

CONFIDENCIAL | INVESTMENT MEMORANDUM

# VERDA BIOMETHANE

*Brazil's Largest Slaughterhouse-to-Biomethane Platform*

---

## **Nova Mutum, Mato Grosso — Brazil**

CAPEX: US\$ 260 million | Capacity: 30 million Nm<sup>3</sup>/year biomethane

Target IRR (Equity): 20.5% | Payback: 7.2 years | NPV @12%: US\$ 78 mi

*Prepared by*

### **Invest Mato Grosso**

*Investment Promotion Agency of the State of Mato Grosso*

Version 1.0 | May 2026

## AVISO LEGAL E CONFIDENCIALIDADE

Este Investment Memorandum ("Documento") foi preparado pela Invest Mato Grosso, agência de promoção de investimentos do Estado de Mato Grosso, com o propósito exclusivo de apresentar a oportunidade de investimento denominada VERDA BIOMETHANE a potenciais investidores institucionais qualificados.

O presente Documento contém informações confidenciais e proprietárias. Sua circulação, reprodução total ou parcial, ou divulgação a terceiros é estritamente vedada sem autorização prévia e expressa da Invest Mato Grosso.

As informações aqui contidas baseiam-se em fontes públicas oficiais, estudos setoriais reconhecidos e estimativas técnicas elaboradas com diligência razoável. Projeções financeiras representam cenários estimativos e não constituem garantia de retorno. Investidores devem realizar sua própria due diligence independente antes de qualquer decisão de aporte de capital.

Este Documento não constitui oferta pública de valores mobiliários nos termos da Lei 6.385/1976 ou da regulamentação da Comissão de Valores Mobiliários (CVM), tampouco solicitação de investimento. A oportunidade apresentada estará sujeita à estruturação societária, contratual e regulatória definitivas a serem detalhadas em fase posterior de negociação.

A Invest Mato Grosso atua no presente projeto exclusivamente na qualidade de facilitadora institucional, sem participação societária ou aporte de capital. O Estado de Mato Grosso não se responsabiliza por decisões de investimento tomadas com base no conteúdo deste Documento.

**Documento Confidencial:** Distribuição restrita a investidores institucionais qualificados sob acordo de confidencialidade (NDA).

## ÍNDICE

*Documento estruturado em 7 seções conforme framework metodológico de captação internacional.*

# 1. RESUMO EXECUTIVO

## 1.1 A Oportunidade

O VERDA BIOMETHANE é um projeto greenfield de produção de biometano em larga escala a partir de resíduos de frigoríficos e agroindústria, a ser implantado em Nova Mutum, Mato Grosso (Brasil). Com CAPEX de US\$ 260 milhões, o projeto se posiciona como a maior planta de biometano de origem agropecuária da América Latina e a primeira plataforma multi-resíduo do agronegócio brasileiro.

Mato Grosso é o maior produtor de proteína animal e grãos do Brasil — responsável por 18,1% do abate bovino nacional (IBGE 2024), 28% da produção nacional de soja e 53% do milho safrinha (CONAB 2024/25) — gerando volume crítico de resíduos orgânicos hoje subaproveitados. Simultaneamente, o estado é deficitário em gás natural fóssil: todo o diesel consumido pela frota agrícola estimada em 8 bilhões de litros/ano (FIEMT) chega via Miritituba (PA) ou Rondonópolis (SP), com sobrecusto logístico significativo. Essa assimetria estrutural cria uma oportunidade rara: substituir importação energética com matéria-prima local abundante.

## 1.2 Especificações do Projeto

Parâmetro	Especificação
Capacidade nominal	30 milhões Nm <sup>3</sup> /ano de biometano + 80 GWh/ano de energia elétrica + 300 mil t/ano de biofertilizante
Tecnologia	Biodigestão anaeróbica mesofílica + upgrading por membrana (97% CH <sub>4</sub> )
Matéria-prima	Resíduos de frigoríficos bovinos, esmagamento de soja, etanol de milho (raio 200 km)
Localização	Nova Mutum (MT) — eixo BR-163, cluster agroindustrial JBS/Inpasa/Bunge
Cronograma	27 meses (24 obras + 3 comissionamento) — Operação plena: 2028
CAPEX total	US\$ 260 milhões
Receita anual em regime	US\$ 41 milhões (cenário realista)
EBITDA margin esperada	50,7%

## 1.3 Tese de Investimento

A tese de investimento do VERDA BIOMETHANE assenta-se em cinco vetores convergentes, todos validados por fontes oficiais:

**Vetor 1 — Matéria-prima crítica garantida com 50% de folga**

Inventário técnico identifica 55–75 milhões Nm<sup>3</sup>/ano de potencial em raio de 200 km de Nova Mutum. O projeto utiliza aproximadamente 50% desse potencial, preservando margem de segurança contra sazonalidade e competição por feedstock.

**Vetor 2 — Marco regulatório consolidado e favorável**

A Lei do Combustível do Futuro (Lei 14.993/2024) estabelece mandato crescente de biometano na matriz nacional (1% em 2026, escalando para 10% em 2034). O PRODEIC Investe Mato Grosso Biocombustíveis (Resolução CONDEPRODEMAT 131/2023) concede crédito outorgado de até 90% sobre ICMS por 15 anos. O RenovaBio (Lei 13.576/2017) gera CBIOs negociáveis na B3, com cotação média 2024 de R\$ 95/unidade, como receita complementar.

**Vetor 3 — Off-takers de classe mundial pré-mapeados**

Inpasa, FS Bioenergia, JBS, Bunge, Cargill e Amaggi já operam frotas pesadas no eixo BR-163 e demandam alternativas ao diesel — substituição que reduz custo operacional em 18–25% por equivalente energético.

**Vetor 4 — Demanda global em curva exponencial**

A IEA projeta CAGR de 10,4% ao ano para o mercado global de biometano até 2040. A União Europeia comprometeu-se a importar 35 bilhões m<sup>3</sup> de biometano até 2030 sob o REPowerEU.

**Vetor 5 — Modelo comprovado em escala três vezes maior**

A planta UISA Geo Biogás (Nova Olímpia/MT, BNDES R\$ 80 milhões) opera com sucesso desde 2024 produzindo 10,2 mi Nm<sup>3</sup>/ano. O VERDA replica a tecnologia em escala três vezes maior, com pipeline de matéria-prima mais diversificado.

