

INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE
MINAS GERAIS - *CAMPUS* BETIM
BACHARELADO EM ENGENHARIA DE CONTROLE E AUTOMAÇÃO

Vinícius Pereira Carvalho

**ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICO-FINANCEIRA
DE ALTERNATIVAS DE SUPRIMENTO DE ENERGIA PARA O IFMG -
BETIM**

Betim
2026

VINÍCIUS PEREIRA CARVALHO

**ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICO-FINANCEIRA
DE ALTERNATIVAS DE SUPRIMENTO DE ENERGIA PARA O IFMG -
BETIM**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à banca examinadora do curso de Engenharia de Controle e Automação do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais *Campus* Betim, como parte dos requisitos para obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Controle e Automação.

Orientador: Prof. Ma. Deliene Costa Guimarães Barros

Betim
2026

FICHA CATALOGRÁFICA

C331e Carvalho, Vinícius Pereira

Estudo de viabilidade técnica e econômico-financeira de alternativas de suprimento de energia para o IFMG-Betim / Vinícius Pereira Carvalho – 2026.

74 f. : il.

Trabalho de conclusão de curso (Bacharelado em Engenharia de Controle e Automação) - Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais, Câmpus Betim, 2026.

Orientação: Prof. Ma. Deliene Costa Guimarães Barros

1. Energia elétrica - Consumo. 2. Suprimentos de energia. 3. Gestão energética. 4. Geração distribuída. 5. Engenharia de Controle e Automação. I. Carvalho, Vinícius Pereira. II. Título.

CDU: 621.31

VINÍCIUS PEREIRA CARVALHO

**ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICO-FINANCEIRA
DE ALTERNATIVAS DE SUPRIMENTO DE ENERGIA PARA O IFMG -
BETIM**

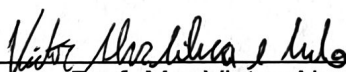
Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao curso de Engenharia de
Controle e Automação do Instituto Federal
de Minas Gerais Campus Betim como
requisito parcial à obtenção do grau de
Bacharel em Engenharia de Controle e
Automação.

Betim, 06 de Fevereiro de 2026

BANCA EXAMINADORA



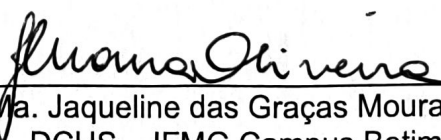
Prof. Ma. Deliene Costa Guimarães Barros
DAUTI – IFMG Campus Betim



Prof. Me. Victor Alves Silva e Melo
DAUTI – IFMG Campus Betim



Prof. Dr. Marcus Paulo Silva de Abreu
DAUTI – IFMG Campus Betim



Prof. Ma. Jaqueline das Graças Moura Oliveira
DCHS – IFMG Campus Betim

Dedico este trabalho aos meus pais, Washington e Ângela, pelo amor incondicional e por acreditarem nos meus sonhos antes mesmo de mim.

Ao meu irmão, Luiz Henrique, e à minha namorada, Paola, por serem o meu porto seguro e a minha maior motivação em cada etapa desta caminhada.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus, pela força, saúde e pela oportunidade de concluir esta jornada acadêmica, guiando meus passos nos momentos de maior desafio.

Aos meus pais, Washington e Ângela, por serem a base de tudo o que sou. Pelo apoio incondicional, pelo incentivo constante aos meus estudos e pelos sacrifícios realizados para que eu pudesse alcançar a formação em Engenharia de Controle e Automação.

Ao meu irmão, Luiz Henrique, pela parceria, compreensão e por estar sempre presente ao longo deste percurso.

À minha namorada, Paola, pelo companheirismo, paciência e por ser fonte de apoio e motivação nos momentos de dedicação a este trabalho.

Aos professores do IFMG Campus Betim, em especial à minha orientadora, Prof. Ma. Deliene Costa Guimarães Barros, pela orientação técnica, partilha de conhecimentos e pelo suporte fundamental na condução desta pesquisa sobre a viabilidade econômica energética.

Aos meus colegas de classe, pelos anos de convivência, pelas discussões técnicas e pelas amizades construídas, que tornaram a caminhada acadêmica mais leve e gratificante.

A todos que, de forma direta ou indireta, contribuíram para a realização deste sonho.

"Tudo o que fizerem, façam de todo o coração, como para o Senhor, e não para os homens."
(Colossenses 3:23)

RESUMO

O setor elétrico brasileiro atravessa um período de modernização e abertura de mercado, ampliando as possibilidades de gestão energética para instituições públicas. Este trabalho apresenta um estudo de caso sobre a viabilidade técnica e econômico-financeira de alternativas de suprimento de energia para o IFMG - Betim, comparando o cenário de Geração Distribuída (GD) por terceiros com as modalidades do Ambiente de Contratação Livre (ACL). A metodologia empregada baseou-se em uma abordagem quantitativa, com o levantamento do histórico de faturamento de 12 meses da instituição e a modelagem de fluxos de caixa descontados para o horizonte de cinco anos. Foram aplicados indicadores de desempenho financeiro como Valor Presente Líquido (VPL) e Payback Simples. Os resultados demonstram que a migração para o mercado livre, especificamente na modalidade ML Varejista, apresenta a maior vantagem absoluta para o cenário analisado, com um VPL de aproximadamente R\$ 178.000,00 e uma economia anual projetada de aproximadamente R\$ 49.000,00. O estudo identificou que o ponto de equilíbrio (*crossover*) entre o investimento inicial no ACL e a modalidade de GD por terceiros ocorre logo no primeiro mês de operação, evidenciando que a alta eficiência do desconto no varejo anula o custo de migração de forma quase instantânea. Conclui-se que a modalidade Varejista constitui a decisão financeira ótima para a instituição sob as condições atuais, oferecendo a maior rentabilidade com o menor risco de capital na alocação de recursos públicos.

Palavras-chave: Mercado Livre de Energia; Geração Distribuída; Viabilidade Econômica; Setor Elétrico Brasileiro; IFMG Campus Betim.

ABSTRACT

The Brazilian electricity sector is undergoing a period of modernization and market opening, expanding energy management possibilities for public institutions. This work presents a case study on the technical and economic-financial feasibility of energy supply alternatives for the IFMG - Betim, comparing the scenario of Distributed Generation (DG) by third parties with the modalities of the Free Contracting Environment (ACL). The methodology employed was based on a quantitative approach, using the 12-month billing history of the institution and the modeling of discounted cash flows for a five-year horizon. Financial performance indicators such as Net Present Value (NPV) and Simple Payback were applied. The results demonstrate that migrating to the free market, specifically in the Retail Modality (ML Varejista), presents the greatest absolute advantage for the analyzed scenario, with an NPV of approximately R\$ 178,000.00 and a projected annual savings of approximately R\$ 49,000.00. The study identified that the breakeven point (*crossover*) between the initial investment in the ACL and the third-party DG modality occurs in the first month of operation, evidencing that the high efficiency of the retail discount offsets the migration cost almost instantaneously. It is concluded that the Retail modality constitutes the optimal financial decision for the institution under current conditions, offering the highest profitability with the lowest capital risk in the allocation of public resources.

Keywords: Free Energy Market; Distributed Generation; Economic Feasibility; Brazilian Electricity Sector; IFMG Campus Betim.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Linha do tempo do desenvolvimento do mercado de energia.	24
Figura 2 – Órgãos do setor elétrico	27
Figura 3 – Designações dos órgãos do setor elétrico	28
Figura 4 – Estrutura da GD por terceiros (modelo de assinatura)	29
Figura 5 – Estrutura de comercialização das modalidades varejista e atacadista	31
Figura 6 – Geral da COS - Centro de Operacao do Sistema, no predio Aureliano Chaves.	34
Figura 7 – Possibilidade de desconto com a Cemig SIM.	38
Figura 8 – Adaptador para vidro da caixa cm4 do medidor de energia.	39
Figura 9 – Equipe Cemig instalando o medidor CCEE e a tampa adptadora da caixa cm4	40
Figura 10 – Monitoramento de segurança de mercado recurso x requisito.	41
Figura 11 – Preços médios semanais divulgados pela Dcide.	41
Figura 12 – Fatura de energia do IFMG Campus Betim.	45
Figura 13 – Bandeiras tarifárias desde jan/2024	49
Figura 14 – Economia mensal por fatura.	51
Figura 15 – Economia anual por fatura.	51
Figura 16 – Economia total do contrato de 5 anos	52
Figura 17 – Comparativo de economia acumulada ao longo do tempo	54

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Indicadores e Regras de Decisão	43
Tabela 2 – Consumo Médio 12 Meses	46
Tabela 3 – Faturamento no mercado cativo	46
Tabela 4 – Fatura da distribuidora no mercado livre varejista	47
Tabela 5 – Fatura da distribuidora no mercado livre atacadista I5	48
Tabela 6 – Fatura da distribuidora no mercado livre com energia convencional	48
Tabela 7 – Fatura da comercializadora no mercado livre - varejista I5	48
Tabela 8 – Fatura da comercializadora no mercado livre - atacadista I5	49
Tabela 9 – Fatura da comercializadora no mercado livre - atacadista convencional	49
Tabela 10 – Comparativo de economia do varejista I5 por bandeira tarifária	50
Tabela 11 – Comparativo de economia do atacadista I5 por bandeira tarifária	50
Tabela 12 – Comparativo de economia do atacadista convencional por bandeira tarifária	50
Tabela 13 – Análise de Viabilidade e Resultados Financeiros Ponderados	52

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i> (Sistema de Armazenamento de Energia por Bateria)
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CoE	<i>Cost of Electricity</i> (Custo de Eletricidade)
EER	Encargo de Energia de Reserva
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Encargo de Serviço do Sistema
GD	Geração Distribuída
HFP	Horário Fora de Ponta
HP	Horário de Ponta
IFMG	Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i> (Custo Nivelado de Energia)
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PBD	Payback Descontado
PBS	Payback Simples
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica

SIN	Sistema Interligado Nacional
TCO	<i>Total Cost of Ownership</i> (Custo Total de Propriedade)
TE	Tarifa de Energia
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
VPL	Valor Presente Líquido

LISTA DE SÍMBOLOS

CF_t	Fluxo de Caixa no período t
I_0	Investimento Inicial
n	Horizonte temporal do projeto

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Objetivos	14
<i>1.1.1</i>	<i>Objetivo geral</i>	<i>14</i>
<i>1.1.2</i>	<i>Objetivos específicos</i>	<i>15</i>
1.2	Justificativa	15
1.3	Organização do Texto	16
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	18
2.1	Evolução do Setor Elétrico Brasileiro	18
<i>2.1.1</i>	<i>Primeiros Marcos Legais (1995–1999)</i>	<i>18</i>
<i>2.1.2</i>	<i>Criação do MAE – Mercado Atacadista de Energia (1998)</i>	<i>19</i>
<i>2.1.3</i>	<i>Reforma de 2004: Criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)</i>	<i>20</i>
<i>2.1.4</i>	<i>Abertura Gradual do Mercado Livre (2015–2024)</i>	<i>22</i>
2.2	Órgãos de Governança do Setor Elétrico Brasileiro	25
2.3	Geração Distribuída (GD) por Terceiros versus Mercado Livre de Energia	28
<i>2.3.1</i>	<i>Geração Distribuída por Terceiros (Modelo de Assinatura)</i>	<i>29</i>
<i>2.3.2</i>	<i>Mercado Livre de Energia (MLE) ou Ambiente de Contratação Livre (ACL)</i>	<i>30</i>
2.4	Automação e Controle no Contexto do Mercado Livre de Energia	32
2.5	Análise financeira	34
<i>2.5.1</i>	<i>Indicadores de Viabilidade de Investimento</i>	<i>34</i>
<i>2.5.1.1</i>	<i>Taxa Mínima de Atratividade (TMA)</i>	<i>35</i>
<i>2.5.1.2</i>	<i>Payback (Tempo de Recuperação do Investimento)</i>	<i>35</i>
<i>2.5.1.3</i>	<i>Valor Presente Líquido (VPL)</i>	<i>35</i>
<i>2.5.1.4</i>	<i>Taxa Interna de Retorno (TIR)</i>	<i>36</i>
<i>2.5.1.5</i>	<i>Crossover</i>	<i>36</i>
3	METODOLOGIA	37
3.1	METODOLOGIA DO ESTUDO DE CASO	37
<i>3.1.1</i>	<i>Natureza e Abordagem do Estudo</i>	<i>37</i>
<i>3.1.2</i>	<i>Definição e Delimitação do Caso</i>	<i>37</i>

3.1.3	<i>Coleta e Tratamento de Dados</i>	37
3.1.3.1	Dados de Consumo	38
3.1.3.2	Dados de Desconto e Regulatórios	38
3.1.3.3	Definição dos Custos Iniciais (I_0)	39
3.1.4	<i>Modelagem dos Cenários e Parâmetros Financeiros</i>	42
3.1.5	<i>Aplicação dos Indicadores de Desempenho Financeiro</i>	43
4	REULTADOS E DISCUSSÕES	44
4.1	Composição Tarifária e Economia Ponderada	44
4.1.1	<i>Custo Base e Simulação de Fatura</i>	45
4.1.2	<i>Análise Ponderada do Desconto</i>	49
4.2	Resultados da Viabilidade Econômico-Financeira	52
4.2.1	<i>Discussão da Hierarquia de Viabilidade</i>	52
4.2.1.1	Superioridade do VPL e Vantagem Absoluta	53
4.2.1.2	Impacto da Redução do Custo de Cabine (I_0)	53
4.2.1.3	O Ponto de Crossover: Vantagem no Curto Prazo	54
5	CONCLUSÃO	55
	REFERÊNCIAS	57
	APÊNDICES	62

1 INTRODUÇÃO

No campo da Engenharia Elétrica e da Gestão Energética, a busca por soluções que conciliem eficiência, sustentabilidade e viabilidade econômica desempenha um papel essencial diante dos desafios contemporâneos do setor. A energia elétrica, insumo indispensável para a sociedade e para o desenvolvimento industrial, está inserida em um ambiente regulatório complexo, marcado por constantes transformações e pela necessidade de adequação às demandas de modernização, segurança e competitividade.

Nesse contexto, o estudo de mecanismos de contratação e gestão de energia torna-se estratégico, sobretudo em instituições públicas e privadas que visam otimizar seus custos operacionais sem comprometer a qualidade do fornecimento. A abertura do mercado livre de energia e as alternativas de geração distribuída são exemplos de caminhos que possibilitam às organizações maior autonomia na escolha da fonte de suprimento, além de potenciais ganhos financeiros e ambientais (BAIDIER, 2021).

A escolha da melhor modalidade de contratação de energia deve ser baseada em estudos técnicos. Essas análises oferecem dados que permitem às instituições reduzir custos fixos e aumentar a eficiência energética. No contexto público, essa economia é essencial, pois permite que recursos antes gastos com energia sejam redirecionados para o ensino, pesquisa e outros benefícios sociais.

Dessa forma, esta pesquisa se propõe a realizar um estudo de caso sobre o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais (IFMG - Betim), analisando a viabilidade técnica e financeira de diferentes alternativas de suprimento de energia — como a migração para o mercado livre e uso da geração distribuída por terceiros. Por meio da avaliação de faturas de energia, modalidades tarifárias e demandas contratadas, busca-se identificar cenários que contribuam para a tomada de decisão institucional, promovendo não apenas a redução de custos, mas também o alinhamento a políticas de eficiência energética e sustentabilidade.

1.1 Objetivos

1.1.1 *Objetivo geral*

O objetivo geral do trabalho é avaliar a viabilidade técnica e financeira de alternativas de suprimento de energia para o IFMG — Betim: adesão a modelos de geração distribuída por terceiros como CEMIG SIM, migração ao Mercado Livre via comercializador varejista ou participação direta (atacadista), oferecendo recomendações técnicas, econômicas e contratuais que subsidiem a tomada de decisão institucional.

