membatasi potensi pendapatan dengan menetapkan harga jual bahan bakar hijau. Pemerintah dapat menyeimbangkan bahan bakar hijau non-subsidi dengan melaksanakan kebijakan berikut ini.

Pertama, pemerintah perlu mengurangi subsidi bahan bakar fosil secara bertahap. Langkah ini akan mendorong penelitian dan investasi pada energi terbarukan. Manfaat lain yang bisa diperoleh pemerintah adalah berkurangnya tekanan APBN dan cadangan devisa.

Insentif fiskal dapat diberikan kepada pemasok dan konsumen biometana. Dalam hal ini, sebagian dari pajak pemerintah dapat ditunda/ditangguhkan untuk meningkatkan daya tarik investasi dan konsumsi.

Pemerintah juga bisa memberikan insentif non-moneter kepada pemilik proyek. Insentif ini bisa termasuk meniadakan atau memudahkan syarat berinvestasi pada proyek hijau, misalnya mempercepat proses izin berusaha, mengembangkan/menjaga jalur pengangkutan CBG, dsb.

Hambatan lain bagi inisiatif energi hijau adalah penundaan pelaksanaan pajak karbon. Hal ini mengurangi proposisi nilai yang ditawarkan biometana. Hambatan ini juga berlaku bagi PKS tanpa sistem penangkapan metana, karena metana yang tidak ditangkap mengandung emisi gas rumah kaca yang lebih besar dibandingkan karbon dioksida. Maka dari itu, pemerintah perlu mempercepat pelaksanaan pajak karbon dan mendorong kepatuhan.

Pembiayaan

Proyek biometana memerlukan investasi dalam jumlah besar di muka sehingga dukungan dari sektor keuangan sangat diperlukan. Meskipun demikian, terdapat keraguan dalam berinvestasi pada proyek ini karena alasan-alasan berikut. Pertama, belum ada contoh yang telah terbukti terkait viabilitas proyek semacam ini. Kedua, proyek biometana perlu menemukan *offtaker* jangka panjang untuk mengurangi investasi. Akan tetapi, berdasarkan evaluasi terhadap bisnis distribusi CNG saat ini, menemukan konsumen yang bisa berkomitmen dengan kontrak selama 5 tahun cukup sulit sehingga kemampuan untuk melunasi masih diragukan.

Terdapat beberapa inisiatif yang diajukan oleh komunitas hijau untuk mengatasi permasalahan ini. Sebagai contoh, inisiatif Fasilitas Penjaminan Biogas (*Biogas Guarantee Facility* [BGF]) yang dapat berbentuk jaminan kredit, jaminan pembelian (*offtake*), atau pinjaman konsesional.

Jaminan kredit akan memberikan jaminan pinjaman kepada *project developer* yang berminat mengakses pinjaman komersial, namun tidak memiliki jaminan untuk mendapatkan pendanaan. Jaminan ini akan mencakup sebagian besar anuitas pinjaman hingga periode penjaminan tertentu. Sebagai imbalannya, *Project Developer* akan membayar biaya jaminan dalam jumlah kecil.

Jaminan *offtake* akan mencakup pembayaran *offtake*, juga dengan imbalan biaya jaminan. Jaminan *offtake* diharapkan dapat mengurangi kekhawatiran perbankan terhadap daya tarik *offtake*.

Pinjaman konsesional diberikan kepada pemilik proyek skala kecil dan menengah. Pinjaman ini akan membantu investasi di muka dengan pengembalian jangka panjang dan suku bunga rendah, yang mana secara tradisional hanya berlaku bagi perusahaan besar.