**1.4 Indicadores Financeiros Sintéticos**

Indicador	Cenário Conservador	Cenário Realista	Cenário Otimista
CAPEX	US\$ 260 mi	US\$ 260 mi	US\$ 260 mi
Receita anual (regime)	US\$ 27 mi	US\$ 41 mi	US\$ 53 mi
EBITDA	US\$ 8 mi	US\$ 21 mi	US\$ 32 mi
EBITDA margin	30,4%	50,7%	59,8%
TIR Equity alavancada	11,5%	20,5%	28,3%
Payback alavancado	11,5 anos	7,2 anos	5,1 anos
VPL @ 12% a.a.	-US\$ 45 mi	+US\$ 78 mi	+US\$ 215 mi
DSCR médio	1,12x	1,55x	1,98x

## 1.5 Estrutura de Capital Recomendada (Blended Finance 65/35)

Tranche	% CAPEX	Valor (US\$ mi)	Fonte
Equity Lead Investor (Estratégico)	20%	52	Mitsui / Marubeni / COFCO
Equity Co-Investor (Fundo Infra)	15%	39	Brookfield / CIP / Patria
Dívida Sênior Concessional	35%	91	BNDES Fundo Clima
Dívida Sênior Multilateral	20%	52	IFC + IDB Invest (A/B Loan)
Subvenção / Capital Híbrido	5%	13	Fundo Clima + Climate Investor One
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>260</b>	

## 1.6 Investidores-Alvo Prioritários

- **Anchors estratégicos:** Mitsui & Co. (Japão), Marubeni Corporation (Japão), COFCO International (China)
- **Fundos de infraestrutura:** Brookfield Renewable (Canadá), Copenhagen Infrastructure Partners (Dinamarca), Patria Infraestrutura (Brasil/BlackRock)
- **Estratégicos europeus de energia:** Engie SA (França), TotalEnergies (França), Iberdrola (Espanha), BNP Paribas Asset Management

## 1.7 Impacto ESG em Síntese

- **Redução de emissões:** ~278.000 tCO<sub>2</sub>eq/ano (equivalente a retirar 60.500 carros de circulação)
- **Empregos:** 1.080 totais (180 diretos + 900 indiretos/induzidos)
- **Substituição de importação:** ~US\$ 60 milhões/ano em divisas (diesel, ureia, CO<sub>2</sub> fóssil)
- **Selos planejados:** IFC Performance Standards, CBIO, ISCC EU, CDP, GRI, SASB/ISSB, SBTi, B Corp
- **ODS endereçados:** 12 ODS (7, 8, 9, 11, 12, 13, 15, 17 + 4 transversais)

## 2. CONTEXTUALIZAÇÃO DO PROJETO

### 2.1 Nome do Projeto

Nome comercial: VERDA BIOMETHANE — Plataforma Multi-Resíduo de Biometano e Bioenergia.

Razão social proposta: Verda Biomethane Mato Grosso S.A. (sociedade anônima de capital fechado, com cláusula de conversão para capital aberto na fase de exit).

### 2.2 Setor / Área de Investimento

Camada	Classificação
Setor primário	Energia Renovável — Biocombustíveis Avançados
Subsetor	Biometano de origem agropecuária (Renewable Natural Gas)
Cadeia integrada	Energia + Agronegócio + Gestão de Resíduos + Bioeconomia
Classificação CNAE	35.20-4/01 + 38.39-4/99
NCM dos produtos	2711.21.00 (Biometano) + 2711.29.90 (Biogás) — incluídos no PRODEIC pela Resolução CONDEPRODEMAT 131/2023
Taxonomia ESG	EU Taxonomy — Atividade 4.13 (substantial contribution to climate change mitigation)

### 2.3 Justificativa do Investimento

A justificativa do investimento articula-se em torno de cinco vetores convergentes, validados por fontes oficiais brasileiras e internacionais.

#### 2.3.1 Vetor 1 — O paradoxo energético de Mato Grosso

Mato Grosso produz 53% do milho safrinha e 28% da soja do Brasil (CONAB 2024/25), e possui o maior rebanho bovino do país com 32,9 milhões de cabeças (IBGE PPM 2024). Não há produção de gás natural fóssil no estado: todo o GLP, diesel e GNV consumidos chegam por caminhão-tanque a partir do TUP Miritituba (PA) ou da REPLAN-Paulínia (SP), com sobrecurso logístico estimado em R\$ 0,80–1,20 por litro de diesel (ANP 2024).

#### 2.3.2 Vetor 2 — O passivo ambiental e econômico dos frigoríficos

Cada bovino abatido gera, em média, 45–55 kg de resíduo orgânico de difícil destinação (sangue, conteúdo ruminal, gordura não comestível), conforme USDA Beef Cattle Handbook e EMBRAPA Gado de Corte. Para o abate anual de MT (aproximadamente 7,2 milhões de cabeças, IBGE 2024), isso representa 325–400 mil toneladas anuais de resíduo orgânico hoje destinadas majoritariamente a graxarias, aterros ou aplicação no solo sem tratamento adequado.

### 2.3.3 Vetor 3 — O mandato regulatório federal

A Lei 14.993/2024 (Lei do Combustível do Futuro) instituiu, pela primeira vez no Brasil, mandato crescente de mistura de biometano no gás natural — partindo de 1% em 2026 e escalando para 10% em 2034. Combinada com o RenovaBio (Lei 13.576/2017) — que gera CBIOS comercializáveis na B3 — o marco regulatório brasileiro está hoje entre os três mais favoráveis ao biometano globalmente, segundo a IEA Renewables 2024 (junto com UE-REPowerEU e EUA-Inflation Reduction Act).

### 2.3.4 Vetor 4 — Incentivo fiscal estadual estruturado

A Resolução CONDEPRODEMAT 131/2023 incluiu explicitamente biogás (NCM 2711.29.90) e biometano (NCM 2711.21.00) no submódulo PRODEIC Investe Mato Grosso Biocombustíveis, com crédito outorgado de ICMS de até 90% durante 15 anos prorrogáveis — representando para o VERDA economia estimada de R\$ 280–340 milhões em ICMS ao longo do ciclo de vida do projeto.

### 2.3.5 Vetor 5 — Demanda global em ascensão exponencial

A União Europeia comprometeu-se, sob o pacote REPowerEU (2022), a importar 35 bilhões de m<sup>3</sup> de biometano até 2030. A IEA (World Energy Outlook 2024) projeta CAGR de 10,4% ao ano para o mercado global de biometano entre 2024 e 2040, atingindo 200 bilhões m<sup>3</sup>/ano. O Brasil, com a maior agropecuária tropical do mundo, é candidato natural a corredor exportador via terminais portuários do Norte.

## 2.4 Objetivos do Projeto

### Objetivo Geral

Implantar e operar a maior plataforma de biometano de origem agroindustrial da América Latina, gerando 30 milhões Nm<sup>3</sup>/ano de biometano, 80 GWh/ano de energia elétrica renovável e 300 mil toneladas/ano de biofertilizante orgânico.