1.1.2 *Objetivos específicos*

- Levantar e analisar a fatura de energia e contratos atuais do campus (histórico mínimo de 12 meses): grupo tarifário, tensão de atendimento, demanda contratada, consumo por postos, componentes tarifários, encargos, impostos e fator de potência.
- Diagnosticar a infraestrutura elétrica do campus e o perfil de carga (curva horária, picos, cargas críticas e necessidade de expansão por novas máquinas ou instalações).
- Realizar revisão normativa e regulatória aplicável (leis, portarias, Resoluções Normativas (RENs) e procedimentos da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), regras da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), requisitos para participação no Ambiente de Contratação Livre (ACL)/mercado varejista).
- Avaliar a viabilidade técnica de geração distribuída por terceiros (modelo “as-a-service”).
- Avaliar a viabilidade técnica e operacional para migração ao ACL via comercializador varejista e para participação direta como agente da CCEE (requisitos de garantias, medição, gestão de riscos e obrigações comerciais).
- Construir modelos econômicos comparativos (baseline cativo vs. alternativas) — fluxo de caixa, Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e payback.
- Elaborar um roteiro metodológico replicável (planilhas e/ou scripts de cálculo, checklist de dados da fatura e requisitos documentais) para suportar a implementação e futuras atualizações.
- Apresentar recomendações técnicas e econômicas finais, com estimativa de economia anual, cronograma de implementação e proposta de governança para gestão energética do IFMG — Betim.

1.2 Justificativa

O IFMG - Betim exerce papel fundamental na comunidade e na vida de seus estudantes, oferecendo ensino público de qualidade e promovendo formação técnica e cidadã. Para que continue cumprindo sua missão institucional e ampliando os impactos sociais de sua atuação, é necessário buscar constantemente formas de otimizar recursos, direcionando investimentos para áreas prioritárias, como a modernização de laboratórios, infraestrutura e projetos de pesquisa. Nesse contexto, a gestão eficiente dos custos de energia elétrica surge como oportunidade estratégica, visto que a energia representa parcela significativa das despesas de instituições de ensino.

O setor elétrico brasileiro encontra-se em processo de transformação, com a abertura gradual do mercado livre e a consolidação da geração distribuída. Essas alternativas ampliam

as opções de contratação e gestão do suprimento energético, trazendo potenciais benefícios tanto financeiros quanto ambientais. No entanto, a tomada de decisão nesse campo exige estudos técnicos e econômicos consistentes, considerando aspectos regulatórios, tarifários e de demanda, de modo a assegurar que a instituição não apenas reduza custos, mas também mantenha a confiabilidade e a qualidade do fornecimento.

Assim, desenvolver um estudo de caso aplicado ao IFMG - Betim, comparando alternativas de suprimento de energia como a migração ao mercado livre por meio de comercializador varejista ou a adesão à geração distribuída por terceiros, representa uma contribuição concreta para a instituição. Os resultados obtidos poderão subsidiar decisões estratégicas de gestão energética, gerando economia de recursos que poderão ser reinvestidos em ensino, pesquisa e extensão.

Além disso, esta pesquisa contribui academicamente para a formação de engenheiros, técnicos e gestores, ao oferecer um exemplo prático de aplicação de conceitos de regulação, planejamento e economia de energia em um ambiente real. Ao vivenciar esse tipo de análise, os estudantes ampliam sua compreensão do mercado de energia e se preparam para enfrentar os desafios contemporâneos da indústria elétrica, marcada por inovação tecnológica, abertura de mercados e crescente preocupação com sustentabilidade.

1.3 Organização do Texto

Este trabalho está organizado da seguinte forma:

No capítulo 2 é apresentada a fundamentação teórica, abordando a evolução do setor elétrico brasileiro, desde os primeiros marcos legais que instituíram o ambiente de contratação livre, passando pela criação do Mercado Aberto de Energia (MAE) e da CCEE, até as transformações recentes relacionadas à geração distribuída e à abertura gradual do mercado. Serão também descritos os órgãos que compõem a governança do setor elétrico, como ANEEL, Operador Nacional do Sistema (ONS), CCEE, Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e Ministério de Minas e Energia (MME), destacando suas atribuições e importância.

O detalhamento da metodologia empregada, incluindo o levantamento e análise das faturas de energia do IFMG - Betim, a caracterização de sua demanda contratada, modalidades tarifárias e perfil de consumo, bem como a definição dos critérios técnicos e econômicos que nortearão as comparações de alternativas são apresentados no capítulo 3.

O capítulo 4, por sua vez, é realizada a análise de viabilidade técnica e financeira, contemplando cenários de geração distribuída por terceiros e migração ao mercado livre de energia. Serão elaborados comparativos de custos, projeções de economia, estimativas de investimento e análise de riscos regulatórios e contratuais.

Por fim, no capítulo 5, é apresentadas as conclusões do estudo, indicando as alternativas mais vantajosas para o IFMG - Betim, bem como recomendações de implementação e perspectivas

futuras para a gestão energética da instituição.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo será apresentada a evolução do setor elétrico brasileiro, desde os primeiros marcos legais que instituíram o ambiente de contratação livre até as medidas provisórias de 2023. Serão apresentados também breves descrições sobre os órgãos que compõem a governança do setor elétrico, características dos ambientes de contratação e os métodos de comparação de economia para análise.

2.1 Evolução do Setor Elétrico Brasileiro

2.1.1 Primeiros Marcos Legais (1995–1999)

O processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro teve início na década de 1990, em meio a um contexto mais amplo de reformas econômicas que buscavam abrir mercados e introduzir mecanismos de concorrência em setores tradicionalmente monopolizados pelo Estado. Até então, a maior parte da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica estava concentrada em empresas estatais, com predomínio da Eletrobras e de concessionárias estaduais, em um modelo verticalizado e com baixa participação privada (ROSA; TOLMASQUIM; PIRES, 1998).

A primeira grande mudança normativa ocorreu com a promulgação da Lei nº 8.987/1995, conhecida como Lei de Concessões, que estabeleceu as regras gerais de concessão e permissão para a prestação de serviços públicos, incluindo o setor elétrico. Essa lei conferiu maior segurança jurídica ao processo de outorga, ao mesmo tempo em que consolidou os princípios de continuidade, universalidade e modicidade tarifária, essenciais para a expansão do serviço e a atração de investimentos privados (BRASIL, 1995).

Na sequência, a Lei nº 9.074/1995 representou um marco regulatório decisivo, ao disciplinar de forma mais detalhada as concessões de geração, transmissão e distribuição. Essa norma introduziu o conceito de consumidor livre, inicialmente restrito a unidades com carga contratada mínima de 3 MW e atendidas em tensão igual ou superior a 69 kV, permitindo a escolha de seu fornecedor de energia. Além disso, definiu as modalidades de produtor independente e autoprodutor de energia, abrindo espaço para que novos agentes privados ingressassem no setor. O produtor independente passou a ser autorizado a vender energia a qualquer consumidor ou concessionária, enquanto o autoprodutor poderia gerar para consumo próprio, com possibilidade de comercializar excedentes, incentivando a diversificação da matriz de investimentos (BRASIL, 1995).

A criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), pela Lei nº 9.427/1996, consolidou o arcabouço regulatório. Vinculada ao Ministério de Minas e Energia, a ANEEL recebeu atribuições de regular e fiscalizar o setor, promover licitações de concessões, definir tarifas e zelar pelo equilíbrio entre concessionárias, consumidores e o Estado. A instituição da

agência reguladora foi fundamental para conferir transparência e estabilidade ao ambiente de negócios, uma vez que o setor elétrico exige investimentos de longo prazo e elevado montante (BRASIL, 1996).

No ano de 1998, a Lei nº 9.648 trouxe novos avanços ao criar o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e o Mercado Atacadista de Energia (MAE). O ONS ficou responsável pela coordenação e controle da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), garantindo segurança e economicidade ao despacho do sistema. O MAE, por sua vez, foi instituído como ambiente institucional de comercialização, destinado a registrar contratos e centralizar operações de compra e venda de energia em bases competitivas. Embora sua implementação tenha enfrentado dificuldades de governança e litígios entre agentes, o MAE representou um passo expressivo no sentido de introduzir mecanismos de mercado e de promover maior transparência nas transações do setor (BRASIL, 1998).

Assim, a década de 1990 foi concluída com a consolidação de um arcabouço legal que lançou as bases para a modernização do setor elétrico brasileiro. A combinação entre as leis de concessões, a criação da ANEEL, do ONS e do MAE estabeleceu os pilares institucionais de regulação, fiscalização, operação e comercialização de energia, que seriam posteriormente aprofundados na reforma de 2004, com a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

2.1.2 Criação do MAE – Mercado Atacadista de Energia (1998)

A criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE), em 1998, representou um dos passos mais significativos no processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro. Após a introdução do conceito de consumidor livre e das figuras do produtor independente e do autoprodutor em 1995, tornou-se necessário estabelecer um ambiente institucional capaz de viabilizar a comercialização de energia em bases competitivas e transparentes. O MAE surgiu, portanto, como instrumento destinado a centralizar a contabilização das operações de compra e venda de energia, introduzir mecanismos de liquidação financeira entre os agentes e, ao mesmo tempo, assegurar coerência entre a operação física do Sistema Interligado Nacional (SIN) e as relações contratuais (Brasil. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), 2019).

A base legal para sua criação foi a Lei nº 9.648/1998, que dispôs sobre a reestruturação do setor elétrico e autorizou o Poder Executivo a regulamentar o funcionamento do mercado (BRASIL, 1998). Em seguida, o Decreto nº 2.655/1998 detalhou sua estrutura e instituiu o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), fundamental para a repartição dos riscos hidrológicos entre as usinas participantes (BRASIL, 1998). Nesse arranjo, o MAE ficou responsável por registrar contratos bilaterais, apurar diferenças entre geração e consumo efetivos, e liquidar financeiramente essas diferenças com base em preços de referência, criando, na prática, o embrião do atual mercado de curto prazo (Brasil. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 1998).

A operacionalização do mercado se deu por meio do chamado Acordo de Mercado, instrumento contratual multilateral que disciplinava direitos e deveres dos agentes. Esse acordo estabelecia regras para registro de contratos, garantias financeiras, critérios de contabilização, penalidades e formas de resolução de disputas, vinculando geradores, distribuidores, comercializadores e consumidores livres (Brasil. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), 2019). Além disso, a atuação do MAE exigia estreita interface com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), criado no mesmo ano, pois era a partir dos dados de medição e do despacho físico coordenado pelo operador que se realizava a contabilização no ambiente atacadista (Brasil. Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 1999).

Apesar de sua relevância, a experiência prática do MAE mostrou-se bastante complexa. A diversidade de agentes e interesses, aliada à necessidade de integração de sistemas de medição em âmbito nacional, expôs fragilidades nos mecanismos de governança e nos instrumentos de liquidação financeira. Houve dificuldades em garantir a qualidade e a confiabilidade das medições, o que gerou disputas recorrentes entre agentes a respeito da contabilização de energia (Brasil. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 1998). Além disso, os modelos iniciais de garantias financeiras revelaram-se insuficientes diante de casos de inadimplência, aumentando a instabilidade do mercado. Problemas de governança institucional também emergiram, com conflitos quanto às competências do regulador, dos agentes e do próprio mercado no processo de homologação de regras (Brasil. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), 2019).

Mesmo com essas dificuldades, o MAE desempenhou papel decisivo como laboratório institucional do setor elétrico. Sua criação representou o primeiro esforço formal de implantação de um mercado organizado de energia no Brasil, testando arranjos de contabilização multilateral, mecanismos de liquidação e instrumentos de compartilhamento de riscos. A experiência acumulada ao longo dos primeiros anos forneceu elementos valiosos para a reforma setorial de 2004, que resultou na criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), entidade que sucedeu o MAE com regras mais claras, governança fortalecida e maior supervisão regulatória (Brasil. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), 2019). Dessa forma, ainda que marcado por dificuldades operacionais e institucionais, o MAE constituiu um marco histórico indispensável para a consolidação do atual modelo de comercialização de energia elétrica no Brasil.

2.1.3 Reforma de 2004: Criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

A reforma do setor elétrico brasileiro em 2004 representou um marco definitivo no processo de reestruturação iniciado na década de 1990. A experiência pioneira com o Mercado Atacadista de Energia (MAE) evidenciou limitações estruturais profundas, especialmente quanto à falta de liquidez financeira e à complexidade de sua governança, que geravam insegurança entre os agentes. Diante desse cenário, tornou-se evidente a necessidade de um ambiente institucional

mais robusto, transparente e juridicamente estável para a comercialização de energia elétrica. Esse movimento foi impulsionado, sobretudo, pela crise do abastecimento de 2001, que expôs fragilidades na coordenação do setor e evidenciou a urgência de estabelecer mecanismos regulatórios e de planejamento de longo prazo mais consistentes (Brasil. Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 2005).

Nesse contexto, foi criada a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), por meio da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, regulamentada pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 (BRASIL, 2004a; BRASIL, 2004b). A CCEE surgiu como sucessora do MAE, incorporando sua função de registrar, contabilizar e liquidar as operações de compra e venda de energia, mas com arranjos institucionais mais sólidos e submetida à maior supervisão da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e ao controle normativo do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e do Ministério de Minas e Energia (MME). O novo modelo visava assegurar não apenas o funcionamento eficiente do mercado de curto prazo, mas também garantir que a expansão do setor ocorresse de maneira ordenada e compatível com as necessidades de crescimento da demanda (Brasil. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), 2019).

A reforma introduziu a divisão entre dois ambientes de contratação de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), no qual as distribuidoras passaram a adquirir energia por meio de leilões públicos organizados pelo MME e regulados pela ANEEL, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), destinado a consumidores livres, autoprodutores, comercializadores e geradores independentes que poderiam negociar energia em condições bilaterais (Brasil. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2005). Essa separação trouxe maior previsibilidade ao setor, pois os contratos firmados no ACR asseguravam estabilidade de receitas para os geradores e previsibilidade tarifária para os consumidores cativos, enquanto o ACL permitia flexibilidade e concorrência entre os agentes, fomentando a eficiência (Brasil. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), 2019).

A CCEE, nesse arranjo, passou a ser responsável pela contabilização das diferenças entre os montantes contratados e os consumidos ou gerados, liquidando financeiramente essas diferenças com base no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), valor calculado a partir de modelos computacionais que simulam o despacho ótimo do sistema (Brasil. Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 2005). Além disso, a CCEE também passou a ser a instituição encarregada de organizar e dar suporte aos leilões de energia do ACR, assegurando que os contratos de longo prazo resultantes desses certames fossem devidamente registrados e contabilizados (Brasil. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), 2019).

Outro aspecto fundamental da reforma de 2004 foi o fortalecimento da governança institucional. A CCEE foi estruturada como uma associação civil sem fins lucrativos, formada por agentes de mercado, mas com funcionamento regido por estatuto aprovado pela ANEEL (Brasil. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2005), o que garantiu maior alinhamento regulatório e redução dos conflitos institucionais que marcaram a experiência do MAE.

Ademais, foram criados mecanismos mais rígidos de garantias financeiras e de mitigação de riscos, reduzindo a exposição dos agentes à inadimplência e aumentando a confiabilidade das operações de liquidação (Brasil. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), 2019).

Em síntese, a criação da CCEE consolidou o modelo híbrido do setor elétrico brasileiro, combinando planejamento centralizado da expansão da oferta, por meio de leilões regulados, com a livre competição no mercado de energia. Ao superar as fragilidades do MAE, a CCEE se tornou pilar essencial para a estabilidade e o desenvolvimento do setor, viabilizando tanto a segurança do suprimento quanto a atração de investimentos privados em geração e comercialização (Brasil. Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 2005). A reforma de 2004, portanto, não apenas reconfigurou a estrutura institucional da comercialização de energia, mas também estabeleceu as bases para a consolidação de um dos maiores e mais complexos mercados de energia elétrica do mundo (Brasil. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), 2019).