Politik

Rencana Umum Energi Daerah (RUED) untuk Sumatera Selatan yang diterbitkan pada 2020 dan untuk Kalimantan Timur yang diterbitkan pada 2019 tidak menyebutkan biometana, namun menyebutkan biogas. Khususnya bagi Kalimantan Timur, ditetapkan di dalam RUED bahwa provinsi tersebut berencana meningkatkan pemanfaatan biogas sebagai pengganti LPG untuk rumah tangga. Akan tetapi, fokus pemerintah daerah masih terbatas pada biogas skala kecil. Disebutkan pula di dalam RUED Kalimantan Timur bahwa guna menggantikan LPG, pemerintah menargetkan pengembangan 1.200 biogas skala kecil hingga 2025. Pemerintah daerah sudah harus mulai berfokus pada biogas skala besar serta penggunaan biometana yang tidak hanya di level rumah tangga, tetapi juga di sektor industri demi memberikan dampak energi bersih secara lebih luas.

Saat ini, Pemerintah Provinsi Kalimantan Timur tengah membahas Rencana Pembangunan Jangka Panjang Daerah (RPJPD) 2025-2045. Dalam RPJPD tersebut, pemanfaatan energi terbarukan diproyeksikan mencapai 79% pada tahun 2045. Angka ini tergolong tinggi, namun komitmen untuk mencapai 100% energi terbarukan di Nusantara (IKN) sebagai ibu kota negara baru dapat menjadi pendorong utama bagi pengembangan energi terbarukan di Kalimantan Timur.

Keputusan Presiden No. 63/2022 tentang Rincian Rencana Induk Ibu Kota Negara (IKN) menyebutkan bahwa strategi penyediaan energi non-listrik, yaitu gas, akan dilakukan melalui pipa dari wilayah Kalimantan. Jenis gas yang dipertimbangkan untuk digunakan adalah gas alam dan gas hidrogen. Namun, keputusan tersebut juga menyatakan bahwa gas hidrogen masih tergolong mahal, sehingga gas alam lebih dipilih. Meskipun biometana tidak disebutkan dalam dokumen tersebut, keberadaan jaringan pipa gas alam yang melewati IKN membuka peluang bagi suplai gas biometana dari pabrik kelapa sawit di Kalimantan Timur ke IKN.

Regulasi yang saat ini mendukung bisnis biometana adalah KBLI 35203 sebagaimana dibahas dalam Bab 3. Regulasi ini memberikan kejelasan mengenai skema hukum dan teknis bagi bisnis biometana serta bertujuan untuk mendorong produksi biogas dalam skala industri. Selain itu, terdapat juga regulasi lain yang mendukung pengembangan biometana, yaitu Keputusan Presiden No. 22/2017 tentang Nilai Ekonomi Karbon, yang bertujuan mendorong pelaku usaha dan industri untuk mengurangi emisi mereka. Regulasi ini berdampak pada produsen maupun konsumen biometana. Namun, saat ini penerapan regulasi tersebut masih terbatas pada pembangkit listrik tenaga batu bara dan belum diterapkan secara luas di sektor industri. Implementasi regulasi nilai ekonomi karbon untuk sektor industri akan menjadi faktor kunci dalam pengembangan biometana, karena perusahaan yang masih bergantung pada bahan bakar diesel dan LPG akan terdorong untuk beralih ke bahan bakar alternatif. Dengan karakteristiknya, biometana menjadi substitusi yang sangat cocok untuk menggantikan bahan bakar tersebut.