### Objetivos Específicos

#	Objetivo	KPI	Prazo
1	Atrair investimento estrangeiro direto para MT	Aporte ≥ US\$ 100 mi de Lead Investor	18 meses
2	Descarbonizar a matriz energética agroindustrial	Redução de 278 mil tCO <sub>2</sub> eq/ano	A partir de 2028
3	Gerar emprego qualificado	600–900 construção + 180 operação	24 meses
4	Diversificar a base econômica de MT	+US\$ 32–35 mi/ano em receita industrial	A partir de 2028
5	Substituir importação de diesel na frota agro	~28 milhões L equivalentes/ano	A partir de 2028

#	Objetivo	KPI	Prazo
6	Validar modelo replicável	Term Sheet de 2 plantas adicionais	36 meses
7	Gerar receita tributária recorrente	ICMS + ISS R\$ 18–22 mi/ano	A partir de 2028

## 2.5 Localização do Projeto

### 2.5.1 Coordenadas e contexto geográfico

Parâmetro	Valor
Município	Nova Mutum (MT)
Microrregião	Alto Teles Pires
Mesorregião	Norte Mato-Grossense
Distância de Cuiabá	242 km via BR-163
Bioma	Cerrado (transição para Amazônia)
Clima Köppen	Aw — tropical savana, duas estações marcadas
Área territorial	9.536,8 km <sup>2</sup> (IBGE 2024)
Coordenadas centrais	13°50'S, 56°05'W

### 2.5.2 Perfil socioeconômico de Nova Mutum

Indicador	Valor	Fonte
População estimada 2025	63.455 habitantes	IBGE Cidades
Crescimento populacional 2010–2022	+76,5%	Censo IBGE
PIB per capita 2023	R\$ 136.949,61	IBGE — top 3 de MT
IDH-M	0,758 (Alto)	PNUD/IBGE
Escolarização 6–14 anos	99,62%	IBGE 2022
Receita orçamentária municipal 2024	R\$ 627,9 mi	IBGE/SICONFI

Indicador	Valor	Fonte
Área plantada de soja	410.000 ha (2º maior de MT)	IMEA 2024
Posição em PIB agropecuário	6º maior de MT, 22º do Brasil	IBGE

### 2.5.3 Infraestrutura logística

- **Rodovia BR-163:** pavimentada, com duplicação parcial em curso (DNIT 2024) — eixo Sorriso–Cuiabá–Santos.
- **Rodovias estaduais MT-235 e MT-249:** pavimentadas, garantem conectividade intra-estadual.
- **Ferrovia Ferrogrão (EF-170):** projeto autorizado, em fase de licenciamento (ANTT 2024), com operação prevista para 2029–2030.
- **Hidrovia Tapajós:** acesso via Itaituba/Miritituba (1.100 km) — rota de exportação.
- **Distrito Industrial estruturado:** com terrenos disponíveis para o VERDA.
- **Rede elétrica:** Energisa MT (138 kV próxima) — capacidade suficiente para escoar 80 GWh/ano ao SIN.

### 2.5.4 Cluster agroindustrial de Nova Mutum

Empresa	Atividade	Status
JBS Nova Mutum	Frigorífico bovinos habilitado China/USA	Operando
Inpasa Nova Mutum	Usina de etanol de milho — 530 mi L/ano	Operando
Bunge Nova Mutum	Esmagamento de soja	Operando
Tauá Nova Mutum (2 unidades)	Esmagamento de soja	Operando
Cluster Seara/JBS Lucas do Rio Verde	Cadeia integrada aves/suínos (60 km)	Operando

### 3. ANÁLISE DE MERCADO E OPORTUNIDADES

#### 3.1 Análise de Demanda

##### 3.1.1 Tamanho do mercado brasileiro de biometano

Indicador	Valor	Fonte
Consumo total de gás natural BR (2025)	54,46 mi m <sup>3</sup> /dia (~19,9 bi m <sup>3</sup> /ano)	ABEGÁS 2026
Projeção EPE para 2034	221 mi m <sup>3</sup> /dia (~80,7 bi m <sup>3</sup> /ano)	EPE/MME PDE 2034
Crescimento projetado 2024–2034	+69% em 10 anos (CAGR 5,4%)	EPE
Produção efetiva de biometano BR (2024)	226 mil m <sup>3</sup> /dia (~82 mi Nm <sup>3</sup> /ano)	ANP
Capacidade autorizada (10 plantas, dez/2024)	656 mil Nm <sup>3</sup> /dia	ANP
Pipeline em autorização (37 plantas)	+1,4 milhão Nm <sup>3</sup> /dia	EPE Conjuntura 2024
Potencial técnico brasileiro	120 mi Nm <sup>3</sup> /dia (43,8 bi Nm <sup>3</sup> /ano)	ABiogás 2022

##### 3.1.2 Demanda compulsória pela Lei 14.993/2024

A Lei do Combustível do Futuro estabelece substituição obrigatória anual de 1% do consumo de gás natural fóssil por gás renovável, escalando por 10 anos consecutivos. Já em 2028 (operação plena do VERDA), a lei cria por si só demanda compulsória de 595 milhões Nm<sup>3</sup>/ano de biometano — volume 20 vezes maior que a produção do VERDA.

Ano	Mandato %	Demanda compulsória (Nm <sup>3</sup> /ano)
2026	1%	197 milhões
2027	2%	391 milhões
2028 (operação VERDA)	3%	595 milhões
2030	5%	993 milhões
2034	9%	7,27 bilhões

##### 3.1.3 Lacuna estrutural de oferta

Cruzando oferta esperada (atual mais pipeline, ajustado por taxa de mortalidade histórica de projetos) com a demanda compulsória federal em 2028, identifica-se déficit de aproximadamente 155 milhões Nm<sup>3</sup>/ano. O VERDA, com 30 milhões Nm<sup>3</sup>/ano, ocupa 19% desse déficit nacional individualmente.

### 3.1.4 Demanda regional cativa em Mato Grosso

Apenas a frota agrícola pesada de MT consome aproximadamente 8 bilhões de litros de diesel/ano (FIEMT/Sindicato Rural MT). A substituição de apenas 0,3% dessa frota já absorve 100% da produção do VERDA — caracterizando mercado cativo local com sobra estrutural.

Cenário	Substituição diesel	Demanda biometano (Nm <sup>3</sup> /ano)
1% da frota MT	80 milhões L	88 milhões
5% da frota MT	400 milhões L	440 milhões
10% da frota MT	800 milhões L	880 milhões

**Decisão Estratégica do Mercado-Alvo:** 100% do volume do VERDA será destinado ao mercado interno brasileiro. A demanda cativa apenas em Mato Grosso supera em 3 a 30 vezes a produção do projeto, tornando exportação desnecessária e logisticamente inviável.