2.1.4 Abertura Gradual do Mercado Livre (2015–2024)

A partir de 2015, o setor elétrico brasileiro iniciou um processo de abertura gradual do mercado livre, aprofundando as medidas de liberalização já previstas desde a década de 1990, mas que até então estavam restritas a grandes consumidores. A base regulatória desse movimento foi estabelecida pela Lei nº 9.074/1995, que criou a figura do consumidor livre, e pela Lei nº 10.848/2004, que organizou o modelo atual de comercialização de energia (BRASIL, 1995; BRASIL, 2004b). Entretanto, foi somente em meados da década de 2010 que a agenda de expansão do acesso ao mercado livre ganhou corpo, em razão da necessidade de aumentar a competitividade, reduzir custos e dar maior flexibilidade de contratação aos consumidores.

Em 2015, a Portaria MME nº 465/2015 reduziu o limite mínimo de carga para migração ao Ambiente de Contratação Livre (ACL) de 3 MW para 2 MW, abrindo espaço para que empresas de médio porte pudessem escolher seus fornecedores de energia (Ministério de Minas e Energia (MME), 2019). Nos anos seguintes, novas medidas foram adotadas no mesmo sentido, como a Portaria MME nº 514/2018, que permitiu a migração de consumidores com carga contratada mínima de 2,5 MW para fontes incentivadas, ampliando as possibilidades de contratação diferenciada de energia (Ministério de Minas e Energia (MME), 2018).

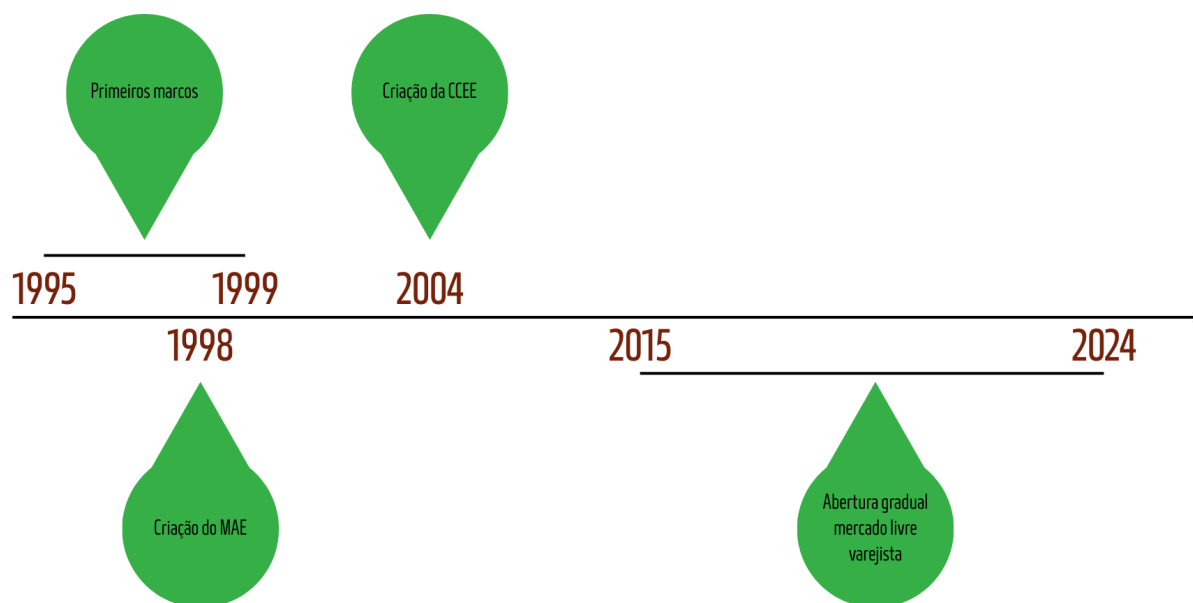
O passo mais decisivo, no entanto, foi dado em 2019, com a publicação da Portaria MME nº 465/2019, que estabeleceu um cronograma de abertura progressiva do mercado. Esse normativo determinou a redução do limite de acesso para consumidores com carga mínima de 500 kW, o que corresponde a um universo muito maior de empresas, sobretudo do setor de serviços, comércio e pequenas indústrias (Ministério de Minas e Energia (MME), 2019). Paralelamente, a Lei nº 14.120/2021 consolidou esse processo ao introduzir medidas de modernização do setor elétrico, como a criação da figura do comercializador varejista, facilitando a entrada de consumidores de menor porte no mercado livre (BRASIL, 2021).

Entre 2022 e 2023, novas portarias ministeriais (MME nº 514/2022 e MME nº 50/2023) avançaram ainda mais na abertura, prevendo que, a partir de janeiro de 2024, todos os consumidores conectados em alta tensão (Grupo A) estariam aptos a migrar para o ACL, independentemente do nível de carga contratada (Ministério de Minas e Energia (MME), 2018; Ministério de Minas e Energia (MME), 2023). Essa medida representou uma transformação estrutural no setor, ampliando significativamente o número de agentes livres e estimulando maior concorrência entre geradores e comercializadores.

Esse processo de abertura gradual teve como consequência a necessidade de fortalecer a governança regulatória e os mecanismos de proteção ao consumidor. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) passaram a desempenhar papéis centrais na regulação das relações contratuais, na gestão de garantias financeiras e na mitigação de riscos de inadimplência (Brasil. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), 2023). Além disso, o governo e os órgãos reguladores iniciaram debates sobre a chamada portabilidade da conta de luz, mecanismo que permitirá ao consumidor residencial e de baixa tensão migrar também para o mercado livre em um futuro próximo, possivelmente a partir de 2026.

Dessa forma, o período de 2015 a 2024 marca uma das fases mais relevantes da evolução do setor elétrico brasileiro, com a transição do mercado livre de um espaço restrito a grandes consumidores para um ambiente mais inclusivo, acessível e competitivo. Esse movimento não apenas reforçou a lógica de eficiência econômica e liberdade de escolha, mas também abriu caminho para um mercado de energia mais dinâmico, em que inovação, sustentabilidade e diversidade de contratos devem se tornar fatores centrais de desenvolvimento. A figura 1 apresenta de forma visual o desenvolvimento do mercado de energia iniciado com os primeiros marcos legais e finalizado com a abertura gradual do mercado livre varejista

Figura 1 – Linha do tempo do desenvolvimento do mercado de energia.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2025

O desenvolvimento da geração distribuída (GD) no Brasil ganhou impulso a partir de 2012, com a publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, que estabeleceu as condições gerais para a conexão de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica (Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2012). Essa norma introduziu o conceito de compensação de energia elétrica por meio do sistema de créditos energéticos, permitindo que o excedente de energia gerado por consumidores fosse injetado na rede e posteriormente abatido de sua fatura, criando estímulos econômicos para a adoção de fontes renováveis, especialmente solar fotovoltaica.

Posteriormente, diversas alterações e atualizações ampliaram o alcance e a segurança jurídica do marco regulatório. A Resolução Normativa ANEEL nº 687/2015 trouxe ajustes técnicos e financeiros, estabelecendo critérios de elegibilidade, limites de potência, regras de medição e procedimentos operacionais, garantindo maior previsibilidade para consumidores e distribuidoras (Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2015). Em 2019, o Projeto de Lei nº 5.829 revisou aspectos relacionados à compensação de energia, incentivando projetos de maior escala e definindo regras claras para contratos e responsabilidades técnicas, fortalecendo o mercado de geração distribuída (Câmara dos Deputados, 2019).

Paralelamente às normas da ANEEL, a legislação federal complementou o marco regulatório da GD. A Lei nº 14.300/2022, por exemplo, consolidou incentivos fiscais e definiu diretrizes para a expansão da geração distribuída em nível nacional, incluindo modalidades de microgeração e minigeração, tratamento diferenciado para unidades residenciais e comerciais, além de estimular a integração com sistemas de armazenamento de energia e redes inteligentes (BRASIL, 2022).

Esse período entre 2012 e 2022 marcou a consolidação da geração distribuída como instrumento estratégico para diversificação da matriz elétrica, aumento da eficiência energética e promoção de sustentabilidade. A implementação das normas permitiu não apenas a redução de custos para consumidores participantes, mas também o fortalecimento de políticas públicas de incentivo às energias renováveis, sobretudo solar e eólica. Além disso, a GD passou a ser reconhecida como mecanismo de planejamento energético, contribuindo para a redução de investimentos em expansão de redes de distribuição e aumento da resiliência do sistema elétrico nacional.

Dessa forma, o marco legal da geração distribuída consolidou-se como um instrumento central na modernização do setor elétrico brasileiro, criando condições para maior autonomia dos consumidores, expansão de fontes limpas e integração ao mercado regulado e livre, além de fomentar a competitividade e a inovação tecnológica no setor (Brasil. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2022a; BRASIL, 2022).

2.2 Órgãos de Governança do Setor Elétrico Brasileiro

O setor elétrico brasileiro possui uma estrutura de governança complexa, composta por órgãos com funções de formulação de políticas, regulação, fiscalização, planejamento e operação (Ministério de Minas e Energia (MME), 2024; Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2024). A seguir são apresentados alguns dos mais importantes órgãos do setor elétrico, bem como suas atribuições.

- Conselho Nacional de Política Energética (CNPE): O CNPE é um órgão interministerial que assessora a Presidência da República na formulação das políticas e diretrizes de energia para assegurar o suprimento energético do País.

Ademais, tem como atribuições propor políticas nacionais, promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos, assegurar o suprimento e estabelecer diretrizes para programas específicos (Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), 2024).

- Ministério de Minas e Energia (MME): Este órgão do governo federal é responsável por atuar na formulação e implementação de políticas públicas para o setor energético, de acordo com as diretrizes do CNPE (Ministério de Minas e Energia (MME), 2024).

Suas atribuições são supervisionar e controlar a execução das políticas direcionadas ao desenvolvimento energético do país, estabelecer o planejamento do setor e monitorar a segurança de suprimento (Ministério de Minas e Energia (MME), 2024).

- Empresa de Pesquisa Energética (EPE): É uma instituição vinculada ao MME, focada na realização de estudos e pesquisas para subsidiar o planejamento do setor energético (Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2024).

Além disto, realiza estudos para a definição da Matriz Energética e subsidia o planejamento da expansão do setor elétrico (geração e transmissão). Também é responsável por habilitar tecnicamente os empreendimentos que participam dos leilões da ANEEL (Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2024).

- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL): Autarquia federal, criada em 1996 pela Lei nº 9.427/96, responsável por regular e fiscalizar a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, de acordo com as políticas do governo federal (ANEEL, 2024).

Entre suas atribuições destacam-se a regulação Econômica, que define tarifas e autorizar reajustes/revisões para distribuidoras (Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2024), a regulação dos padrões de serviço de geração, transmissão, distribuição e comercialização (Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2024), a fiscalização do cumprimento de normas no setor (Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2024), a promoção de leilões de geração e transmissão e a mediação conflitos entre agentes e consumidores (Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2024).

- Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS): Instituição responsável por operar, supervisionar e controlar a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), que integra quase toda a energia gerada no Brasil (Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 2024).

Tem como atribuições coordenar o despacho de geração de energia elétrica, administrar a rede básica de transmissão e garantir a segurança do suprimento energético nacional (Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 2024).

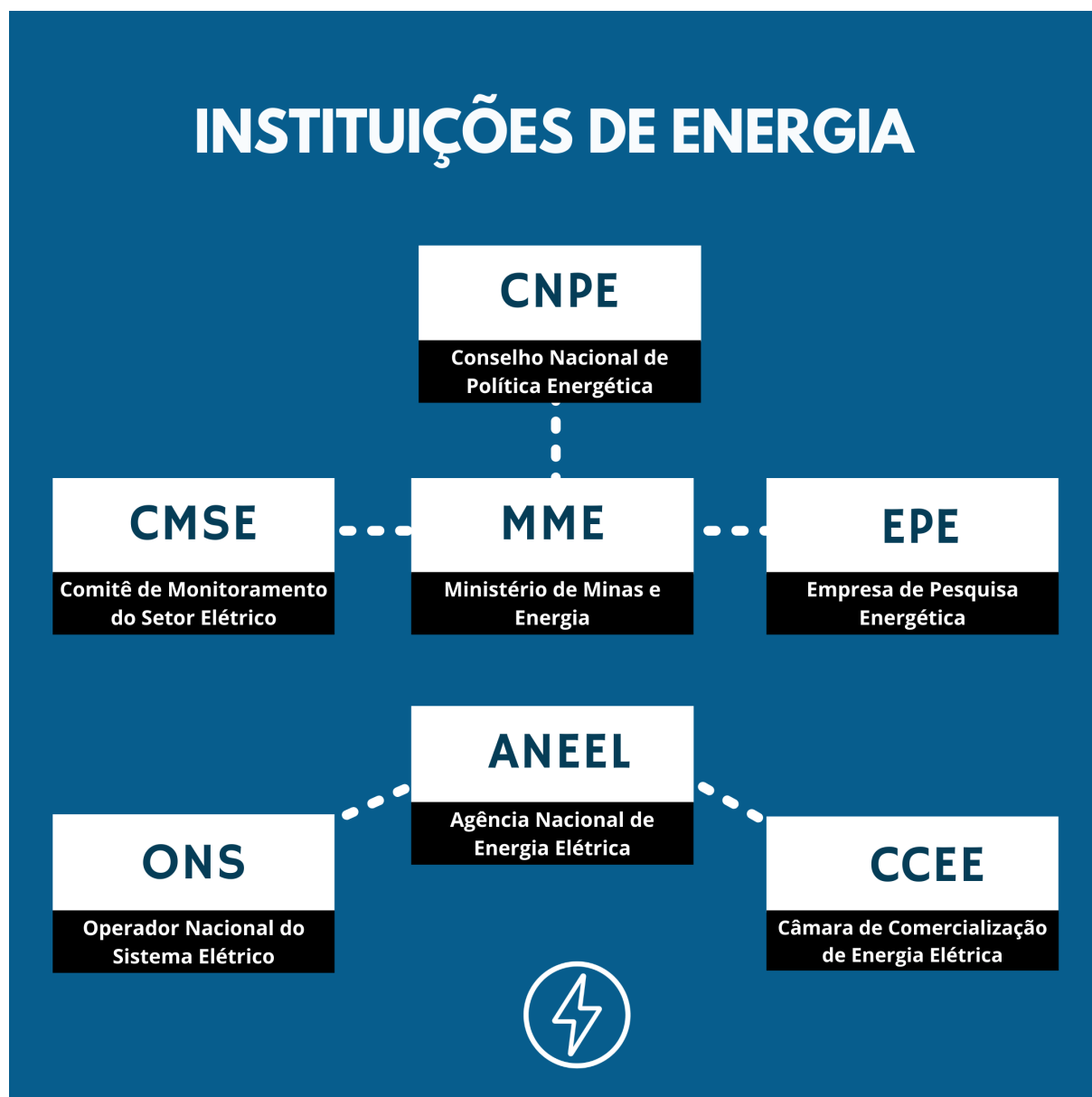
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): Entidade sem fins lucrativos que gerencia a comercialização de energia elétrica no Brasil, viabilizando as transações de compra e venda (Brasil. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), 2019).

Suas principais funções são administrar e registrar os contratos de compra e venda de energia nos mercados regulado e livre (CCEE, 2024), realizar a liquidação financeira das operações (liquidando o Mercado de Curto Prazo) e gerenciar os leilões de energia promovidos pelo governo (Brasil. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), 2019).

- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE): Órgão sob coordenação direta do MME, criado para acompanhar a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético no País (Ministério de Minas e Energia (MME), 2024). É composto por MME, ANEEL, ONS, EPE, CCEE e ANP (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), 2024).