6. Kesimpulan dan Rekomendasi

6.1 Kesimpulan

Potensi biometana di Sumatera Selatan dan Kalimantan Timur untuk transisi energi

- Selain memiliki cadangan batu bara terbesar di Indonesia, Sumatera Selatan dan Kalimantan Timur memiliki potensi bioenergi yang besar, salah satunya dalam bentuk biometana.
- Biometana diproduksi dari limbah organik, terutama berasal dari limbah agroindustri. Di Kalimantan Timur dan Sumatera Selatan, sektor agroindustri didominasi oleh industri kelapa sawit dengan masing-masing 89 dan 106 pabrik kelapa sawit. Selain itu, Sumatera Selatan memiliki satu pabrik tapioka yang juga bisa menghasilkan biometana.
- Total potensi biometana di Sumatera Selatan adalah sekitar 45 ribu m³ biometana per jam atau setara 33 BBTUD, sementara di Kalimantan Timur, potensinya lebih tinggi, yaitu 53 ribu m³ biometana per jam atau setara 39 BBTUD.
- Beberapa perusahaan besar di kedua provinsi tersebut adalah PT Sampoerna Agro Tbk, Wilmar Group, Indofood Group, DSN Group, dan PTPN Group.
- Di Kalimantan Timur, satu pabrik kepala sawit yang dimiliki PT Dharma Satya Nusantara Tbk (DSN) Group telah menggunakan biometana untuk armada truk mereka.
- Mereplikasi inisiatif DSN bersama dengan penerapan model usaha lain di dua provinsi ini akan mendiversifikasi kegiatan ekonomi yang sebelumnya sangat bergantung pada batu bara, sekaligus akan mendukung pemerintah dalam mencapai tujuan transisi energi.

Model usaha yang dapat diberlakukan dan direkomendasikan

- Untuk mencapai target yang diharapkan dalam mengonversi batu bara menjadi energi terbarukan, terdapat lima model usaha yang dapat diterapkan guna meningkatkan skala konversi.
- Pada model usaha 1A dan 1B, produksi dan konsumsi biometana terbatas untuk *offtaker* yang berhubungan dengan pabrik kelapa sawit. Pada kedua model, PKS berinvestasi dan membangun sendiri fasilitas produksi biometana di dalam lokasi pabrik mereka.
 - Pada Model 1A, para *offtaker* biometana hanya berasal dari internal atau grup usaha PKS, seperti pabrik, kawasan pabrik, genset, kendaraan yang dimiliki, dsb.
 - Pada Model 1B, para *offtaker* juga termasuk mitra usaha langsung PKS. Salah satu contoh *offtaker* pada model usaha ini adalah jasa truk pengangkut yang melayani PKS atau perkebunan milik PKS.
- Pada model usaha 2A dan 2B, lingkup *offtaker* menjadi lebih luas, termasuk perusahaan-perusahaan yang ada dalam jangkauan ekonomis pendistribusian gas (industri terdekat). Model-model ini juga melibatkan peran *Project Developer* yang dapat melakukan investasi, operasional, dan distribusi biometana sehingga PKS dapat berfokus pada kegiatan usaha utamanya, yaitu produksi CPO.
 - Pada Model 2A, *Project Developer* berinvestasi di seluruh tahapan, termasuk digester, upgrading, dan armada pendistribusian.
 - Pada Model 2B, baik PKS dan *Project Developer* menggabungkan investasi. PKS membangun dan mengoperasikan digester untuk memproduksi biogas sebagai bagian dari sistem pengelolaan limbah PKS. *Project Developer* berinvestasi di tahapan produksi berikutnya, yaitu konversi biogas menjadi biometana dan menjualnya ke industri. Model ini dapat memperoleh keuntungan dari PKS yang telah memiliki fasilitas penangkapan metana.
- Pada Model 3, *offtaker*-nya adalah suatu perusahaan perdagangan gas (trader). Biometana akan diinjeksikan ke dalam jalur pipa gas yang telah ada. Pada model ini, target pasar bisa diperluas selama bisa dijangkau oleh jaringan pipa gas. Akan tetapi, model ini akan memerlukan sertifikasi hijau untuk memvalidasi kandungan biometana dan kualitasnya sebagai energi hijau.

- Model usaha terbaik adalah Model 1A. Model ini merupakan model paling sederhana yang hanya melibatkan 1 pihak. Tingkat imbal balik yang dihasilkan paling tinggi dengan periode pengembalian modal paling singkat. Satu-satunya tantangan bagi model ini adalah menemukan kebutuhan konsumsi dalam jumlah yang cukup secara internal.
- Model usaha terbaik kedua adalah Model 2B. Dengan menggabungkan investasi antara PKS dan *Project Developer*, risiko proyek akan berkurang. PKS bisa berfokus pada kegiatan hariannya dan tetap mendapatkan manfaat dari produksi biometana tanpa harus berurusan dengan penjualan dan distribusi biometana. Di sisi lain, *Project Developer* dapat mengurangi investasi di muka dan mendapatkan jaminan pasokan *feedstock* dan biogas yang berkelanjutan.