## 3.2 Análise de Concorrência

### 3.2.1 Mapeamento Competitivo Nacional

Empresa	Capacidade atual	Matéria-prima
Gás Verde S.A. (líder LatAm)	180 mil m <sup>3</sup> /dia (Seropédica/RJ)	Aterros sanitários (RSU)
Cocal Bioenergia	70 mil m <sup>3</sup> /dia (Narandiba/SP)	Vinhaça de cana
Raízen	50 mil m <sup>3</sup> /dia (Piracicaba/SP)	Vinhaça de cana
UISA Geo Biogás	28 mil m <sup>3</sup> /dia (Nova Olímpia/MT)	Cana + biomassa local
JBS Biogás	Operação interna (autoconsumo)	Resíduo frigorífico
ZEG Biogás	5–10 mi Nm <sup>3</sup> /ano (PR, RS)	Mix (cana + dejetos)

### 3.2.2 Mapeamento Competitivo Internacional (Benchmarks)

Empresa	País	Capacidade	Relevância para VERDA
Nature Energy (Shell)	Dinamarca	~40 mi Nm <sup>3</sup> /ano/planta	Benchmark direto de escala (Korskro)
Future Biogas	Reino Unido	400 GWh/ano	Modelo financeiro com fundos
Verbio AG	Alemanha	Líder europeu	Modelo listado em bolsa
Landwärme	Hungria/Pan-E U	20 plantas, 2,5 TWh	Modelo de portfólio + trading
Wabio (Harbin)	China	30 MW (maior do mundo)	Escala asiática

### 3.2.3 Diferenciais Competitivos do VERDA

- **First-mover advantage em frigoríficos de MT:** nenhum competidor opera planta dedicada a resíduo de frigorífico em escala industrial no estado.
- **Cluster agroindustrial denso em raio de 200 km:** densidade de matéria-prima inigualável no Brasil.
- **Timing regulatório:** Lei 14.993/2024 cria mercado compulsório no exato ano da operação plena.
- **PRODEIC Biocombustíveis:** crédito outorgado de até 90% sobre ICMS — vantagem fiscal inalcançável em SP, RJ, PE ou PR.
- **Off-takers cativos com economia comprovada:** redução de 36% no custo logístico do off-taker via substituição direta do diesel.
- **Modelo replicável:** Cáceres, Várzea Grande e Barra do Garças são candidatas naturais para fases 2 e 3.

## 3.3 Segmento-Alvo (Off-takers)

### 3.3.1 Mix Estratégico de Receita

Segmento	% Volume	Volume (Nm <sup>3</sup> /ano)	Preço médio (R\$/Nm <sup>3</sup> )	Receita anual
Off-takers industriais MT	45%	13,5 mi	R\$ 4,00	R\$ 54,0 mi
Off-takers de transporte pesado	30%	9,0 mi	R\$ 4,20	R\$ 37,8 mi
Distribuidoras de gás (MTGás compulsória)	20%	6,0 mi	R\$ 3,50	R\$ 21,0 mi

Segmento	% Volume	Volume (Nm <sup>3</sup> /ano)	Preço médio (R\$/Nm <sup>3</sup> )	Receita anual
Energia elétrica (autoconsumo + SIN)	5%	1,5 mi	R\$ 320/MWh	R\$ 1,3 mi
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>30 mi</b>	—	<b>R\$ 114,1 mi</b>

### 3.3.2 Tamanho Total de Mercado Endereçável

Indicador	Definição	Valor
TAM	Total Addressable Market BR 2034	~7,3 bilhões Nm <sup>3</sup> /ano
SAM	Serviceable Addressable Market MT + Centro-Oeste 2028–2034	~600 milhões Nm <sup>3</sup> /ano
SOM	Serviceable Obtainable Market Fase 1 (2028)	30 mi Nm <sup>3</sup> /ano (5% do SAM)
Meta Fase 2 (2032)	Após expansão para 2–3 plantas adicionais	90–120 mi Nm <sup>3</sup> /ano (15–20% SAM)

## 4. ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E ENGENHARIA

### 4.1 Tecnologia Utilizada

A configuração tecnológica do VERDA foi selecionada com base em benchmarks de mercado (Korskro/Dinamarca, Gás Verde Seropédica/RJ, UISA-Geo/MT), priorizando soluções com Technology Readiness Level (TRL) igual ou superior a 8 e fornecedores globais reconhecidos por fundos de infraestrutura.

#### 4.1.1 Rota Tecnológica Adotada

Parâmetro	Decisão	Justificativa
Temperatura de biodigestão	Mesofílica (38°C)	Maior estabilidade para feedstock heterogêneo de frigorífico
Upgrading principal	Membrana (3 estágios)	Tecnologia padrão Nature Energy / Future Biogas — bancável globalmente
Eficiência metano final	≥97%	Acima do mínimo ANP (96,5%) para injeção em rede
Tempo de retenção (HRT)	28–30 dias	Benchmark Korskro + UISA-Geo
Backup tecnológico	PSA + biotrickling H <sub>2</sub> S	Redundância para garantir disponibilidade ≥92%

#### 4.1.2 Stack Tecnológico

Sistema	Fornecedor recomendado	TRL
Biodigestores CSTR	Wärtsilä Biogas / Krieg & Fischer	9
Higienização térmica (70°C/1h)	DMT Environmental	9
Remoção H <sub>2</sub> S (biotrickling)	Pentair / Evoqua	9
Upgrading por membrana	Evonik SEPURAN Green / Air Liquide	9
Compressão GNC (250 bar)	Atlas Copco / Galileo	9
Motogerador biogás (10 MW)	INNIO Jenbacher J620	9
SCADA + IA preditiva	Siemens MindSphere / GE Predix	8–9

## 4.2 Premissas Operacionais

### 4.2.1 Inventário de matéria-prima (raio de 200 km)

Fonte	Tonelagem/ano	Distância média
JBS Nova Mutum (frigorífico bovinos)	120 mil t	0 km (in loco)
Inpasa Nova Mutum (etanol milho)	80 mil t	5 km
Bunge Nova Mutum (esmag. soja)	50 mil t	8 km
Tauá Nova Mutum (2 unidades)	50 mil t	10–15 km
JBS/Seara Lucas do Rio Verde (aves/suíños)	80 mil t	60 km
Frigoríficos secundários (raio 100 km)	150 mil t	50–100 km
<b>TOTAL</b>	<b>~530 mil t/ano</b>	

### 4.2.2 Recursos Humanos

Equipe permanente em operação: 180 colaboradores diretos, com folha mensal estimada de R\$ 1,8 milhão (R\$ 39 milhões/ano incluindo encargos). Pico de construção: 850 trabalhadores entre os meses 9 e 18, com requalificação prioritária de mão de obra local via parcerias com SENAI e IFMT.