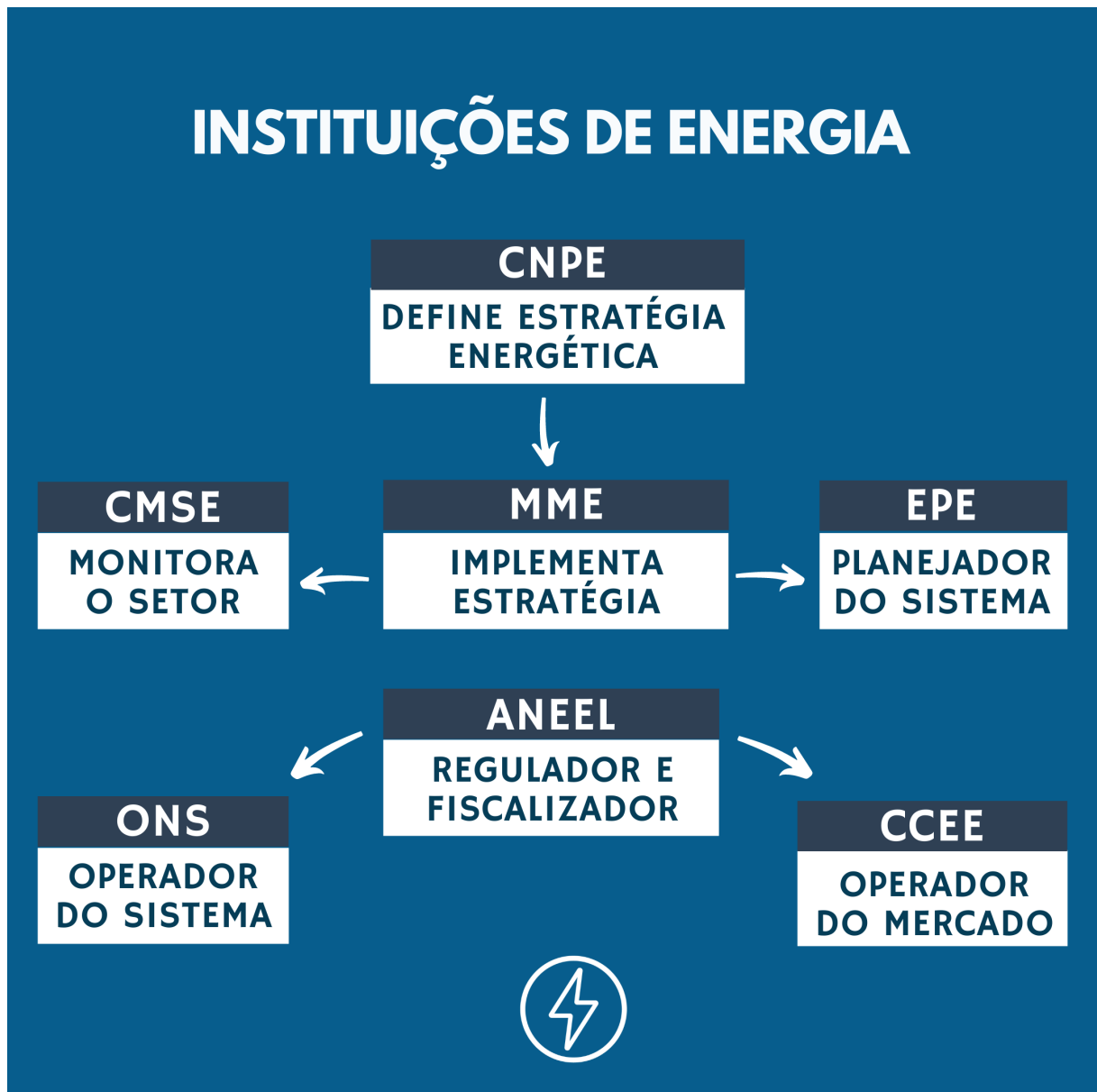
Os órgãos de governança, portanto, abaixo da presidência da república que pertencem ao setor elétrico brasileiro estão representados com suas hierarquias na figura 2 e designações na figura 3.

Figura 2 – Órgãos do setor elétrico



Fonte: Energês, 2020

Figura 3 – Designações dos órgãos do setor elétrico



Fonte: Energês, 2020

2.3 Geração Distribuída (GD) por Terceiros versus Mercado Livre de Energia

O estudo de caso do IFMG Campus Betim propõe a avaliação entre duas alternativas de suprimento: a migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), via comercializador varejista ou atacadista, e a adesão a modelos de Geração Distribuída (GD) por terceiros, como a Cemig SIM. As duas modalidades representam caminhos distintos para a otimização de custos e a gestão energética (EDP Brasil, 2024).

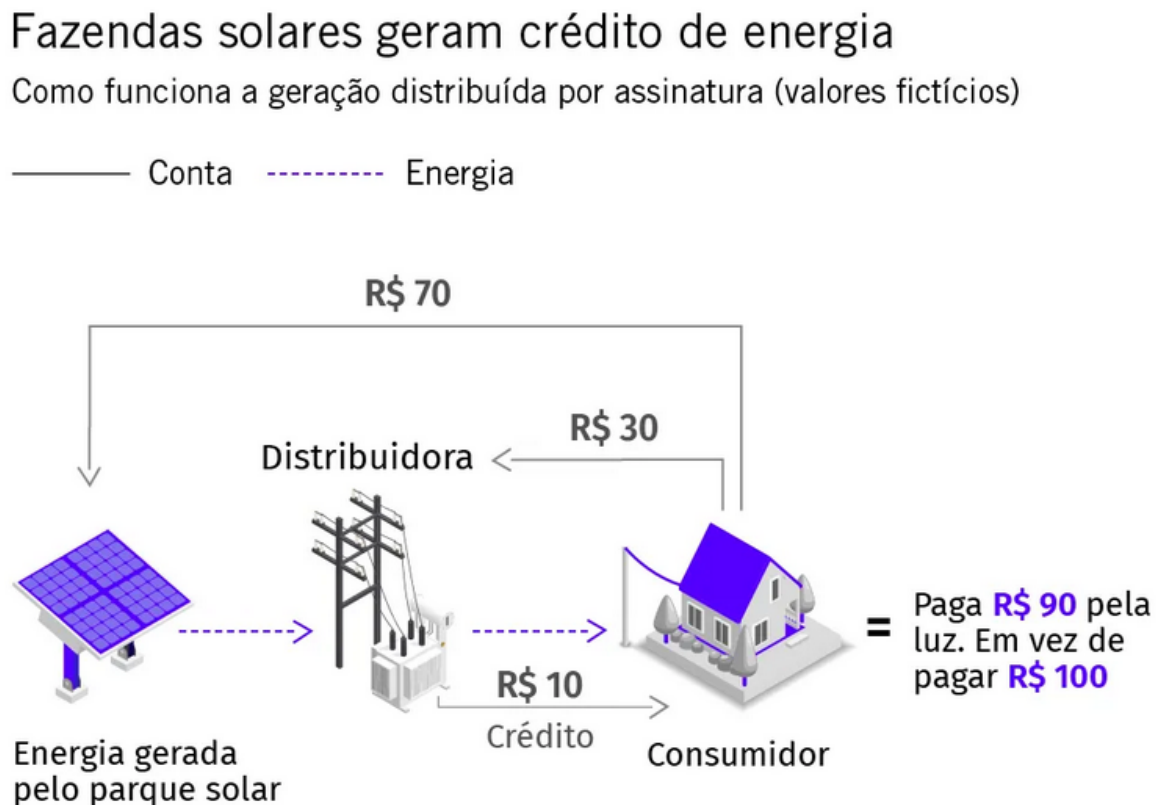
2.3.1 Geração Distribuída por Terceiros (Modelo de Assinatura)

A Geração Distribuída (GD) refere-se à produção elétrica descentralizada, próxima ao local de consumo, geralmente utilizando fontes renováveis de menor porte, como painéis solares (Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2012). O modelo "por terceiros" ou de "assinatura" se enquadra nas modalidades de Geração Compartilhada ou Autoconsumo Remoto da GD (BRASIL, 2022).

O consumidor contrata (aluga) cotas de energia gerada em uma usina remota (fazenda solar) operada por uma empresa terceira (como, por exemplo, a Cemig SIM). A energia gerada é injetada na rede da distribuidora local e convertida em créditos de energia (Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2012; BRASIL, 2022).

A economia é obtida pelo abatimento do consumo de energia na fatura por meio desses créditos, utilizando o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) (Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2012). O consumidor paga à empresa terceira um valor pelo aluguel/assinatura, que, somado à parcela remanescente da conta de luz (tarifas de uso do sistema e impostos), resulta em um custo total menor que a conta original, conforme apresentado e exemplificado na figura 4 (EDP Brasil, 2024).

Figura 4 – Estrutura da GD por terceiros (modelo de assinatura)



Não exige investimento inicial na usina própria, pois o sistema é de propriedade de terceiros. A economia pode variar, mas em modelos sem investimento, pode chegar a 20% dependendo da distribuidora (Brasil. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2025). A Cemig SIM, por exemplo, oferece a modalidade de energia solar por assinatura para diversos perfis de consumidores (CEMIG SIM, 2024). Desta forma, aplica-se aos consumidores no Mercado Cativo (Regulado), sendo regulado pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2024) e pela Lei nº 14.300/2022 (BRASIL, 2022).

2.3.2 Mercado Livre de Energia (MLE) ou Ambiente de Contratação Livre (ACL)

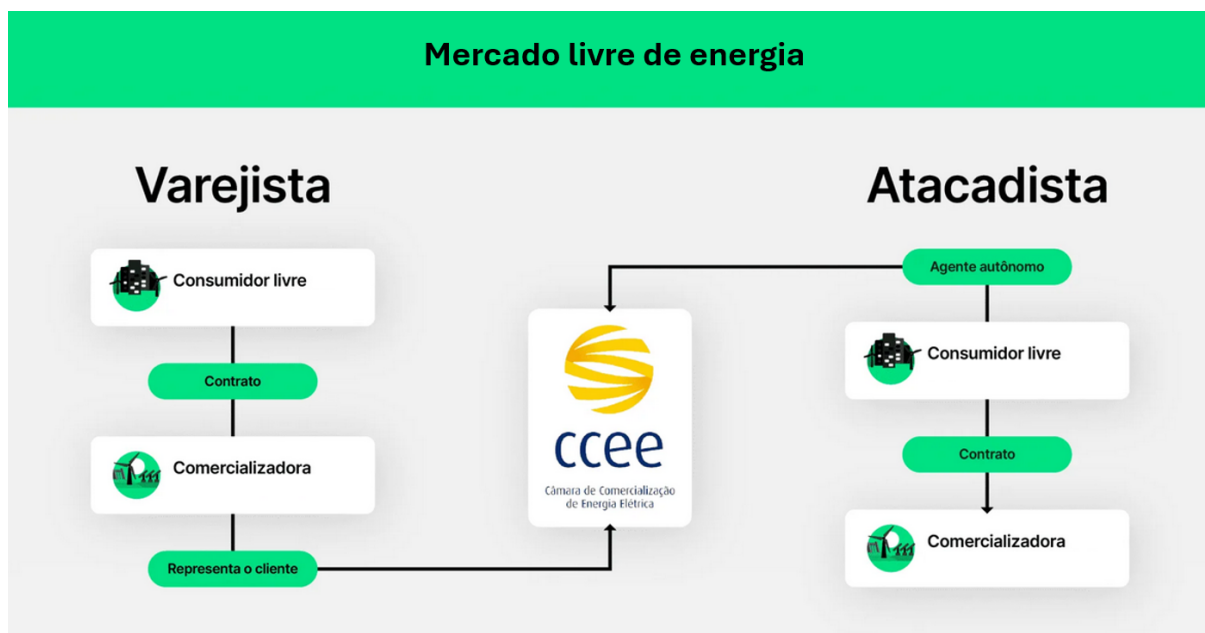
O Mercado Livre de Energia (MLE) ou Ambiente de Contratação Livre (ACL) é um ambiente de negociação de eletricidade onde os consumidores têm autonomia para negociar diretamente com geradores e comercializadores (CCEE, 2024).

O consumidor desvincula-se da distribuidora para a compra de energia e passa a adquirir seu suprimento por meio de contratos bilaterais de compra e venda com um fornecedor (CCEE, 2024).

A principal economia advém da negociação do preço da energia (o componente MWh), que se torna mais competitivo e flexível, permitindo a escolha de preço, volume, prazo e fonte (energia limpa/renovável). A fatura do consumidor é dividida: uma fatura para a distribuidora pela tarifa de uso da rede (Tarifa Fio), que é regulada, e outra para o fornecedor pela energia negociada (CCEE, 2024).

O consumidor do Grupo A (média/alta tensão) pode migrar via comercializador varejista (que centraliza a gestão dos processos junto à CCEE) ou via participação direta como agente da CCEE (CCEE, 2024). No varejo, por exemplo, a Cemig reportou descontos na conta que podem chegar a 35% (CEMIG, 2024). Sendo este Ambiente Livre de contratação controlado e gerido pela CCEE e regulado pela ANEEL (CCEE, 2024). A figura 5 representa a estrutura de negociação envolvendo a CCEE, comercializadora e consumidor, em que na modalidade varejista, o consumidor necessita de um representante e, para a modalidade atacadista, este representante é opcional.

Figura 5 – Estrutura de comercialização das modalidades varejista e atacadista



Fonte: Clarke energia (Adaptado), 2023

No Ambiente de Contratação Livre (ACL), a energia comercializada é categorizada fundamentalmente pela sua fonte de geração e pelo nível de incentivo regulatório associado ao transporte desse recurso. A energia classificada como convencional é proveniente de grandes usinas hidrelétricas ou termelétricas e caracteriza-se por não possuir descontos nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição ou transmissão (TOLMASQUIM, 2022). Por não contar com subsídios, o preço do lastro dessa energia no mercado costuma ser inferior, sendo historicamente destinada a consumidores que buscam competitividade diretamente no preço da *commodity* sem depender de benefícios na tarifa do fio.

Em contraposição, a energia denominada I5 faz parte do grupo de fontes incentivadas, que engloba a geração a partir de fontes renováveis como eólica, solar, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. O sufixo 5 na nomenclatura técnica refere-se ao percentual de desconto de 50% aplicado à Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), conforme estabelecido pela Lei nº 9.427/1996 e regulamentado pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.031/2022 (ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, 2022). Esta modalidade é estratégica para instituições que visam a redução de custos operacionais, pois, embora o valor nominal do MWh incentivado possa ser mais elevado que o da fonte convencional, a expressiva economia no pagamento do transporte da energia geralmente resulta em um custo final de fatura significativamente menor, justificando a viabilidade financeira de projetos que utilizam essa classe de suprimento em detrimento do modelo tradicional (TOLMASQUIM, 2022).

No Mercado Livre de Energia, além do preço da energia negociado em contrato, o consumidor deve arcar com encargos decorrentes da operação física do Sistema Interligado

Nacional (SIN). Esses valores são liquidados mensalmente através da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e visam garantir a segurança sistêmica e a reserva energética do país.

Os dois componentes de maior peso nessa conta são o Encargo de Serviço do Sistema (ESS) e o Encargo de Energia de Reserva (EER). O ESS é acionado para cobrir custos de serviços auxiliares, como o despacho de usinas termelétricas por restrição técnica ou segurança hídrica. Já o EER destina-se a remunerar a energia de reserva contratada para elevar a confiabilidade do suprimento, cujo custo para o consumidor tende a ser maior em períodos de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) baixo, uma vez que a receita de venda dessa energia no mercado spot não basta para cobrir os contratos das usinas de reserva (Clarke Energia, 2024).

Embora esses valores sejam variáveis, o mercado utiliza referências médias para estudos de viabilidade. A soma desses encargos e taxas administrativas frequentemente se situa em um patamar aproximado de R\$ 30,00/MWh. Essa métrica é essencial para o cálculo do "custo real" da energia livre, permitindo uma comparação justa com a tarifa do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) (Clarke Energia, 2024).

A flutuação desses custos está intrinsecamente ligada à matriz elétrica, sendo que em anos secos o ESS tende a subir devido ao acionamento de térmicas caras e em anos chuvosos, por sua vez, EER pode aumentar seu impacto unitário se o preço de mercado (PLD) estiver no piso, exigindo maior rateio entre os consumidores para honrar os contratos de reserva.

Dessa forma, a compreensão desses encargos é fundamental para a gestão de risco do consumidor livre, que deixa de pagar os encargos embutidos na tarifa da distribuidora para assumi-los diretamente na liquidação financeira da CCEE.