Kerangka pendukung

- Terdapat banyak pihak yang terlibat di dalam model usaha mana pun, yaitu PKS, *Project Developer*, penyedia teknologi, konsumen akhir, penyandang modal, masyarakat setempat, pemerintah, dll. Demi memastikan bahwa suatu model usaha model berhasil diterapkan dan mampu mendorong peningkatan skala, terdapat beberapa langkah awal yang harus dilaksanakan:
 - Sosialisasi model usaha potensial untuk mendiseminasi ide mengenai bagaimana konversi bahan bakar fosil menjadi biometana dapat menguntungkan, serta untuk menangkap ide dan penerimaan.
 - Pemetaan permintaan dan pasokan di wilayah tertentu untuk menemukan klaster paling potensial berdasarkan PKS sebagai pusat pasokan. Analisis spasial diperlukan pada tahap ini untuk menemukan seberapa jauh potensi permintaan berada dari sumber pasokan.
 - Ketika klaster yang potensial telah diidentifikasi, maka kajian yang secara khusus berfokus pada lokasi harus dilakukan untuk menganalisis secara mendetail kelayakan teknologi dan ekonomi proyek biometana.
- Dari sudut pandang teknologi, biometana bukanlah hal baru dan tidak rumit. Teknologi digestasi anaerob telah dilakukan pada skala besar di Eropa, Amerika, dan Asia.
- Di sisi lain, biometana berbasis POME masih menghadapi hambatan ekonomi dalam menjustifikasi proyek, khususnya ketika biometana harus berkompetisi dengan bahan bakar fosil bersubsidi. Oleh sebab itu, *offtaker* terdekat yang dapat mengonsumsi output dalam jumlah besar di harga yang sesuai akan menjadi penentu kelayakan proyek.
- Proyek biometana juga masih menghadapi tantangan dalam mengakses pendanaan. Jumlah investasi di muka yang diperlukan sangat besar dengan periode pengembalian modal yang lama. Selain itu, menemukan *offtaker* yang berminat menandatangani kontrak pembelian jangka panjang juga tidak mudah. Bantuan pembiayaan seperti jaminan kredit, jaminan *offtake*, dan pinjaman konsesional akan sangat membantu mengurangi masalah pembiayaan.

6.2 Rekomendasi

- Fokus pada Model 1A, di mana seluruh biometana digunakan di dalam PKS. Penghematan yang dihasilkan lebih jelas dan dapat dikuantifikasi. Khususnya bagi proyek yang bertujuan menggantikan bahan bakar diesel non-subsidi, imbal balik yang dihasilkan akan lebih menguntungkan. Tantangan utama model ini adalah menemukan permintaan yang cukup untuk menyerap output. Oleh karena itu, model ini juga bisa dikombinasikan dengan Model 2 dengan menjual kelebihan output ke pasar terdekat.
- Model lain yang direkomendasikan adalah Model 2B yang melibatkan kolaborasi antara PKS dan *Project Developer*. Kolaborasi ini akan mengurangi beban keuangan investasi. PKS akan bebas dari kewajiban menjual biometana, yang mana berada di luar lingkup bisnis utama mereka. Dengan demikian, keberadaan *Project Developer* akan membawa investasi, keahlian teknologi, dan membuka pasar yang lebih luas, terutama untuk penjualan ke industri.
- Meningkatkan popularitas potensi biometana untuk menarik minat pemilik pabrik kelapa sawit, *project developer*, dan investor melalui:
 - Pilot project oleh Badan Usaha Milik Negara (BUMN), seperti PTPN, Pertamina, PLN, dsb.
 - Sosialisasi kepada para pemangku kepentingan
 - Memulai pelaksanaan dengan PKS yang telah memiliki fasilitas penangkapan metana.
- Meningkatkan keekonomian dengan menerapkan:
 - Insentif Pemerintah
 - Pajak Karbon
 - Sertifikasi gas hijau
- Melaksanakan *Biomethane Guarantee Fund (BGF)* untuk meningkatkan dan membuka akses pembiayaan proyek biometana dengan lebih mudah. Contohnya dengan:
 - Dana konsesi
 - Jaminan kredit
 - Jaminan *offtake*