### 4.2.3 Garantias Contratuais (Performance Guarantees)

Garantia	Valor mínimo	Penalidade
Capacidade nominal	30 mi Nm <sup>3</sup> /ano em ano 2	5% do valor do contrato EPC
Disponibilidade técnica	92% após ano 2	Bônus/malus de R\$ 1 mi/ponto percentual
Pureza de biometano	≥97% CH <sub>4</sub>	Substituição imediata + multa
Eficiência energética	≤8% de autoconsumo	Bônus/malus de R\$ 500 mil/ponto
Garantia de equipamentos	5 anos (extensível para 10)	Substituição em até 60 dias

## 4.3 Infraestrutura Necessária

### 4.3.1 Características do Terreno

Especificação	Requisito	Status em Nova Mutum
Área total	80–100 hectares	Disponível no Distrito Industrial
Distância de núcleo urbano	Mínimo 5 km	Adequado
Acesso à BR-163	Direto	Distrito Industrial margeado pela BR-163
Disponibilidade de água	200–300 m <sup>3</sup> /dia	Poço artesiano + outorga ANA
Conexão elétrica	138 kV (média tensão)	Subestação Energisa a 3 km
Distância ao maior fornecedor	Ideal ≤5 km	0 km — terreno adjacente ao JBS

#### 4.3.2 Componentes da Planta — Detalhamento de CAPEX

Componente	CAPEX (US\$ mi)
Biodigestores CSTR (6 × 12.000 m <sup>3</sup> )	38
Sistema de upgrading membrana	24
Estação de compressão GNC	16
Motogerador biogás (10 MW)	12
Tanques + higienização + pré-tratamento	16
Reservatórios biometano + gestão odores + ETE	17
Pátio carregamento + logística interna + frota	22
Subestação elétrica + sistema hídrico + SCADA	16
Estação biofertilizante	11
Obras civis EPC nacional	28
Engenharia + FEED + EPC fee	32
Reserva de contingência (15%)	28
<b>CAPEX TOTAL</b>	<b>260</b>

#### 4.4 Plano de Execução

#### 4.4.1 Cronograma Master (27 meses)

Mês	Atividade	Marco/Gate
M0	Term Sheet + sociedade constituída	Financial Close
M1–3	FEED + detalhamento de engenharia	FEED Approved
M2–6	Licenças ambientais (LP, LI) — SEMA-MT	LI Emitida
M3	Contratação EPC	EPC Awarded
M4–8	Compra de equipamentos críticos	Pedidos firmes
M5–14	Obras civis + montagem mecânica	—
M14–22	Upgrading + compressão + automação	—
M22–24	Comissionamento	—
M24	Licença de Operação (LO) — SEMA-MT	Pronto para start
M25–27	Start-up e ramp-up	COD Reached

#### 4.4.2 Modelo de Execução EPC Híbrido

- **EPC-1 (Tecnologia core):** Consórcio Geo Biogás (BR) + Pentair Biogas (Holanda/EUA) ou Wärtsilä Biogas Solutions (Finlândia).
- **EPC-2 (Obras civis):** Construtora nacional via licitação (redução de 35–40% em custo vs internacional).
- **EPC-3 (Logística e pré-tratamento):** Operador local especializado (Ambipar / Estre / Solví).
- **EPC-4 (Comissionamento e treinamento):** Geo Biogás (lead) + parceiro internacional (advisor).

#### 4.5 Análise de Riscos Técnicos

Risco	Prob.	Impacto	Mitigação
Atraso em long-lead items	Média	Alto	Pedido firme M3, dual sourcing
Atraso em licenciamento ambiental	Média	Alto	Engajamento prévio com SEMA-MT, EIA/RIMA robusto
Variabilidade da matéria-prima	Alta	Médio	Buffer 30–40% + tanque de homogeneização
Performance abaixo do garantido	Baixa	Alto	Performance guarantee EPC (5% do valor)

Risco	Prob.	Impacto	Mitigação
Risco cambial	Alta	Médio	Hedge cambial 70% do CAPEX importado

## 5. MODELAGEM FINANCEIRA

### 5.1 Premissas Macroeconômicas

Variável	Valor	Fonte
Taxa de câmbio	R\$ 5,15/USD (média 2026–2030)	Boletim Focus BACEN
Inflação BR (IPCA)	4,5% a.a.	Banco Central — Focus
Inflação USD	2,3% a.a.	Federal Reserve
Custo do capital próprio (Ke)	18% a.a. (USD)	CAPM Brasil + risco-país
Custo médio da dívida (Kd)	7,9% a.a.	Blended Fundo Clima + IFC
WACC nominal USD	11,5% a.a.	Cálculo proprietário
Taxa de desconto VPL	12% a.a.	Padrão IFC para LatAm
Horizonte do modelo	15 anos (2028–2042)	Padrão IFC mercados emergentes

### 5.2 CAPEX Total Consolidado

O CAPEX total do projeto é de US\$ 260 milhões, distribuídos em 27 meses de construção. O detalhamento por componente está apresentado na Seção 4.3.2. A reserva de contingência de 15% (US\$ 28 mi) está aderente ao padrão IFC para projetos de infraestrutura em mercados emergentes.

### 5.3 OPEX em Regime

Categoria	US\$ mi/ano	% OPEX
Matéria-prima e logística de coleta	6,5	32,5%
Mão de obra (180 pessoas)	7,6	38,0%
Manutenção da planta	2,8	14,0%
Utilities (energia, água, reagentes)	1,2	6,0%
Despesas administrativas + seguros	1,3	6,5%
Compliance, ESG e certificações	0,6	3,0%

Categoria	US\$ mi/ano	% OPEX
<b>OPEX TOTAL ANUAL</b>	<b>20,0</b>	<b>100,0%</b>

## 5.4 Projeção de Receita — Três Cenários

A modelagem financeira contempla três cenários estruturados (conservador, realista, otimista), permitindo ao investidor avaliar a robustez do projeto sob diferentes premissas de mercado.

### 5.4.1 Cenário Conservador (downside)

Premissas: utilização de 75% da capacidade, preços biometano R\$ 3,40–3,70/Nm<sup>3</sup>, biofertilizante R\$ 220/t, CBIO R\$ 80. Receita anual de US\$ 27 milhões; EBITDA de US\$ 8 milhões (margin 30,4%).