As publicações acadêmicas e setoriais de 2024 e 2025 destacam que o Brasil atravessa a 'fase de varejização' do setor elétrico, na qual a figura do comercializador varejista assume o papel central de gestor de riscos para consumidores de menor porte (CCEE, 2024). Perspectivas futuras apontadas em estudos recentes indicam que, até 2025, a integração total de dados via medição inteligente permitirá que instituições públicas e privadas não apenas comprem energia no ambiente livre, mas participem ativamente da resposta da demanda, monetizando reduções de consumo em horários de pico (SILVA; OLIVEIRA, 2024). Ademais, o cenário para 2025 projeta a consolidação do selo de energia limpa como requisito contratual padrão, onde a rastreabilidade por certificados de energia renovável (I-RECs) deixa de ser um diferencial e torna-se um pilar da governança pública e eficiência energética (Clarke Energia, 2024; CCEE, 2025).

2.4 Automação e Controle no Contexto do Mercado Livre de Energia

A Engenharia de Controle e Automação desempenha um papel fundamental na sustentação técnica do Ambiente de Contratação Livre (ACL). Para que o Sistema Interligado Nacional (SIN) opere com a estabilidade e redundância necessárias, é indispensável a integração de sistemas supervisórios (*Supervisory Control and Data Acquisition* - SCADA) de alta performance, que

processam grandes volumes de dados provenientes de sensores e medidores inteligentes instalados nos pontos de conexão (Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 2024).

A evolução tecnológica de transdutores e sensores de grandezas elétricas permitiu que a medição de faturamento, exigida para as liquidações financeiras junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (Brasil. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), 2019), passasse a operar com elevada precisão e granularidade horária. A automação das redes por meio de atuadores modernos e sistemas de controle robustos possibilita o despacho coordenado de geração e o controle de fluxo de carga, garantindo que a operação física do sistema seja rigorosamente compatível com os compromissos contratuais firmados entre os agentes do mercado livre (Brasil. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2022b).

Além disso, a redundância e a supervisão contínua desses sistemas, sob a coordenação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 2024), garantem a segurança do suprimento e a mitigação de falhas em um ambiente de comercialização dinâmico e descentralizado. De acordo com a Brasil. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) (2019), essa infraestrutura de automação não é apenas um suporte operacional, mas o alicerce técnico que viabiliza a transição para um mercado competitivo, eficiente e sustentável, onde a precisão dos dados de telemetria define a confiabilidade da distribuição e transmissão de energia. A figura 6 mostra o Centro de Operação do Sistema na Cemig em que é possível verificar a existência do supervisório para monitoramento do sistema elétrico de uma determinada região.

Figura 6 – Geral da COS - Centro de Operação do Sistema, no prédio Aureliano Chaves.



Fonte: Euler Junior/Comunicacao Empresarial/Cemig, 2018

2.5 Análise financeira

Para a avaliação da viabilidade econômica das alternativas de suprimento de energia, foram empregados métodos que consideram o valor do dinheiro no tempo, comparando o investimento inicial com o retorno esperado. A análise se baseou nos seguintes indicadores: Payback, Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e Crossover.

2.5.1 Indicadores de Viabilidade de Investimento

A análise de viabilidade financeira fundamenta-se na comparação entre os desembolsos de capital e os benefícios econômicos gerados ao longo do tempo. Para que essa avaliação seja precisa, utiliza-se um conjunto de indicadores complementares que permitem analisar o projeto sob diferentes perspectivas: tempo de retorno, criação de valor e rentabilidade percentual (FILHO; KOPITKE, 2010). A definição da Taxa Mínima de Atratividade (TMA) é o ponto de partida para esses cálculos, pois estabelece o patamar de rentabilidade abaixo do qual o investidor prefere manter seu capital em aplicações de mercado (SAMANEZ, 2009). A seguir, são detalhados os indicadores aplicados neste estudo.

2.5.1.1 Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

A TMA é a taxa de juros que representa o retorno mínimo aceitável para que um investimento seja considerado atrativo. Ela é composta pelo custo de oportunidade, pelo risco do negócio e pela liquidez (SAMANEZ, 2009). No cálculo do VPL, a TMA é utilizada como a taxa de desconto para trazer os fluxos futuros ao valor presente; se o projeto não render ao menos a TMA, ele é descartado em favor de outras opções de mercado (FILHO; KOPITKE, 2010).

2.5.1.2 Payback (Tempo de Recuperação do Investimento)

O Payback é uma métrica que calcula o tempo necessário para que o fluxo de caixa gerado por um projeto se iguale ao investimento inicial realizado (GITMAN, 2010).

- **Payback Simples (PBS):** Determina o tempo de recuperação em anos, desconsiderando o valor do dinheiro no tempo. É calculado pela razão entre o investimento inicial e a economia anual constante:

$$PBS = \frac{\text{Investimento Inicial}}{\text{Economia Anual}} \quad (2.1)$$

Embora seja de fácil cálculo, é criticado por ignorar a inflação e a taxa de retorno.

- **Payback Descontado (PBD):** Aperfeiçoa o método simples ao descontar os fluxos de caixa futuros pela Taxa Mínima de Atratividade (TMA) do projeto. O PBD mede o tempo necessário para que o somatório dos fluxos de caixa descontados recupere o investimento inicial.

2.5.1.3 Valor Presente Líquido (VPL)

O Valor Presente Líquido (VPL) é o método mais robusto para análise de projetos, pois considera o valor do dinheiro no tempo (BRUNI; FAMÁ, 2012). O VPL é o somatório do valor presente de todos os fluxos de caixa (positivos e negativos) do projeto, incluindo o investimento inicial (fluxo de caixa no tempo zero).

A regra de decisão do VPL é:

- Se $VPL > 0$: O projeto é economicamente viável, pois gera um retorno superior ao custo de capital (TMA).
- Se $VPL < 0$: O projeto é inviável, pois o retorno é inferior ao custo de capital.

A fórmula para o cálculo é dada por:

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1 + TMA)^t} - I_0 \quad (2.2)$$

Em que:

- CF_t é o Fluxo de Caixa no período t ;
- TMA é a Taxa Mínima de Atratividade;
- n é o horizonte do projeto;
- I_0 é o Investimento Inicial.

2.5.1.4 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é a taxa de desconto que iguala o VPL de um investimento a zero (Assaf Neto, 2008). Em outras palavras, é a taxa de rentabilidade intrínseca do projeto.

A regra de decisão da TIR é:

- Se $TIR > TMA$: O projeto é economicamente viável, pois sua rentabilidade interna excede o custo de capital.
- Se $TIR < TMA$: O projeto é inviável.

Para casos onde o Investimento Inicial é nulo ($I_0 = 0$) e os fluxos de caixa são positivos, a TIR não é determinada pelo cálculo convencional, mas a viabilidade é confirmada pelo VPL positivo.

2.5.1.5 Crossover

Ao realizar a análise comparativa entre projetos de investimento mutuamente excludentes, o Ponto de Crossover representa a condição de indiferença financeira entre duas alternativas. Tecnicamente, em uma análise de Valor Presente Líquido (VPL) em função da taxa de desconto, o crossover é a taxa na qual os VPLs de ambos os projetos se igualam.

No contexto específico deste estudo, o conceito é aplicado de forma temporal para identificar o momento exato em que a economia acumulada de uma modalidade com alto investimento inicial (como o Mercado Livre de Energia) supera a economia de uma modalidade com investimento zero ou reduzido (como a Geração Distribuída por Assinatura). Essa análise é fundamental quando os projetos possuem perfis de fluxo de caixa distintos: um apresentando benefícios imediatos e outro exigindo um desembolso inicial expressivo para capturar economias maiores no longo prazo (FILHO; KOPITKE, 2010).

3 METODOLOGIA

3.1 METODOLOGIA DO ESTUDO DE CASO

Este capítulo descreve a abordagem metodológica adotada para a realização da análise de viabilidade econômico-financeira das alternativas de suprimento de energia elétrica para o IFMG Campus Betim. A metodologia é organizada em quatro etapas principais: Definição da Natureza do Estudo e do Caso, Coleta e Tratamento de Dados, Modelagem dos Cenários e Aplicação dos Indicadores de Desempenho Financeiro.

3.1.1 Natureza e Abordagem do Estudo

O presente trabalho caracteriza-se como uma pesquisa aplicada, com o objetivo de gerar conhecimento para aplicação prática na otimização da gestão de custos de eletricidade do IFMG Campus Betim.

A abordagem metodológica empregada é de natureza quantitativa, utilizando cálculos financeiros e projeções de fluxo de caixa para comparar numericamente a performance das alternativas. Em relação aos procedimentos técnicos, o estudo se enquadra como um estudo de caso, focado na análise detalhada de uma única unidade (o Campus Betim) e suas variáveis de consumo e contratação.

3.1.2 Definição e Delimitação do Caso

O objeto central do estudo é a fatura de energia elétrica do Instituto Federal de Minas Gerais (IFMG) – Campus Betim, caracterizado como consumidor do Grupo A (média/alta tensão) e apto, a partir de 2024, à migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

O estudo de caso foi delimitado à comparação de três cenários de contratação, com base nas regras atuais e projeções de desconto:

Cenário 1: Geração Distribuída (GD) por Terceiros (Cemig SIM): Representa a modalidade de Geração Compartilhada no Mercado Cativo.

Cenário 2: Ambiente de Contratação Livre (ACL) - Varejista: Representa a migração com gestão simplificada, sem custos de adesão à CCEE, mas com custo de adequação de cabine.

Cenários 3 e 4: Ambiente de Contratação Livre (ACL) - Atacadista: Representa a migração direta à CCEE, exigindo custos de adesão e de adequação de cabine.

3.1.3 Coleta e Tratamento de Dados

A coleta de dados foi realizada por meio de pesquisa documental e simulação, englobando dados de consumo e regulatórios.

3.1.3.1 Dados de Consumo

O Custo Mensal de Eletricidade (CoE) do Campus Betim no Mercado Cativo foi estabelecido considerando a fatura de 08/2025 e os consumos dos 12 meses anteriores à fatura.

3.1.3.2 Dados de Desconto e Regulatórios

Os descontos aplicados em cada cenário foram obtidos a partir de dados de mercado e da legislação específica:

- **GD por Terceiros:** Para a avaliação da Geração Distribuída (GD), adotou-se como premissa o desconto de 16,00% sobre o valor da fatura de energia no Mercado Cativo, em conformidade com as condições comerciais vigentes da CEMIG SIM apresentadas na figura 7. Esse percentual constituiu a base para a modelagem dos fluxos de caixa e para o cálculo dos indicadores de desempenho financeiro desta alternativa.

Figura 7 – Possibilidade de desconto com a Cemig SIM.



Fonte: Cemig, 2025

- **Mercado Livre:** Os descontos Varejista e Atacadista foram definidos com base em cotações médias de comercializadoras para o perfil de consumo e região do IFMG Campus Betim, em relação à tarifa da distribuidora, além do cálculo da fatura simulado da distribuidora para cada um dos últimos 12 meses. Para a projeção do desconto, foi utilizado consumo médio e, para simulação do desconto nos últimos 12 meses, foram utilizadas as bandeiras tarifárias mensais, uma vez que no mercado cativo elas indicam um acréscimo a cada 100 kW/h (Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2025).

3.1.3.3 Definição dos Custos Iniciais (I_0)

O investimento inicial (I_0) para cada cenário foi definido por meio de levantamento de mercado e regulatório:

- **GD por Terceiros:** $I_0 = R\$ 0,00$, pois a modalidade de assinatura não exige investimento em ativos.
- **Adequação de medição para todo o mercado livre:** Para todas as modalidades (Varejista e Atacadistas), é necessário o investimento de R\$ 200,00 destinado à adequação do Sistema de Medição e Faturamento (SMF), referente à instalação do adaptador para o vidro da caixa CM4 do medidor.

Figura 8 – Adaptador para vidro da caixa cm4 do medidor de energia.



Fonte: Mercado livre, 2025

- **Adesão ao Mercado Atacadista (Acréscimo):** Para as instituições que optarem pelas modalidades Atacadistas, há um investimento adicional de R\$ 8.700,00. Este valor refere-se às taxas de adesão à CCEE e ao acesso à plataforma de gestão da medição, o que confere à organização total autonomia de monitoramento e uma relação direta de representação junto à Câmara de Comercialização.

A figura 9 mostra um exemplo de instalação realizado pela equipe Cemig. Na imagem da esquerda estão os técnicos realizando a conexão do medidor CCEE ao sistema remoto e na imagem da direita é possível ver a instalação concluída com a tampa adaptadora da caixa cm4.

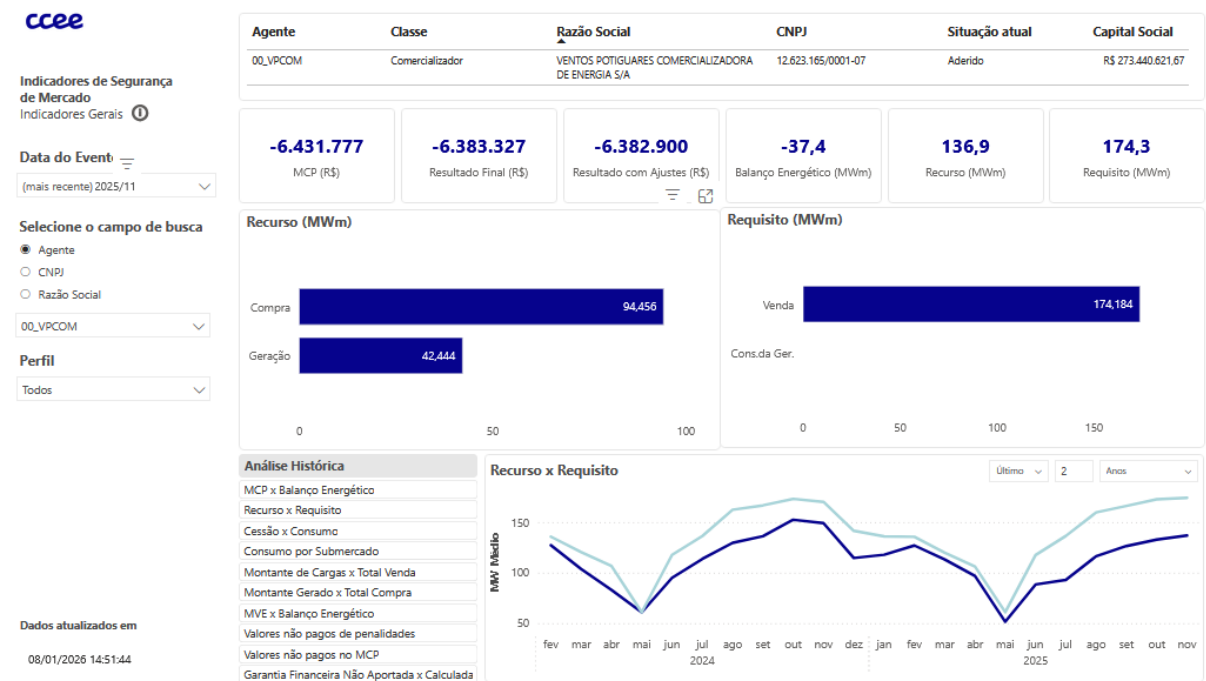
Figura 9 – Equipe Cemig instalando o medidor CCEE e a tampa adaptadora da caixa cm4



Fonte: Elaborado pelo autor, 2025

Após a conexão do medidor CCEE é possível acompanhar a medição de energia de forma remota com o intervalo de tempo desejado, bem como dados de tensão, corrente, potência, entre outros. Por ser dado confidencial do cliente, estes dados não poderão ser exibidos, porém, como monitoramento geral do sistema, a CCEE divulga dados mensais dos clientes para segurança do mercado, podendo ser acessado no site. Um exemplo destes dados pode ser visualizado na figura 10 em que é exibido o recurso, na linha mais escura, e o requisito do cliente, na linha mais clara, sendo que o recurso é a energia contrata e requisito a energia consumida, de forma a comparar se estão iguais, uma vez que caso o consumo seja maior, é gerada uma penalidade e um débito e caso o consumo seja menor, é gerado um crédito. Para o caso apresentado no gráfico da figura 10 o requisito foi maior que o recurso, tendo um balanço negativo e sendo necessário realizar compra de energia além do contrato previamente pactuado. Outros dados abertos possíveis de visualizar na CCEE são o MCP, que representa o valor que o consumidor consumiu além do contrato e teve que ser liquidado no curto prazo, ou seja, em preço de mercado, balanço energético, que é a diferença entre o recurso e o requisito, além de visualização gráfico de cessão e consumo, débitos no curto prazo, penalidade e também dados exclusivos de geradores como montante gerado e total de compra.