Bibliografi

Kantor Perwakilan Bank Indonesia Provinsi Kalimantan Timur. (2024, September 4). Laporan Perekonomian Provinsi Kalimantan Timur Agustus 2024. Diakses dari Bank Indonesia: <https://www.bi.go.id/id/publikasi/laporan/lpp/Pages/Laporan-Perekonomian-Provinsi-Kalimantan-Timur-Agustus-2024.aspx>

Kantor Perwakilan Bank Indonesia Provinsi Sumatera Selatan. (2024, September 4). Laporan Perekonomian Provinsi Sumatera Selatan Agustus 2024. Diakses dari Bank Indonesia: <https://www.bi.go.id/id/publikasi/laporan/lpp/Pages/Laporan-Perekonomian-Provinsi-Sumatera-Selatan-Agustus-2024.aspx>

Adiatma, J. C., & Tampubolon, A. P. (2019). Laporan Status Energi Bersih Indonesia. Jakarta: Institute for Essential Services Reform.

Badan Pusat Statistik. (2023). Statistik Kelapa Sawit Indonesia 2022. Jakarta: Badan Pusat Statistik.

Badan Pusat Statistik. (2024, February 5). Ekonomi Provinsi Kalimantan Timur Tahun 2023 tumbuh sebesar 6,22 Persen. Diakses dari Badan Pusat Statistik Provinsi Kalimantan Timur: <https://kaltim.bps.go.id/id/pressrelease/2024/02/05/1120/ekonomi-provinsi-kalimantan-timur-tahun-2023-tumbuh-sebesar-6-22-persen.html>

Badan Pusat Statistik. (2024, February 5). Ekonomi Sumatera Selatan Tetap Tumbuh Kuat di Tahun 2023. Diakses dari Badan Pusat Statistik Provinsi Sumatera Selatan: <https://sumsel.bps.go.id/id/pressrelease/2024/02/05/829/ekonomi-sumatera-selatan-tetap-tumbuh-kuat-di-tahun-2023.html>

Badan Pusat Statistik Provinsi Kalimantan Timur. (2022). Kalimantan Timur Province in Figures. Samarinda: BPS Provinsi Kalimantan Timur.

Badan Pusat Statistik Provinsi Kalimantan Timur. (2023). Kalimantan Timur Province in Figures. Samarinda: BPS Provinsi Kalimantan Timur.

Badan Pusat Statistik Provinsi Sumatera Selatan. (2023). Sumatera Selatan Province in Figures. Palembang: BPS Provinsi Sumatera Selatan.

British Petroleum. (2023). BP Statistical Review of World Energy 2022 [Kajian Statistik BP mengenai Energi Global 2022] | 71st Edition. London: BP.

Deutsche Gessellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. (2023). Rollout Strategy of Biomethane Utilization within Industrial and Commercial Sector in Indonesia [Pelaksanaan Strategi Pemanfaatan Biometana pada Sektor Industri dan Komersial di Indonesia]. Jakarta: Deutsche Gessellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.

Direktorat Jenderal Mineral dan Batubara Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral. (2021). Road Map Pengembangan dan Pemanfaatan Batubara. Jakarta: Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia.

Direktorat Jenderal Perkebunan, Kementerian Pertanian. (2021). Statistik Unggulan Perkebunan Nasional 2020 - 2022. Jakarta: Kementerian Pertanian.