### 5.4.2 Cenário Realista (base case)

Premissas: utilização de 90% da capacidade, preços biometano R\$ 4,00–4,20/Nm<sup>3</sup>, biofertilizante R\$ 280/t, CBIO R\$ 95. Receita anual de US\$ 41 milhões; EBITDA de US\$ 21 milhões (margin 50,7%).

### 5.4.3 Cenário Otimista (upside)

Premissas: utilização de 95% + adição de CO<sub>2</sub> verde, preços biometano R\$ 4,30–4,60/Nm<sup>3</sup>, biofertilizante R\$ 320/t, CBIO R\$ 130. Receita anual de US\$ 53 milhões; EBITDA de US\$ 32 milhões (margin 59,8%).

## 5.5 Indicadores Financeiros Consolidados

Indicador	Conservador	Realista	Otimista
Receita ano 3	US\$ 27 mi	US\$ 41 mi	US\$ 53 mi
EBITDA ano 3	US\$ 8 mi	US\$ 21 mi	US\$ 32 mi
EBITDA margin	30,4%	50,7%	59,8%
VPL @ 12%	-US\$ 45 mi	+US\$ 78 mi	+US\$ 215 mi
TIR Projeto	8,2%	13,8%	19,6%
TIR Equity (alavancada)	11,5%	20,5%	28,3%
Payback simples	11,5 anos	7,2 anos	5,1 anos
DSCR médio	1,12x	1,55x	1,98x
<b>Bankability</b>	<b>Não bancável</b>	<b>Bancável</b>	<b>Bancável</b>

## 5.6 Análise de Sensibilidade (Cenário Realista)

Variável	Impacto -20%	Caso Base	Impacto +20%
Preço biometano	12,3%	20,5%	28,1%
Volume vendido	13,8%	20,5%	26,8%
CAPEX	25,4%	20,5%	16,7%
OPEX	22,8%	20,5%	17,9%
Câmbio (R\$/USD)	18,2%	20,5%	22,4%
Custo da dívida	22,1%	20,5%	18,7%

A análise de sensibilidade revela que as variáveis mais críticas para o retorno do projeto são o preço do biometano e o CAPEX, justificando a estratégia de assegurar contratos take-or-pay com indexação de preço e performance guarantee no EPC.

## 5.7 Estrutura de Financiamento Recomendada

Estrutura proposta: Blended Finance 65/35, com quatro camadas complementares.

Tranche	% CAPEX	Valor (US\$ mi)	Custo a.a.	Tenor
Equity Lead Investor	20%	52	TIR alvo 18–20%	15+ anos
Equity Co-Investor	15%	39	TIR alvo 16–18%	10–12 anos
Dívida Concessional (BNDES)	35%	91	7,5%	15 anos
Dívida Multilateral (IFC + IDB)	20%	52	SOFR + 3,8%	12 anos
Subvenção / Capital Híbrido	5%	13	0–3%	5–7 anos
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>247 + 13 (subv.)</b>	—	—

**Por que essa estrutura?:** Mistura ideal entre capital concessional (BNDES Fundo Clima a 7,5%) e capital paciente (IFC com hedge cambial natural), entregando WACC de 11,5% e DSCR mínimo de 1,30x — atendendo todos os thresholds bancáveis de investidores multilaterais.

## 5.8 Fontes de Financiamento Mapeadas

- **Públicas (concessional):** BNDES Fundo Clima, PRODEIC-MT, Fundo Amazônia, RenovaBio (CBIO), Subvenção CGOB.
- **Multilaterais privadas:** IFC, IDB Invest, CAF, Climate Investor One (FMO), AFD (Agence Française).
- **Estratégicos (equity):** Mitsui, Marubeni, COFCO, Brookfield, CIP, Patria, BNP Paribas Asset.

## 6. ASPECTOS JURÍDICOS E REGULATÓRIOS

### 6.1 Modelo Jurídico-Institucional

Estrutura societária recomendada: SPE no Brasil sob holding internacional (Dutch Sandwich adaptado), aproveitando o Acordo Brasil–Holanda para Evitar Dupla Tributação (Decreto 355/1991).

#### 6.1.1 Arquitetura Societária

Entidade	Jurisdição	Função
Verda Holding Coöperatief U.A.	Holanda (Amsterdam)	Holding internacional; recebe capital dos investidores; otimização tributária via ADT
Verda Holding Brasil S.A.	Brasil (São Paulo)	Holding nacional; titular da SPE
Verda Biomethane MT S.A. (SPE)	Brasil (Nova Mutum/MT)	SPE; titular dos ativos operacionais e contratos comerciais

#### 6.1.2 Vantagens da Estrutura Adotada

- **Atratividade FDI:** tratado Brasil–Holanda reduz IR retido sobre dividendos de 25% para 15%.
- **Segurança jurídica:** SPE segrega passivos do projeto; Lei das S/A (6.404/1976) é o framework mais maduro do Brasil.
- **Eficiência tributária:** economia estimada de US\$ 18–24 milhões em tributos repatriados ao longo de 15 anos.
- **Velocidade de setup:** 60–90 dias para estrutura completa.
- **Bankability:** estrutura padrão exigida por BNDES Fundo Clima e IFC.

## 6.2 Licenciamento e Regulamentação

### 6.2.1 Licenças Ambientais

Licença	Órgão	Prazo	Custo estimado
Licença Prévia (LP)	SEMA-MT	6–9 meses	R\$ 800 mil (EIA/RIMA)
Licença de Instalação (LI)	SEMA-MT	3–6 meses pós-LP	R\$ 200 mil
Licença de Operação (LO)	SEMA-MT	2–3 meses pós-comissionamento	R\$ 300 mil
Outorga de uso da água	SEMA-MT / ANA	4–6 meses	R\$ 50 mil

Licença	Órgão	Prazo	Custo estimado
Autorização IBAMA (Amazônia Legal)	IBAMA	6–12 meses adicionais	R\$ 400 mil

### 6.2.2 Autorizações Energéticas e Regulatórias

Autorização	Órgão	Marco regulatório
Autorização de Produtor de Biocombustível	ANP	Resolução ANP 987/2025
Comercialização de biometano	ANP	Resoluções 906/2022 + 52/2011
Habilitação para CBIOs	ANP / B3	Lei 13.576/2017 + Decreto 9.888/2019
Habilitação como autoprodutor/IPP	ANEEL	Resolução 876/2020
REIDI (suspensão PIS/COFINS)	RFB / MME	Lei 11.488/2007

### 6.2.3 Incentivos Tributários Aplicáveis

Programa	Benefício	Valor estimado
PRODEIC MT — Biocombustíveis	Crédito outorgado ICMS até 90% por 15 anos	R\$ 280–340 mi (ciclo de vida)
REIDI	Suspensão PIS/COFINS na aquisição de bens	R\$ 35–45 mi (CAPEX)
Drawback	Suspensão de tributos em insumos importados	Variável
CBIO (RenovaBio)	Receita não-tributada na fonte	R\$ 7–10 mi/ano

## 6.3 Gestão e Governança

### 6.3.1 Estrutura de Governança Corporativa

Conselho de Administração de 7 membros (padrão IFC Performance Standards + B3 Nível 2), com mandato de 2 anos, composto por 3 conselheiros indicados pelo Lead Investor, 2 pelo Co-Investor Financeiro e 2 independentes selecionados por comitê de nomeação.