Figura 10 – Monitoramento de segurança de mercado recurso x requisito.



Fonte: CCEE, 2025

O preço da energia é estipulado no mercado e monitorado por Dcide em parceria com a CCEE. Semanalmente são divulgados os preços que, para este trabalho foram utilizados os preços da semana 49 divulgados em 03/12/2025, conforme figura 11.

Figura 11 – Preços médios semanais divulgados pela Dcide.

03-12-2025 / Semana 49					
Índices Curva Forward	Índice R\$/MWh		Variação Semanal	Variação Mensal	Variação Anual
Convencional Trimestre ¹	262,83	*	0,29% ▲	14,90% ▲	162,20% ▲
Convencional Longo Prazo ²	199,21		4,43% ▲	8,70% ▲	38,12% ▲
Incentivada 50% Trimestre ¹	292,61	*	1,22% ▲	13,68% ▲	121,59% ▲
Incentivada 50% Longo Prazo ²	229,43		4,09% ▲	7,84% ▲	30,04% ▲
FCF da semana (SE ponderado) ³	318,14		7,31% ▲	7,00% ▲	420,94% ▲
¹ Reflete o preço de referência da energia, na respectiva fonte, de janeiro/2026 a março/2026 (trimestre móvel). ² Reflete o preço médio de referência de energia, na respectiva fonte, de 2027 a 2030 (longo prazo). ³ Preços semanais da função de custo futuro do modelo DECOMP. * Variação sem expurgar o efeito da mudança de produto. Fonte: Pesquisa de preços Dcide 01-12-2025.					

Fonte: Dcide, 2025

3.1.4 Modelagem dos Cenários e Parâmetros Financeiros

O horizonte de análise foi fixado em 5 anos, representando o prazo de um contrato típico de fornecimento de energia no ACL ou a vigência inicial de um projeto de GD.

A TMA foi fixada em 12,00% a.a., refletindo um posicionamento conservador e condizente com a realidade macroeconômica brasileira para o horizonte de cinco anos. Este patamar é fundamentado pela composição da taxa de juro real e da inflação esperada para o período.

Considerando que os títulos públicos de longo prazo (NTN-B) apresentam rendimentos reais na casa de 6,0% a 6,5% a.a., e somando-se a isso as projeções de inflação (IPCA) que orbitam entre 4,0% e 5,0% a.a. conforme o Relatório Focus (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2026), a taxa de 12,00% atua como um *benchmark* rigoroso. Essa escolha garante que a viabilidade econômica do projeto seja testada contra um custo de oportunidade elevado, assegurando que a migração para o Mercado Livre ou o investimento em GD apenas sejam recomendados se superarem a rentabilidade das aplicações financeiras mais seguras do mercado (NETO, 2021).

A definição da $TMA = 12,00\%$ ao ano para este estudo de caso baseia-se na composição de dois elementos essenciais, conforme o modelo teórico: a Taxa Livre de Risco e o Prêmio de Risco do Projeto (GITMAN, 2010).

$$TMA = \text{Taxa Livre de Risco} + \text{Prêmio de Risco} \times 12 \quad (3.1)$$

Componente I: Taxa Livre de Risco (Custo de Oportunidade)

A base de qualquer TMA é a taxa de retorno de investimentos considerados livres de risco de crédito e liquidez (BRUNI; FAMÁ, 2012). No Brasil, esta taxa é comumente balizada pela Taxa Selic (Sistema Especial de Liquidação e de Custódia), que é a taxa básica de juros da economia e o principal instrumento de política monetária.

Para uma instituição federal como o IFMG, o capital a ser alocado (R\$8.900,00 no cenário mais custoso) é público e tem como alternativa de investimento o rendimento de títulos públicos (Tesouro Selic), que são classificados como o ativo de menor risco.

Componente II: Prêmio de Risco Marginal

O Prêmio de Risco é um retorno adicional exigido pelo investidor para assumir riscos específicos inerentes à natureza do projeto (GITMAN, 2010).

Embora a migração para o Mercado Livre de Energia nas modalidades I5 demonstre um *Payback* extremamente rápido (inferior a um ano), o projeto não é totalmente isento de risco, principalmente:

- **Risco Regulatório:** Alterações nas regras da ANEEL ou na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

- **Risco de Mercado:** Exposição à volatilidade do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), especialmente nas modalidades Atacadistas.

O patamar de 12,00% a.a. é, portanto, estabelecido como um limiar de segurança que, além de cobrir a taxa livre de risco, incorpora um prêmio marginal para compensar as incertezas inerentes ao setor elétrico. Essa abordagem garante que o projeto só será aceito se seu retorno for superior ao custo de capital e ao retorno de uma aplicação conservadora.

O Fluxo de Caixa (CF) de cada cenário é representado pela Economia Anual obtida, calculada pela equação 3.2, assumindo-se constância nos valores ao longo dos 5 anos, para fins de simplificação do modelo de análise de investimento (BRUNI; FAMÁ, 2012):

$$\text{Economia Anual} = \text{CoE Mensal} \times \text{Desconto Aplicado} \times 12 \quad (3.2)$$

3.1.5 Aplicação dos Indicadores de Desempenho Financeiro

A viabilidade econômica de cada cenário foi determinada pela aplicação dos indicadores financeiros descritos no Capítulo 3 (Referencial Teórico) e encontram-se resumidos na tabela 1:

Tabela 1 – Indicadores e Regras de Decisão

Indicador	Regra de Decisão	Objetivo
Payback Simples (PBS)	Deve ser o menor possível.	Determinar o tempo de recuperação do I_0 .
Payback Descontado (PBD)	Deve ser o menor possível.	Determinar o tempo de recuperação considerando a TMA.
Valor Presente Líquido (VPL)	$VPL > 0$ (Viável).	Medir o valor absoluto agregado pelo projeto em valor presente.
Taxa Interna de Retorno (TIR)	$TIR > TMA$ (Viável).	Medir a rentabilidade intrínseca do projeto (rentabilidade percentual).

Fonte: Elaborado pelo autor, 2025

4 REULTADOS E DISCUSSÕES

Este capítulo apresenta e discute os resultados obtidos a partir da modelagem econômico-financeira, confrontando o cenário Cativo com as alternativas do Mercado Livre (Atacadista I5, Varejista I5 e Atacadista Convencional) e a Geração Distribuída por Terceiros.

4.1 Composição Tarifária e Economia Ponderada

A modelagem de custos baseou-se na tarifa cativa e nas negociações de preço de energia no ACL. Para obter os dados de consumo do IFMG - Betim foi utilizada a fatura da figura 12, a qual possui alguns dados ocultos por serem sigilosos.

Figura 12 – Fatura de energia do IFMG Campus Betim.

CEMIG DOCUMENTO AUXILIAR DA NOTA FISCAL DE ENERGIA ELÉTRICA ELETRÔNICA
CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A. CNPJ 06.901.198/0001-16 / INSC. ESTADUAL 902.322136.00087.
AV. DARDACENA, 1.200 - 17º ANDAR - ALA 1 - DAIRO SANTO AGOSTINHO
CEP: 30190-121 - DLO HORIZONTE - MG. TARIFA SOCIAL DE ENERGIA ELÉTRICA - TSEE FÓI CRIADA PELA LEI Nº 10.426, DE 26 DE ABRIL DE 2002

IFMG - CAMPUS BETIM

Referente a **AGO/2025** Vencimento **06/10/2025** Valor a pagar (R\$) **17.390,16**

Nº DA INSTALAÇÃO

Classe	Subclasse	Modalidade Tarifária	Anterior	Datas de Leitura		Próxima
Poder Público	Poder Público Federal	THS Verde A4	31/07	Atual	Nº de dias	30/09
					31	

Itens da Fatura	Unid.	Quant.	Valores Faturados				Base Calc. ICMS	Aliq. ICMS	ICMS	Tarifa Unit.
			Preço Unit. (R\$)	Valor (R\$)	PIS/COFINS					
Demanda Ativa HFP s/ ICMS	kW	66	23,86482528	1.575,07	69,61	0,00	0,00	0,00	22,81000000	
Demanda Ativa HFP	kW	56	25,38811200	1.421,72	59,06	1.421,72	6,00	85,30	22,81000000	
Energia Ativa HFP	kWh	16.800	0,58853450	9.887,36	410,79	9.887,36	6,00	593,24	0,52877000	
Energia Ativa HP	kWh	2.100	2,63089180	5.524,85	229,53	5.524,85	6,00	331,49	2,36373000	
Energia Reativa HFP	kWh	350	0,35314074	123,57	5,12	123,57	6,00	7,41	0,31728000	
Contrib Ilum Publica Municipal				49,58						
Imposto Retido - CSLL				-185,31						
Imposto Retido - COFINS				-555,97						
Imposto Retido - PIS/PASEP				-120,45						
Imposto Retido - IRPJ				-330,26						
TOTAL				17.390,16	774,11	16.957,50		1.017,44		
Bandeira Vermelha P2 - Já Incluído no valor a pagar				1.656,98						

NOTIFICAÇÃO DE DÉBITO(S)
Até 01/09/2025 constava(m) o(s) seguinte(s) débito(s):
Mês/Ano Valor (R\$) Débitos que sujeitam ao corte:
Mês/Ano Valor (R\$) Prev. Corte

A religação estará condicionada à inexistência de débitos vencidos na unidade consumidora. No mês em que ocorrer suspensão/relição será cobrado, no mínimo, o custo de disponibilidade.

Grandezas Contratadas

Demanda Fora Ponta	122
Demanda Geração	0

Informações Gerais

Histórico de Consumo

Mês/Ano	Demanda(kW)		Energia(kWh)		HRE
	H1	H2	H1	H2	
AGO/25	53	56	2.100	16.800	0
JUL/25	49	53	2.450	17.500	0
JUN/25	49	53	2.450	17.150	0
MAY/25	53	53	2.450	18.200	0
ABR/25	56	70	2.450	18.200	0
MAR/25	42	46	1.750	14.700	0
FEB/25	60	63	2.450	18.800	0
JAN/25	63	88	2.100	18.550	0
DEZ/24	63	84	2.800	18.200	0
NOV/24	63	63	2.450	18.200	0
OCT/24	70	84	3.150	21.700	0
SET/24	67	77	2.800	21.350	0
AGO/24	53	53	2.800	18.550	0

Reservado ao Fisco

	Base de cálculo (R\$)	Alíquota (%)	Valor (R\$)
ICMS	16.957,50	6,00	1.017,44
PASEP	17.515,13	0,79	138,34
COFINS	17.515,13	3,63	635,77

Fale com CEMIG: 118 - CEMIG Torpedeo 28810 - Ouvidoria CEMIG: 0800 7288888 - Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL - Telefone: 167 - Ligação gratuita de telefones fixos e móveis.

Fonte: Elaborado pelo autor, 2025

4.1.1 Custo Base e Simulação de Fatura

Para simulação da economia média anual, foi utilizada a média ponderada da demanda e energia consumida ao longo dos 12 meses contemplados no histórico de consumo da fatura. Para

calcular o consumo médio é necessário transformar o consumo mensal em MWmédio (MWm) para que a quantidade de horas mensais não interfira na média, calcular a média e transformar novamente para MWh. A tabela 2 apresenta os dados utilizados para cálculo, sendo a coluna MWm resultado da equação 4.1.

$$MWm = \frac{\text{Consumo em MWh}}{\text{Número de dias no mês} \times 24} \quad (4.1)$$

Tabela 2 – Consumo Médio 12 Meses

Mês	Dem. HP	Dem. HFP	Dem. Ativa	Eng. HP	Eng. HFP	Eng. Ativa	Dias	Horas	Mensal	MWm
agosto-25	53	56	109	2100	16800	18900	31	24	744	0,0254
julho-25	49	53	102	2450	17500	19950	31	24	744	0,0268
junho-25	49	53	102	2450	17150	19600	30	24	720	0,0272
maio-25	53	53	106	2450	18200	20650	31	24	744	0,0277
abril-25	56	70	126	2450	18200	20650	30	24	720	0,0286
março-25	42	46	88	1750	14700	16450	31	24	744	0,0221
fevereiro-25	60	63	123	2450	16800	19250	28	24	672	0,0286
janeiro-25	63	88	151	2100	18550	20650	31	24	744	0,0277
dezembro-24	63	84	147	2800	18200	21000	31	24	744	0,0282
novembro-24	63	63	126	2450	18200	20650	30	24	720	0,0286
outubro-24	70	84	154	3150	21700	24850	31	24	744	0,0334
setembro-24	67	77	144	2800	21350	24150	30	24	720	0,0335

Fonte: Elaborado pelo autor, 2025

A Tabela 3 detalha como a composição da fatura mensal, revelando a base para cálculo da economia gerada pela redução do custo do *commodity* energia e dos encargos. É possível verificar que a demanda contratada é de 122 kW, sendo, em média, 65,83 kW utilizados na hora fora de ponta (FP) e 56,17 não utilizados, desta forma não incidindo ICMS, apenas PASEP e COFINS.

Tabela 3 – Faturamento no mercado cativo

Descrição	Montante	Tarifa	Tarifa c/ ICMS	Total
Demanda ativa kW HFP	66	22,81	25,46	R\$ 1.676,25
Demanda ativa kW HFP (s/ICMS)	56	22,81	23,86	R\$ 1.340,49
Demanda ativa kW HP	57	22,81	25,46	R\$ 1.459,81
Demanda ativa kW HP (s/ICMS)	0	22,81	23,86	R\$ -
Energia ativa kWh HP	2450	2,28496	2,55	R\$ 6.249,33
Energia ativa kWh HFP	18113	0,4503	0,50	R\$ 9.104,78
TOTAL				R\$ 19.830,65

Fonte: Elaborado pelo autor, 2025

Na tabela 4 são apresentados os valores correspondentes ao mercado livre varejista, sendo que este não possui demanda mínima de contratação necessária para ser aderido. Desta forma, a diferença desta fatura para a do cativo está representada nas linhas de desconto, uma vez que a energia incentivada I5 garante 50% de desconto na TUSD que, para este caso, por ser THS Verde A4, conforme modalidade tarifária na figura 12, é calculado para demanda e para energia ativa conforme as equações 4.2 e 4.3.

$$D_{unica} = T_{DFP} \times D_{apurado} \quad (4.2)$$

$$E_{ponta} = (T_{EP} - T_{EFP}) \times D_{apurado} + T_{EFP} \quad (4.3)$$

Em que:

- D_{unica} é a Demanda Única;
- T_{DFP} é a Tarifa de Demanda Fora de Ponta;
- $D_{apurado}$ é o Desconto Apurado (ex: 50% para I5);
- E_{ponta} representa os Encargos de Ponta;
- T_{EP} e T_{EFP} são as Tarifas de Encargo de Ponta e Fora de Ponta, respectivamente.

Tabela 4 – Fatura da distribuidora no mercado livre varejista

Descrição	Montante	Tarifa	Tarifa c/ ICMS	Total
Demanda ativa kW HFP	66	22,81	25,46	R\$ 1.676,25
Demanda ativa kW HFP (s/ICMS)	56	22,81	23,86	R\$ 1.340,49
Demanda ativa kW HP	57	22,81	25,46	R\$ 1.459,81
Demanda ativa kW HP (s/ICMS)	0	22,81	23,86	R\$ -
Energia ativa kWh HP	2450	1,809	2,0195	R\$ 4.947,73
Energia ativa kWh HFP	18113	0,153	0,171	R\$ 3.104,28
Desconto demanda HFP	122	0	-	-R\$ 1.391,41
Desconto TUSD HP	2450	0	-	-R\$ 2.028,01
TOTAL				R\$ 9.109,13

Fonte: Elaborado pelo autor, 2025

Para o mercado livre atacadista haverá uma divisão de valores, uma vez que com a energia incetivada I5 existe o desconto na TUSD. Sendo assim, a tabela 5 representa a simulação da fatura acrescentando o montante de demanda necessário para atingir o mínimo necessário para acessar este mercado, ou seja, 500 kW.