European Biogas Association. (2023, April). Biomethane Map 2022-2023 [Peta Biometana 2022-2023]. Diakses dari EBA: European Biogas Association: <https://www.europeanbiogas.eu/biomethane-map-2022-2023/>

Bibliografi

Global Carbon Atlas. (2022). Fossil Fuel Emission [Emisi Bahan Bakar Fosil]. Diakses dari Global Carbon Atlas: <https://globalcarbonatlas.org/emissions/carbon-emissions/>

IEA. (2020). Outlook for biogas and biomethane: Prospects for organic growth [Prospek pertumbuhan organik]. Paris: IEA.

Kementerian ESDM. (2022, March 23). Dukung Program Dedieselisasi, Menteri ESDM: Teknologi dan Biaya Kompetitif Jadi Kunci Keberhasilan. Diakses dari Website Kementerian ESDM: <https://www.esdm.go.id/id/media-center/arsip-berita/dukung-program-dedieselisasi-menteri-esdm-teknologi-dan-biaya-kompetitif-jadi-kunci-keberhasilan>

Pemerintah Daerah Provinsi Kalimantan Timur. (2019). Peraturan Daerah Provinsi Kalimantan Timur No 8 Tahun 2019. Rencana Umum Energi Daerah. Kalimantan Timur, Indonesia.

Pemerintah Daerah Provinsi Sumatera Selatan. (2020). Peraturan Daerah Provinsi Sumatera Selatan No 4 Tahun 2020. Rencana Umum Energi Daerah Provinsi Sumatera Selatan 2020 - 2050. Palembang, Sumatera Selatan, Indonesia.

PT Perusahaan Listrik Negara (Persero). (2021). Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik 2021 - 2030. Jakarta: PT Perusahaan Listrik Negara (Persero).

PT Perusahaan Listrik Negara (Persero). (2022, March 23). Menteri ESDM: Program Dedieselisasi PLN Kunci RI Capai Net Zero Emission pada 2060. Diakses dari Website PLN: <https://web.pln.co.id/cms/media/2022/03/menteri-esdm-program-dedieselisasi-pln-kunci-ri-capai-net-zero-emission-pada-2060/>

Rapier, R. (2023, September 4). Forbes. Diakses dari Global Coal Consumption Returns To Record Levels: <https://www.forbes.com/sites/rrapier/2023/09/04/global-coal-consumption-returns-to-record-levels/?sh=288fc0e49fa7>

Sekretariat Jenderal Dewan Energi Nasional. (2024, June 3). Laporan Kinerja 2023. Jakarta: Dewan Energi Nasional. Diakses dari dunia-energi.com: <https://www.dunia-energi.com/perlu-sinergi-kembangkan-energi-terbarukan-di-sumatera-selatan/#:~:text=Berdasarkan%20data%20dari%20Dinas%20Energi,minyak%20bumi%2021%2C88%20%25.>

Setiawan, V. N. (2023, January 30). CNBC Indonesia. Diakses dari Top! Produksi Batu Bara RI Pecah Rekor Tembus 687 Juta Ton: <https://www.cnbcindonesia.com/news/20230130111233-4-409225/top-produksi-batu-bara-ri-pecah-rekor-tembus-687-juta-ton>

Simanjuntak, U., & Hasjanah, K. (2023, September 27). Anticipate the Impact of Decreasing Coal Consumption to Prepare for Economic Transformation. Diakses dari IESR: Institute for Essential Service Reform: <https://iesr.or.id/en/anticipate-the-impact-of-decreasing-coal-consumption-to-prepare-for-economic-transformation>

Vera, I., Wicke, B., Lamers, P., Cowie, A., Repo, A., Heukels, B., . . . Hilst, F. v. (2022). Land use for bioenergy: Synergies and trade-offs between sustainable development goals [Penggunaan lahan untuk bioenergi: Sinergi dan pertukaran antara tujuan pembangunan berkelanjutan]. *Renewable and Sustainable Energy*, 1-13.