### 6.3.2 Comitês Estatutários

- **Comitê de Auditoria:** 3 membros, maioria independente — supervisão financeira e controles internos.
- **Comitê de Riscos e ESG:** 3 membros — gestão de riscos operacionais, climáticos, regulatórios e sociais.
- **Comitê de Investimentos e Remuneração:** 3 membros — aprovação de CAPEX adicional e remuneração executiva.

### 6.3.3 Acordo de Acionistas — Cláusulas Principais

- **Tag-along:** Co-Investor pode acompanhar venda do Lead a 100% do preço.
- **Drag-along:** Lead pode forçar venda conjunta após 5 anos.
- **Vetos qualificados Co-Investor:** CAPEX adicional >US\$ 10 mi, mudança de objeto, fusão, alienação >5% dos ativos.
- **Lock-up:** vedação de venda nos 3 primeiros anos pós-COD.
- **Arbitragem:** CCI Paris, sede São Paulo, idioma português+inglês, 3 árbitros.
- **Cláusula de saída programada:** exit obrigatório em 10–12 anos via IPO ou trade sale.

## 6.4 Contratos Estratégicos

Contrato	Contraparte	Valor estimado	Duração
EPC Tecnológico (núcleo)	Geo Biogás + Pentair/Wärtsilä	US\$ 130–150 mi	27 meses
EPC Civil	Construtora nacional (licitação)	US\$ 50–60 mi	18 meses
Operação e Manutenção	Geo Biogás + equipe própria	US\$ 5–7 mi/ano	10 anos
Off-take industrial	Inpasa, FS, JBS, Bunge, Tauá	US\$ 22 mi/ano	10–15 anos
Off-take veicular	Amaggi, Cargill, Bunge Logística	US\$ 16 mi/ano	7–10 anos
Off-take regulado	MTGás	US\$ 5 mi/ano	5 anos renováveis
Financiamento BNDES Fundo Clima	BNDES	US\$ 91 mi	15 anos
Financiamento IFC/IDB	IFC + IDB Invest	US\$ 52 mi	12 anos

## 6.5 Papel da Invest Mato Grosso

A Invest Mato Grosso atua exclusivamente como facilitadora institucional do projeto, sem participação societária ou aporte de capital. Suas funções principais incluem: (i) articulação institucional com SEDEC-MT, SEFAZ-MT, SEMA-MT e IMEA; (ii) facilitação do enquadramento no PRODEIC; (iii) apoio ao licenciamento ambiental; (iv) intermediação com a comunidade local; (v) suporte logístico para due diligence dos investidores. Esse modelo maximiza atratividade FDI ao manter neutralidade regulatória e ausência de risco político-eleitoral.

## 7. SUSTENTABILIDADE E IMPACTOS SOCIAIS

### 7.1 Estratégia ESG

A estratégia de sustentabilidade do VERDA BIOMETHANE é estruturada em tripla narrativa, calibrada para diferentes perfis de investidor internacional, com cronograma específico de obtenção de selos ESG ao longo dos primeiros 5 anos.

#### 7.1.1 Selos ESG Planejados

Camada	Selo	Função	Cronograma
Bankability	IFC Performance Standards 1–8	Destrava capital IFC + IDB	Pré-Financial Close
Bankability	CBIO (RenovaBio)	Receita complementar regulada B3	Pré-COD
Bankability	ISCC EU	Acesso mercado UE + premium 5–10%	Pós-COD ano 1
Premium	CDP Climate A-list	Score público para 700+ investidores	Pós-COD ano 1
Premium	GRI Standards	Relatório global de sustentabilidade	Anual
Premium	SASB / ISSB IFRS S1+S2	Divulgação financeira ESG	Anual
Diferenciação	SBTi (Science Based Targets)	Validação científica de metas	Pós-COD ano 2
Diferenciação	B Corp Certification	Selo de propósito social/ambiental	Pós-COD ano 3

### 7.2 Sustentabilidade Ambiental

#### 7.2.1 Emissões Evitadas Anuais (Metodologia GHG Protocol + IPCC AR6)

Fonte de redução	tCO <sub>2</sub> eq/ano	% Total
Captura de metano de resíduos animais	158.000	56%
Substituição de diesel fóssil (frota agro)	67.000	24%
Substituição de gás natural fóssil	12.100	4%

Fonte de redução	tCO <sub>2</sub> eq/ano	% Total
Substituição de fertilizante nitrogenado	30.000	11%
Substituição de eletricidade fóssil	13.500	5%
(-) Emissões diretas da planta	-2.300	(compensa)
<b>TOTAL LÍQUIDO</b>	<b>~278.300</b>	<b>100%</b>

Equivalência: 278.300 tCO<sub>2</sub>eq/ano correspondem a retirar 60.500 carros de passeio de circulação por um ano, ou plantar 1,9 milhão de árvores novas, ou neutralizar a emissão anual de 34.800 brasileiros médios.

### 7.2.2 Economia Circular

Indicador	Valor anual
Resíduo orgânico desviado de aterro/destino impróprio	530.000 toneladas
Água economizada (vs incineração ou aterro)	1,2 bilhão de litros
Substituição de ureia importada	90.000 t equivalente N
Energia recuperada de resíduos	1.080 GWh equivalente
Taxa de circularidade do projeto	94%

### 7.2.3 ODS Endereçados

- **ODS 7 — Energia Acessível e Limpa:** 30 mi Nm<sup>3</sup> biometano + 80 GWh elétrica/ano.
- **ODS 8 — Trabalho Decente:** 180 empregos diretos + 900 indiretos + capacitação técnica.
- **ODS 9 — Indústria e Inovação:** primeira planta multi-resíduo de MT; IA preditiva.
- **ODS 11 — Cidades Sustentáveis:** plano comunitário Nova Mutum + redução de odores.
- **ODS 12 — Consumo Responsável:** economia circular 94% + biofertilizante.
- **ODS 13 — Ação contra Mudança Climática:** 278 mil tCO<sub>2</sub>eq/ano evitado.
- **ODS 15 — Vida Terrestre:** substituição de ureia importada que degrada solo.
- **ODS 17 — Parcerias:** JV internacional + Invest MT + comunidade local.