Tabela 5 – Fatura da distribuidora no mercado livre atacadista I5

Descrição	Montante	Tarifa	Tarifa c/ ICMS	Total
Demanda ativa kW HFP	66	22,81	25,46	R\$ 1.676,25
Demanda ativa kW HFP (s/ICMS)	434	22,81	23,86	R\$ 10.361,39
Demanda ativa kW HP	57	22,81	25,46	R\$ 1.459,81
Demanda ativa kW HP (s/ICMS)	0	22,81	23,86	R\$ -
Energia ativa kWh HP	2450	1,809	2,0195	R\$ 4.947,73
Energia ativa kWh HFP	18113	0,153	0,171	R\$ 3.104,28
Desconto demanda HFP	500	0	-	-R\$ 5.702,50
Desconto TUSD HP	2450	0	-	-R\$ 2.028,01
TOTAL				R\$ 13.818,94

Fonte: Elaborado pelo autor, 2025

A modalidade atacadista convencional, por sua vez, não possui desconto na TUSD, desta forma a fatura se mantém semelhante ao cativa, porém com acréscimo na demanda para atingir 500 kW.

Tabela 6 – Fatura da distribuidora no mercado livre com energia convencional

Descrição	Montante	Tarifa	Tarifa c/ ICMS	Total
Demanda ativa kW HFP	66	22,81	25,46	R\$ 1.676,25
Demanda ativa kW HFP (s/ICMS)	434	22,81	23,86	R\$ 10.361,39
Demanda ativa kW HP	57	22,81	25,46	R\$ 1.459,81
Demanda ativa kW HP (s/ICMS)	0	22,81	23,86	R\$ -
Energia ativa kWh HP	2450	1,809	2,0195	R\$ 4.947,73
Energia ativa kWh HFP	18113	0,153	0,171	R\$ 3.104,28
Desconto demanda HFP	500	0	-	-R\$ 0
Desconto TUSD HP	2450	0	-	-R\$ 0
TOTAL				R\$ 21.549,45

Fonte: Elaborado pelo autor, 2025

Além das faturas da distribuidora, com a migração passa-se a existir também a fatura da comercializadora que, baseado nos preços da Dcide, representariam, para a modalidade varejista os valores da tabela 7, considerando que os preços dos encargos representam 30 R\$/MWh e representação, conforme dado obtido em cotações realizadas no mercado, acresce cerca de 4 R\$/MWh.

Tabela 7 – Fatura da comercializadora no mercado livre - varejista I5

Descrição	Montante	Tarifa	Tarifa c/ ICMS	Total
Preço energia	20562,5	0,26343	0,32124	R\$ 6.605,52
Encargos CCEE	20562,5	0,00	0,00	R\$ 0,00
TOTAL				R\$ 6.605,52

Fonte: Elaborado pelo autor, 2025

O atacadista I5, por sua vez, possui o custo dos encargos separado, porém o preço da energia é proporcionalmente menor, representando o mesmo valor final. Na tabela 8 é possível verificar os custos da fatura.

Tabela 8 – Fatura da comercializadora no mercado livre - atacadista I5

Descrição	Montante	Tarifa	Tarifa c/ ICMS	Total
Preço energia	20562,5	0,22943	0,28	R\$ 5.753,24
Encargos CCEE	20562,5	0,03	0,04	R\$ 752,29
TOTAL				R\$ 6.505,52

Fonte: Elaborado pelo autor, 2025

Já o atacadista convencional, por não possui desconto na TUSD, paga um preço menor na energia, todavia, os encargos também são pagos à parte, conforme mostra a tabela 9.

Tabela 9 – Fatura da comercializadora no mercado livre - atacadista convencional

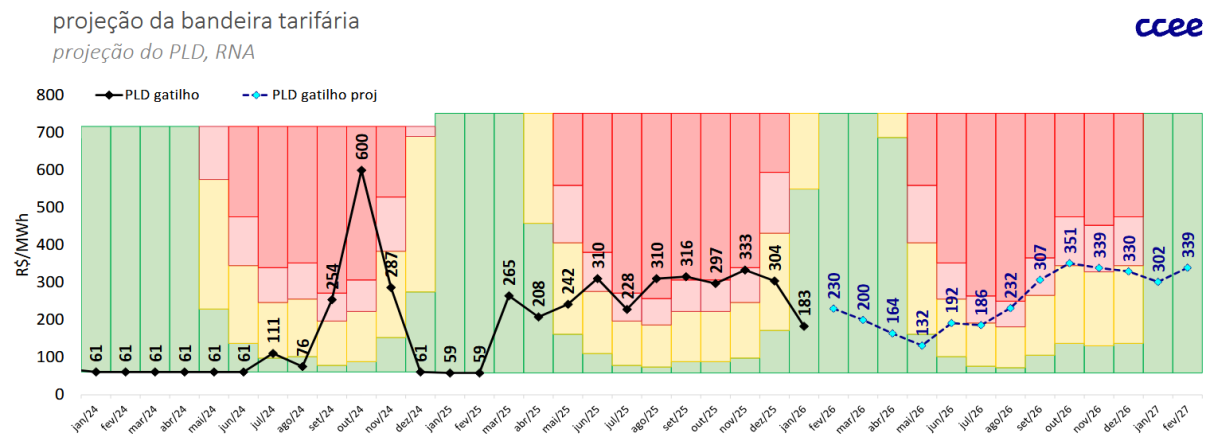
Descrição	Montante	Tarifa	Tarifa c/ ICMS	Total
Preço energia	20562,5	0,19743	0,24	R\$ 4.950,80
Encargos CCEE	20562,5	0,03	0,04	R\$ 752,29
TOTAL				R\$ 5.703,08

Fonte: Elaborado pelo autor, 2025

4.1.2 Análise Ponderada do Desconto

A Economia Anual (Fluxo de Caixa) foi calculada com base no mix de bandeiras de 2025. Na figura (Figura 13) pode ser observada a variação da bandeira tarifária ao longo dos meses e, considerando o período observado no histórico de consumo, foram calculados os descontos médios observados em cada bandeira.

Figura 13 – Bandeiras tarifárias desde jan/2024



O desconto ponderado (Desc. Ponderado) reflete o percentual médio de economia que cada cenário gera ao longo de um ano, sendo o principal fator de geração de riqueza. Na tabela 10 é possível verificar que a medida que alteram as bandeiras, o desconto também se modifica devido ao acréscimo que teria na fatura do mercado cativo.

Tabela 10 – Comparativo de economia do varejista I5 por bandeira tarifária

Somatório faturas	R\$ 15.714,95
BANDEIRA VERDE	20,75%
BANDEIRA AMARELA	22,27%
BANDEIRA VERMELHA 1	24,26%
BANDEIRA VERMELHA 2	26,74%

Fonte: Elaborado pelo autor, 2025

Para o mercado livre atacadista I5, a diferença é observada de forma a ser um custo nas bandeiras verde e amarela e economia nas bandeiras vermelha 1 e vermelha 2, conforme pode ser analisado na tabela 11.

Tabela 11 – Comparativo de economia do atacadista I5 por bandeira tarifária

Somatório faturas	R\$ 20.324,46
BANDEIRA VERDE	-2,49%
BANDEIRA AMARELA	-0,53%
BANDEIRA VERMELHA 1	2,04%
BANDEIRA VERMELHA 2	5,25%

Fonte: Elaborado pelo autor, 2025

A modalidade atacadista convencional, por sua vez, em nenhum dos cenários hídricos possui economia, apresentando, em todos os casos, custos maiores do que o mercado cativo.

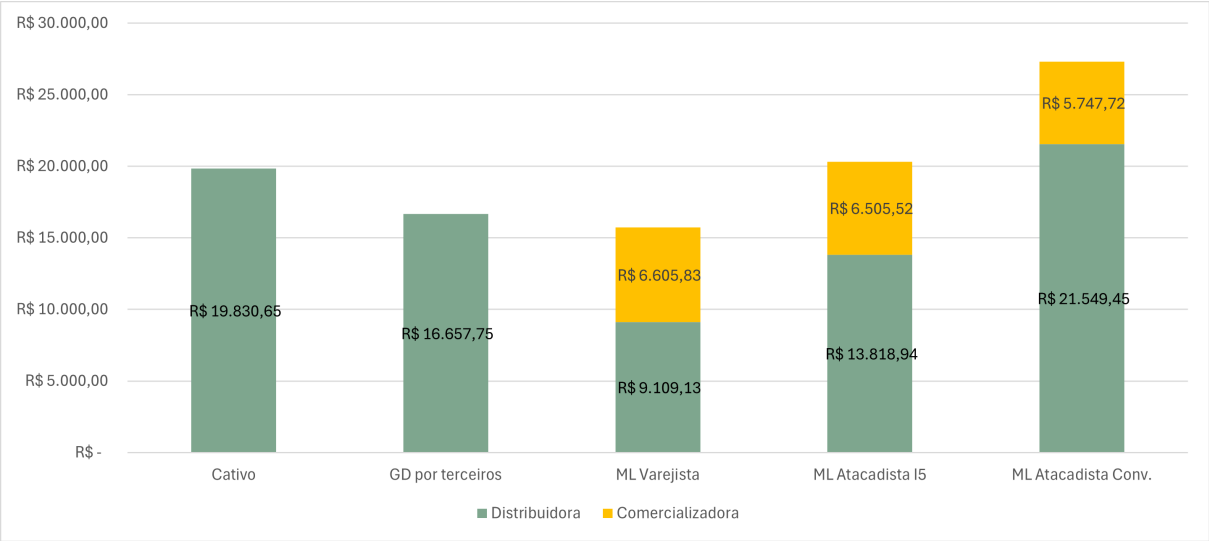
Tabela 12 – Comparativo de economia do atacadista convencional por bandeira tarifária

Somatório faturas	R\$ 27.297,17
BANDEIRA VERDE	-37,65%
BANDEIRA AMARELA	-35,01%
BANDEIRA VERMELHA 1	-31,56%
BANDEIRA VERMELHA 2	-27,26%

Fonte: Elaborado pelo autor, 2025

Analisando o custo mensal, na figura 14 é possível visualizar como seria a composição geral do custo de energia, sendo representado pela cor verde o valor a ser pago para a distribuidora e, na cor amarela o valor a ser pago para a comercializadora.

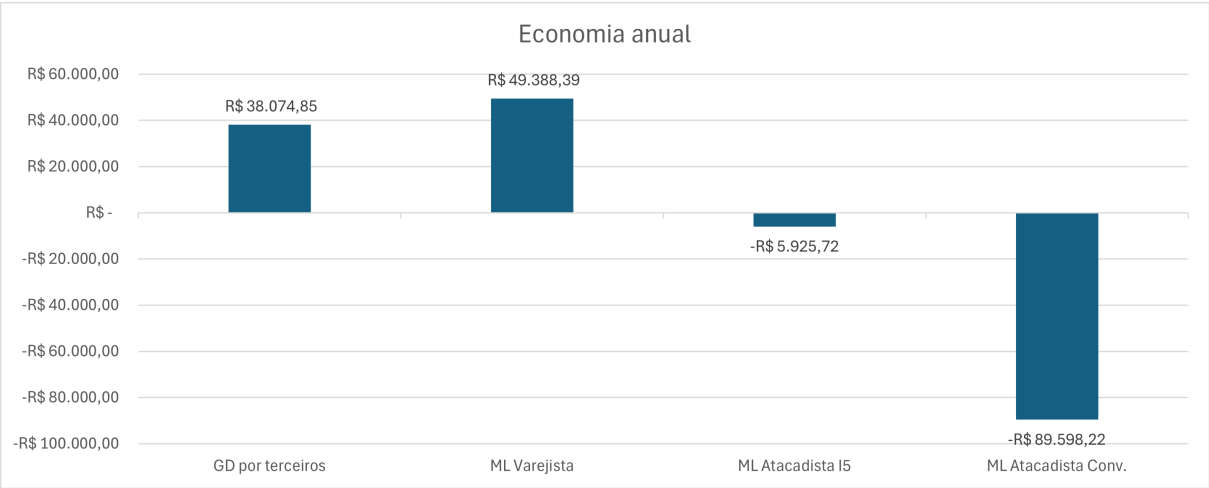
Figura 14 – Economia mensal por fatura.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2025

A figura 15 apresenta a diferença acumulada de cada uma das modalidades em comparação ao mercado cativo. É possível observar que, utilizando para a base de dados a economia mensal com o histórico de consumo apresentado na fatura e aplicação das bandeiras tarifárias em seus respectivos meses, o mercado livre atacadista apresentou custo anual maior que o mercado cativo em ambos os casos.

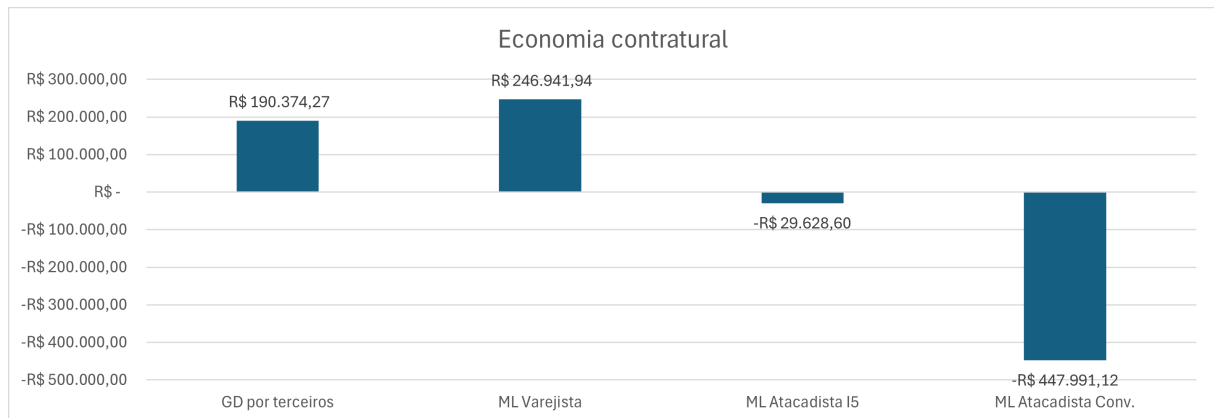
Figura 15 – Economia anual por fatura.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2025

Devido à utilização do preço e média de mercado de contratos de ano + 4, ou seja, 5 anos, o acumulado total do contrato apresentou um prejuízo muito maior no mercado livre atacadista convencional e economia maior no mercado livre varejista, conforme mostrado na figura 16

Figura 16 – Economia total do contrato de 5 anos



Fonte: Elaborado pelo autor, 2025

4.2 Resultados da Viabilidade Econômico-Financeira

A Tabela 13 resume os indicadores de VPL, TIR e Payback, cruciais para a tomada de decisão.

Tabela 13 – Análise de Viabilidade e Resultados Financeiros Ponderados

Indicador Financeiro	GD por Terceiros	ML Varejista	ML Atacadista I5	ML Atacadista Conv.
Investimento Inicial	R\$ 0,00	R\$ 200,00	R\$ 8.900,00	R\$ 8.900,00
Economia Mensal Média	R\$ 3.172,90	R\$ 4.115,70	-R\$ 493,81	-R\$ 7.466,52
Economia Anual	R\$ 38.074,85	R\$ 49.388,39	-R\$ 5.925,72	-R\$ 89.598,22
VPL (5 anos @ 12% a.a.)	R\$ 137.251,31	R\$ 177.834,09	-R\$ 30.260,89	-R\$ 331.881,53
Payback Simples	Imediato	0,05 meses	Não se recupera	Não se recupera
Ponto de Crossover	-	Mês 1	N/A	N/A

Fonte: Elaborado pelo autor, 2025

4.2.1 Discussão da Hierarquia de Viabilidade

A análise da economia anual permite observar a capacidade de cada modalidade em reduzir os custos operacionais da instituição em um período de doze meses. Conforme os resultados obtidos na Tabela 13, o ML Varejista atinge a maior economia anual (R\$ 49.388,39), superando a GD por Terceiros (R\$ 38.074,85). Nota-se que, sob os parâmetros de mercado simulados nesta etapa, as modalidades atacadistas apresentaram fluxos negativos, indicando que o custo de suprimento nessas categorias excederia o benefício econômico imediato.