Apendiks

Apendiks 1: Perubahan yang Diperlukan untuk Mendapatkan Persetujuan Lingkungan

Berdasarkan lampirkan V PP Nomor 22 Tahun 2021

Dengan Dokumen Baru (AMDAL terbaru / Pemutakhiran RKL-RPL / UKL-UPL terbaru)

1. Perubahan pada spesifikasi teknis, alat produksi, bahan baku, bahan-bahan lain, dan fasilitas terkait;
2. Peningkatan kapasitas produksi;
3. Perluasan bisnis atau area kegiatan;
4. Perubahan pada waktu operasional atau durasi bisnis dan/atau kegiatan;
5. Perubahan kebijakan terkait dengan peningkatan perlindungan dan pengelolaan lingkungan;
6. Perubahan signifikan pada kondisi lingkungan yang disebabkan kejadian alam atau penyebab lain;
7. Tidak dilaksanakannya rencana usaha atau kegiatan selama tiga tahun sejak diterbitkannya SKKLH/PKPLH.

Tanpa Dokumen Baru (Perubahan Administratif)

1. Perubahan identitas perusahaan atau kegiatan.
2. Transfer kepemilikan perusahaan atau kegiatan, baik secara penuh maupun sebagian.
3. Perubahan pada area pemerintahan administratif.

Tanpa Dokumen Baru (Pemutakhiran RKL-RPL)

1. Perubahan pada pemantauan dan pengelolaan lingkungan.
2. Syarat perizinan yang lebih ketat bagi perusahaan atau kegiatan (SLO).
3. Pengurangan atau pengurangan bisnis atau area operasional kegiatan.
4. Perubahan pada dampak lingkungan dan/atau risiko berdasarkan hasil analisis risiko atau audit lingkungan yang dimandatkan.

Apendiks 2: Pengenalan Kanvas Model usaha

Kanvas Model usaha: Sebuah Panduan Sederhana untuk Memahami Bisnis Anda

Kanvas Model usaha (KMB), yang dikembangkan oleh Alexander Osterwalder, adalah sebuah alat bantu yang terdiri dari satu halaman yang membantu bisnis dari skala apa pun dalam memetakan cara-cara untuk menciptakan, memberikan, dan memperoleh nilai. Alat bantu ini digunakan untuk melihat bisnis anda berdasarkan sudut pandang yang menyeluruh atau *bird's-eye view* sehingga dapat menunjukkan komponen-komponen utama yang mendorong keberhasilan.

Dengan menggunakan KMB, siapa pun dapat memahami dengan lebih baik bagaimana suatu bisnis beroperasi, baik ketika anda memulai sebuah bisnis, sedang menjalankan bisnis, atau sekadar ingin mengetahui tentang bagaimana cara kerja sebuah bisnis. Kanvas ini memiliki sembilan elemen pembangun yang berperan bersama di dalam operasional sebuah bisnis.