## 7.3 Impacto Social

### 7.3.1 Geração de Empregos

Categoria	Quantidade	Salário médio (R\$/mês)
Construção — pico (mês 9–18)	850	—
Diretos em operação (CLT)	180	R\$ 8.200 (3,2x SM regional)
Indiretos (fornecedores)	540	R\$ 3.500
Induzidos (comércio local)	360	R\$ 2.800
<b>TOTAL OPERACIONAL</b>	<b>1.080</b>	Folha total ~R\$ 60 mi/ano

### 7.3.2 Programa Verda Academy — Capacitação Técnica

Parceria estratégica com SENAI Nova Mutum e IFMT Campus Lucas do Rio Verde, oferecendo 255 vagas anuais em formação técnica e profissionalizante.

Curso	Duração	Vagas/ano
Operador de Biodigestor (qualificação)	240 horas	60
Técnico em Automação Industrial (FIC)	1.200 horas	40
Técnico em Manutenção Mecatrônica	1.600 horas	30
Especialização em Bioenergia (pós)	360 horas	20
Motorista de Resíduos (MOPP + ANTT)	80 horas	80
Programa Mulheres na Bioenergia (cota 70% feminino)	480 horas	25

### 7.3.3 Engajamento Comunitário (IFC PS 5 + 7)

- **Consulta pública pré-EIA/RIMA:** audiência pública + reuniões com associações de bairro.
- **Comitê Comunitário Permanente:** 8 representantes da comunidade + 2 da empresa, reuniões trimestrais.
- **Mecanismo de Reclamação (GRM):** canal aberto 24/7 — telefone, e-mail, presencial — resposta em 7 dias.
- **Programa Verda Vizinho:** investimentos sociais em infraestrutura local — US\$ 200 mil/ano.
- **Acordo com associações rurais:** compra preferencial de produtos locais; capacitação de pequenos produtores.

## 7.4 Quadro de KPIs ESG

Pilar	KPI	Meta Ano 5
Ambiental	tCO <sub>2</sub> eq evitado/ano	278.000
Ambiental	Taxa de circularidade	94%
Ambiental	Reclamações ambientais comunitárias	0
Social	Empregos diretos	180
Social	% de mulheres em liderança	35%
Social	Horas de treinamento/colaborador/ano	60
Social	Taxa de acidentes (TRIF)	<2,0
Governança	Independência do Conselho	≥28%
Governança	Diversidade do Conselho	≥40%
Governança	Casos de corrupção/fraude	0

## 7.5 Resumo Executivo de Sustentabilidade

Métrica	Valor
Emissões evitadas anuais	278.000 tCO <sub>2</sub> eq
Energia renovável gerada	30 mi Nm <sup>3</sup> biometano + 80 GWh/ano
Resíduo desviado	530.000 t/ano (94% circular)
Substituição de importação (divisas)	US\$ 60 mi/ano
Empregos totais	1.080
Vagas de capacitação/ano	255
Investimento social anual	US\$ 200 mil + bolsas
Meta de mulheres em liderança	35%
Selos ESG planejados	8 (IFC PS, CBIO, ISCC EU, CDP, GRI, SASB/ISSB, SBTi, B Corp)
ODS endereçados	12 (incluindo transversais)

## ANEXO A — INVESTIDORES-ALVO MAPEADOS

### A.1 Equity Estratégico (Lead Investor)

Investidor	Origem	Ticket típico	Mapeamento
Mitsui & Co.	Japão	US\$ 50–150 mi	Escritório São Paulo (JV Cosan)
Marubeni Corporation	Japão	US\$ 50–100 mi	Escritório Rio de Janeiro (foco LatAm bioenergia)
COFCO International	China	US\$ 80–200 mi	Sede Cotia (SP) — supply chain Brasil

### A.2 Equity Financeiro (Co-Investor)

Investidor	Origem	Ticket típico	Mapeamento
Brookfield Renewable	Canadá	US\$ 75–300 mi	Escritório SP — maior fundo infra clima global
Copenhagen Infrastructure Partners (CIP)	Dinamarca	US\$ 100–500 mi	Sede Copenhague + Londres — líder global biogás
Patria Infraestrutura	Brasil	US\$ 50–150 mi	SP — joint LP com BlackRock
BNP Paribas Asset Management	França	US\$ 50–200 mi	Paris + SP — fundo transição energética

## ANEXO B — FONTES OFICIAIS CONSULTADAS

### Brasileiras

- **Federal:** MME, ANP, ANEEL, ANA, ANM, BACEN, BNDES, CONAB, CVM, EPE, IBGE, IBAMA, IMEA, MAPA, MTE, RFB.
- **Estadual MT:** SEDEC-MT, SEFAZ-MT, SEMA-MT, IMEA, FIEMT, Bioind-MT, Sindicato Rural MT, MTGás.
- **Setoriais:** ABEGÁS, ABiogás, ABIOVE, ABIEC, ABPA, ABRAS, ABRASEM, CIBiogás, Sindirações, ABINPET, EMBRAPA.
- **Marco legal-chave:** Lei 14.993/2024 (Combustível do Futuro), Lei 13.576/2017 (RenovaBio), Lei 11.488/2007 (REIDI), Lei 12.305/2010 (PNRS), Lei 6.404/1976 (S/A), Decreto 355/1991 (ADT BR-NL), Resolução CONDEPRODEMAT 131/2023 (PRODEIC), Resoluções ANP 906/2022 e 987/2025.

### Internacionais

- **Multilaterais:** IFC (Performance Standards 1–8), IDB Invest, CAF, World Bank, IMF, Climate Investor One (FMO), AFD.
- **Energia:** IEA (World Energy Outlook 2024), IRENA, Wood Mackenzie, BloombergNEF.
- **Sustentabilidade:** ONU (ODS), ONU Global Compact, OECD, IPCC AR6, GHG Protocol, CDP, GRI, SASB/ISSB IFRS, SBTi, B Lab, ISCC EU.
- **Benchmarks técnicos:** Nature Energy (Korskro/Dinamarca), Wärtsilä Biogas, Future Biogas (UK), Verbio (Alemanha), Landwärme, Biokraft, Wabio (China).

## ANEXO C — STATUS DO PROJETO

Seção	Status
1. Resumo Executivo	Concluído
2. Contextualização	Concluído
3. Análise de Mercado	Concluído
4. Viabilidade Técnica	Concluído
5. Modelagem Financeira	Concluído
6. Jurídico e Regulatório	Concluído
7. Sustentabilidade	Concluído
<b>INVESTMENT MEMORANDUM v1.0</b>	<b>PRONTO PARA ROADSHOW</b>

— FIM DO INVESTMENT MEMORANDUM —