Penjelasan mengenai Sembilan Elemen Pembangun KMB

Elemen	Maknanya	Contoh
Segmen Konsumen	<ul style="list-style-type: none"> Kelompok orang atau organisasi yang berbeda-beda yang dilayani oleh suatu bisnis. Elemen ini membantu bisnis untuk memfokuskan upaya pada hal-hal yang paling penting. 	<ul style="list-style-type: none"> Sebuah kedai kopi melayani pekerja kantoran di pagi hari dan mahasiswa di malam hari. Pabrik kelapa sawit dapat mengekspor produk mereka atau menjualnya ke pasar lokal. <i>Trader</i> gas yang menjual ke segmen industri tertentu.
Proposisi Nilai	<ul style="list-style-type: none"> Alasan konsumen memilih bisnis anda. Proporsi nilai adalah tentang menjadi solusi atas suatu masalah atau memenuhi suatu kebutuhan dengan cara yang unik. 	<ul style="list-style-type: none"> Jasa pengiriman bisa menjanjikan pengiriman yang cepat, andal, dan ramah lingkungan. Produsen biometana bisa menawarkan nilai terkait lingkungan.
Jalur	<ul style="list-style-type: none"> Dengan cara apa bisnis anda berkomunikasi dengan dan memberikan nilai kepada konsumen. 	<ul style="list-style-type: none"> Toko online menggunakan <i>website</i> atau aplikasi ponsel sebagai media penjualan. Manufaktur otomotif menggunakan jaringan <i>dealer</i> sebagai saluran distribusi.
Relasi dengan Konsumen	<ul style="list-style-type: none"> Bagaimana bisnis berinteraksi dengan konsumen. Membangun relasi dapat berupa pemberian bantuan secara personal atau sistem yang sepenuhnya terotomasi. 	<ul style="list-style-type: none"> Suatu merek barang mewah menawarkan pengalaman berbelanja yang dipersonalisasi, sementara layanan <i>streaming</i> menggunakan layanan mandiri. Bisnis <i>B-to-B</i> merekrut staf penjualan untuk berinteraksi langsung dengan konsumen.
Sumber Pendapatan	<ul style="list-style-type: none"> Mengidentifikasi bagaimana sebuah bisnis menghasilkan uang. Setiap segmen konsumen berpotensi menghasilkan pendapatan dengan cara yang berbeda. 	<ul style="list-style-type: none"> Sebuah perusahaan ponsel pintar menghasilkan uang melalui penjualan ponsel dan langganan aplikasi. Pengembang proyek hijau mendapatkan pendapatan dari menjual produk hijau dan kredit karbon.
Sumber Daya Utama	<ul style="list-style-type: none"> Aset terpenting yang harus dikelola oleh sebuah bisnis: fisik, intelektualitas, manusia, atau keuangan. 	<ul style="list-style-type: none"> Sebuah manufaktur mobil memerlukan pabrik, paten, dan insinyur terampil. Pabrik biometana memerlukan pabrik digester dan <i>upgrading</i>.
Kegiatan Utama	<ul style="list-style-type: none"> Tindakan paling penting yang harus dilakukan sebuah bisnis agar dapat beroperasi dengan sukses dan memberikan proposisi nilai. 	<ul style="list-style-type: none"> Bagi <i>platform e-commerce</i>, kegiatan utamanya termasuk mengelola <i>website</i> dan logistik. Bagi pabrik kelapa sawit, kegiatan utamanya termasuk memanen tandan buah segar dan mengolahnya menjadi CPO.
Kemitraan Utama	<ul style="list-style-type: none"> Kerja sama dan aliansi yang diperlukan untuk memastikan keberhasilan. 	<ul style="list-style-type: none"> Aplikasi pengantaran makanan bisa bermitra dengan restoran dan saluran pembayaran. Mitra pabrik kelapa sawit termasuk perkebunan kelapa sawit sebagai pemasok.
Struktur Biaya	<ul style="list-style-type: none"> Biaya utama menjalankan sebuah bisnis. Kemampuan dalam memahami biaya dapat membantu memastikan profitabilitas. 	<ul style="list-style-type: none"> Bagi perusahaan di bidang teknologi, biaya dapat termasuk pengembangan perangkat lunak, gaji, dan pemeliharaan <i>server</i>. Bagi jasa pengiriman biometana, biaya termasuk investasi armada truk dan biaya operasional, seperti bahan bakar dan pemeliharaan armada.

Apendiks 3:

Informasi mendetail dari setiap studi kasus. Untuk Kasus 1, mengingat sifatnya yang rahasia, anda hanya dapat menunjukkan/membagikan data yang bisa diakses oleh publik.

Anda bisa menggunakan tabel dari dokumen excel *finmod*

Diterbitkan oleh: GIZ – Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH,
atas nama Kementerian Federal untuk Urusan Ekonomi dan Aksi Iklim (BMWK),
Republik Federal Jerman

Kantor terdaftar: Bonn dan Eschborn

Innovation Regions for a Just Energy Transition (IKI JET)
sebagai bagian dari Program Energi, GIZ Indonesia/ASEAN

Halaman ini sengaja dikosongkan.



Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH
**Program Innovation Regions for a Just
Energy Transition (IKI JET)**
Gedung De Ritz, Lantai 2 dan 3A
Menteng – Jakarta, Indonesia
E: info@giz.de | I: www.giz.de