No tocante ao Payback Simples, os resultados demonstram uma recuperação do investimento inicial (I_0) de forma extremamente célere para as opções viáveis. Na Geração Distribuída, o retorno é classificado como *imediato*, dado que a ausência de aporte de capital permite que o benefício financeiro seja percebido a partir da primeira fatura. Já no Mercado Varejista, o tempo de recuperação é de apenas 0,05 meses (aproximadamente 1,5 dias), o que atesta o baixíssimo risco de liquidez do projeto frente ao investimento de R\$ 200,00. Para as modalidades atacadistas,

o indicador aponta que o capital *não se recupera*, reforçando a inviabilidade financeira desses cenários nos moldes atuais.

Contudo, embora o payback seja um indicador de liquidez importante, ele avalia estritamente a recuperação do aporte inicial. Para uma análise estratégica de longo prazo em projetos de eficiência energética, o Valor Presente Líquido (VPL) consolida-se como o parâmetro mais robusto. Diferente do payback, o VPL quantifica a riqueza real adicionada à instituição ao longo de toda a vigência do contrato (cinco anos), descontando o custo de oportunidade pela Taxa Mínima de Atratividade (TMA) e integrando todos os fluxos de caixa futuros ao valor presente. Dessa forma, ele reflete o retorno total acumulado, permitindo uma escolha fundamentada na maximização do benefício financeiro institucional.

4.2.1.1 Superioridade do VPL e Vantagem Absoluta

O indicador VPL é o principal critério para a escolha de projetos mutuamente exclusivos, pois ele quantifica o valor líquido adicionado à instituição (Assaf Neto, 2008). Com base na memória de cálculo apresentada, o ML Varejista apresenta o VPL mais alto (R\$ 177.834,09), confirmando ser a opção de maior valor agregado no horizonte de 5 anos para o conjunto de dados analisado.

Neste cenário, a vantagem do Mercado Varejista sobre a Geração Distribuída por Terceiros é de R\$ 40.582,78 em valor presente líquido. Mesmo exigindo um pequeno investimento em adequação de infraestrutura, a maior eficiência na economia mensal do varejo garante um saldo final superior, justificando tecnicamente a migração em detrimento da permanência no ambiente cativo com GD.

4.2.1.2 Impacto da Redução do Custo de Cabine (I_0)

A manutenção do custo de adequação de infraestrutura em um patamar reduzido (R\$200,00) resultou em indicadores de liquidez e rentabilidade excepcionais para o cenário vencedor uma vez que apresentaram, na análise de payback simples, um retorno do investimento no ML Varejista em apenas 0,05 meses (aproximadamente 1,5 dias), o que torna o risco de capital virtualmente nulo e garante liquidez imediata dos benefícios. Além disto, a economia mensal média de R\$ 4.115,70 no Varejista o consolidou como a maior rentabilidade real observada, uma vez que as modalidades atacadistas apresentaram fluxos negativos nas condições atuais de mercado simuladas nesta tabela.

As modalidades Atacadista I5 e Atacadista Convencional demonstraram-se inviáveis sob estes parâmetros específicos, apresentando economias mensais negativas e, consequentemente, VPLs que não justificam o investimento inicial de R\$ 8.900,00.

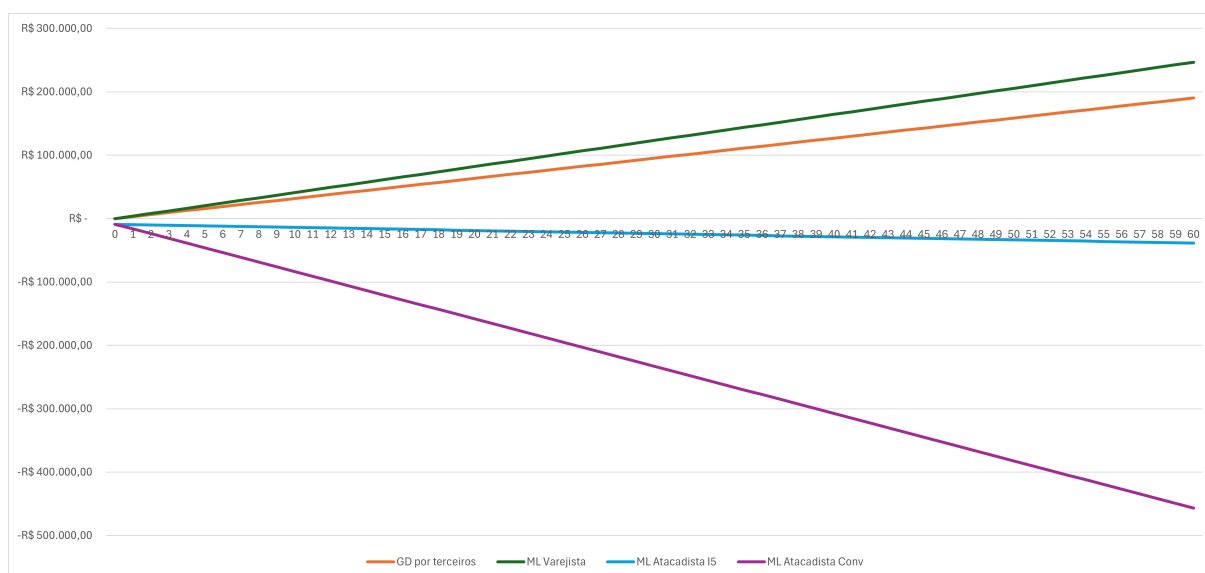
4.2.1.3 O Ponto de Crossover: Vantagem no Curto Prazo

A análise temporal da Tabela 13 confirma que a superioridade econômica do Mercado Livre em relação à GD é atingida de forma quase instantânea, visto que o Mercado Varejista torna-se financeiramente mais vantajoso que a GD já no Mês 1 (especificamente em 0,21 meses).

Este resultado refuta o argumento de que a ausência de investimento inicial (I_0) tornaria a Geração Distribuída a melhor opção, provando que a alta eficiência do desconto no ACL Varejista anula o custo de migração em menos de trinta dias de operação.

Na figura 17 são apresentados, através das linhas, a projeção das economias ao longo dos 60 meses de contrato.

Figura 17 – Comparativo de economia acumulada ao longo do tempo



Fonte: Elaborado pelo autor, 2025

É importante ressaltar que a hierarquia de viabilidade identificada neste estudo é intrinsecamente dependente do perfil de carga e da demanda faturada do IFMG Campus Betim no período analisado. Como os resultados demonstraram a superioridade da modalidade varejista para um patamar de demanda média de 122 kW, a configuração de resultados poderia sofrer alterações significativas em cenários de expansão de carga ou para consumidores de maior porte. Em unidades consumidoras com demandas substancialmente mais elevadas, os custos fixos de adesão e as taxas de gestão das modalidades atacadistas seriam diluídos frente ao volume total de energia transacionada, podendo tornar o acesso direto à CCEE competitivo em relação ao modelo varejista.

5 CONCLUSÃO

O presente estudo de caso realizou uma análise técnica e econômico-financeira comparativa entre diferentes modalidades de suprimento de energia para o IFMG - Betim, confrontando o modelo de Geração Distribuída (GD) por terceiros com as opções disponíveis no Ambiente de Contratação Livre (ACL). A pesquisa permitiu identificar que, embora a instituição esteja inserida em um cenário regulatório complexo e em constante transformação, existem oportunidades concretas para a otimização de recursos públicos por meio da gestão energética estratégica.

A avaliação dos indicadores financeiros, fundamentada no critério do Valor Presente Líquido (VPL), revelou uma hierarquia clara de viabilidade para o cenário analisado. O ML Varejista consolidou-se como a opção de maior valor agregado para o IFMG - Betim, apresentando um VPL de R\$ 177.834,09 em um horizonte de 5 anos. Este resultado representa um incremento patrimonial líquido significativamente superior à GD por terceiros (VPL de R\$ 137.251,31), gerando uma vantagem absoluta de R\$ 40.582,78 em valor presente. Por outro lado, as modalidades atacadistas, sob as condições específicas desta simulação, apresentaram fluxos negativos, o que as desqualifica como opções viáveis frente às demais alternativas.

No que tange à liquidez, a redução dos custos iniciais de adequação tecnológica (I_0) para R\$ 200,00 permitiu que o Mercado Varejista apresentasse um retorno sobre o investimento praticamente instantâneo, com um *payback* simples de apenas 0,05 meses (aproximadamente 1,5 dias). A análise do Ponto de Crossover foi determinante para desmistificar a percepção de que a ausência de aporte inicial tornaria a GD por terceiros a opção preferencial; demonstrou-se que o ML Varejista supera a economia acumulada da GD já no Mês 1 de operação. Esse resultado prova que a maior eficiência mensal do mercado livre compensa o investimento inicial em um prazo inferior a trinta dias, mitigando o risco financeiro da transição.

Em conformidade com os objetivos propostos, este trabalho recomenda ao IFMG - Betim a migração para o Mercado Livre de Energia na modalidade Varejista. Esta transição alinha-se aos princípios de eficiência e economicidade da administração pública, permitindo que a economia anual projetada de aproximadamente R\$ 49.388,39 seja redirecionada para as atividades-fim da instituição, como ensino, pesquisa e extensão. A escolha pelo modelo varejista garante a captura máxima de valor com o menor risco de capital, consolidando-se como a estratégia de gestão energética mais robusta para o campus.

Como sugestão para trabalhos futuros, recomenda-se a análise da integração de sistemas de armazenamento de energia (BESS) no ACL para mitigação de riscos de ponta, bem como o estudo do impacto da abertura total do mercado para consumidores de baixa tensão. Adicionalmente, ressalta-se a necessidade de refazer os cálculos de viabilidade sob diferentes cenários de mercado, considerando a atual conjuntura hídrica desfavorável e as recentes alterações na metodologia de cálculo do PLD. Tais mudanças, que visam aumentar a aversão ao risco sistêmico, podem elevar os preços spot e influenciar o custo da energia de reserva e encargos. Portanto, é imperativo observar a variação das curvas de preço de mercado no momento da execução prática deste estudo

para assegurar a captura das melhores oportunidades contratuais.

Adicionalmente, sugere-se a realização de estudos que contemplem as incertezas jurídicas e regulatórias inerentes ao setor elétrico brasileiro. Uma análise aprofundada dos riscos de alterações retroativas em subsídios para fontes incentivadas (Energia I5) e das possíveis mudanças na legislação de Geração Distribuída, como revisões na Lei nº 14.300/2022, é fundamental para garantir a segurança jurídica de contratos de longo prazo. Tais avaliações permitirão antever cenários onde mudanças no arcabouço legal possam inverter a vantagem econômica entre o Ambiente de Contratação Livre e o Mercado Cativo.

REFERÊNCIAS

- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução Normativa n. 482, de 17 de abril de 2012**: Dispõe sobre a microgeração e minigeração distribuída. 2012. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 18 abr. 2012. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 20 dez. 2025. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 29.
- _____. **Resolução Normativa n. 687, de 24 de novembro de 2015**: Altera procedimentos da geração distribuída. 2015. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 25 nov. 2015. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 20 dez. 2025. Citado na página 24.
- _____. **Institucional**. 2024. Acesso em: 18 dez. 2025. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9427cons.htm>. Citado 3 vezes nas páginas 25, 26 e 30.
- _____. **Resolução Homologatória n. 3.459, de 20 de maio de 2025**: Estabelece as tarifas de energia - te e as tarifas de uso do sistema de distribuição - tusd referentes à companhia energética de minas gerais - cemig-d. 2025. Acesso em: 26 dez. 2025. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20253459ti.pdf>>. Citado na página 38.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 1.031, de 26 de julho de 2022**. 2022. Estabelece critérios para aplicação de descontos nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão. Citado na página 31.
- Assaf Neto, A. **Finanças corporativas e valor**. 4. ed. São Paulo: Atlas, 2008. Citado 2 vezes nas páginas 36 e 53.
- BAIDIER, M. **Comercialização de Energia Elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro: Synergia, 2021. Aborda a migração para o ACL e as mudanças regulatórias recentes. Citado na página 14.
- BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Relatório Focus: Expectativas de Mercado**. 2026. Acesso em: 08 jan. 2026. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/publicacoes/focus>>. Citado na página 42.
- BRASIL. **Lei n. 9.074, de 7 de julho de 1995**: Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos de energia elétrica. 1995. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 8 jul. 1995. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9074cons.htm>. Acesso em: 19 dez. 2025. Citado 2 vezes nas páginas 18 e 22.
- BRASIL. **Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995**: Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos. Brasília, DF: [s.n.], 1995. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 14 fev. 1995. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l8987cons.htm>. Acesso em: 19 dez. 2025. Citado na página 18.
- BRASIL. **Lei n. 9.427, de 26 de dezembro de 1996**: Institui a agência nacional de energia elétrica – aneel. 1996. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 27 dez. 1996. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9427cons.htm>. Acesso em: 19 dez. 2025. Citado na página 19.

_____. **Decreto n. 2.655, de 2 de julho de 1998:** Regulamenta o mercado atacadista de energia elétrica (mae) e o mecanismo de realocação de energia (mre). 1998. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 3 jul. 1998. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d2655.htm>. Acesso em: 19 dez. 2025. Citado na página 19.

_____. **Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004:** Regulamenta a comercialização de energia elétrica no sistema interligado nacional – sin e dá outras providências. 2004. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 31 jul. 2004. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.htm>. Acesso em: 19 dez. 2025. Citado na página 21.

_____. **Lei n. 10.848, de 15 de março de 2004:** Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as leis n. 5.655/1971, n. 8.631/1993, n. 9.074/1995, n. 9.427/1996, n. 9.478/1997, n. 9.648/1998, e dá outras providências. 2004. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 16 mar. 2004. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm>. Acesso em: 19 dez. 2025. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 22.

_____. **Lei n. 14.120, de 1º de março de 2021:** Altera dispositivos do setor elétrico e institui medidas de modernização. 2021. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 2 mar. 2021. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/lei/L14120.htm>. Acesso em: 20 dez. 2025. Citado na página 22.

_____. **Lei n. 14.300, de 6 de janeiro de 2022:** Estabelece diretrizes para geração distribuída e incentivos fiscais. 2022. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 7 jan. 2022. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm>. Acesso em: 20 dez. 2025. Citado 4 vezes nas páginas 24, 25, 29 e 30.

Brasil. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução nº 233, de 14 de julho de 1998:** Estabelece as regras iniciais de organização e funcionamento do Mercado Atacadista de Energia (MAE). Brasília, DF, 1998. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/res1998233.pdf>>. Acesso em: 18 dez. 2025. Citado 2 vezes nas páginas 19 e 20.

_____. **Resolução Normativa nº 156, de 23 de maio de 2005:** Estabelece as Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Brasília, DF, 2005. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2005156.pdf>>. Acesso em: 18 dez. 2025. Citado na página 21.

_____. **Painel de Micro e Minigeração Distribuída.** Brasília, DF, 2022. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoibWVhYmY1NjltYmY1NS00ZjMxLTg0MjktOGMzOGIxZWJiMGM5IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LW>>. Acesso em: 17 dez. 2025. Citado na página 25.

_____. **Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 3/2022-SRT/ANEEL:** Abertura do mercado livre para consumidores com carga inferior a 500 kW. Brasília, DF, 2022. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/air2022003srt.pdf>>. Acesso em: 18 dez. 2025. Citado na página 33.

_____. **Resolução Homologatória nº 5, de 7 de janeiro de 2025:** Dispõe sobre a base de cálculo para compensação de energia elétrica e descontos aplicáveis em Geração Distribuída para a área de concessão da Cemig-D. Brasília, DF, 2025. Disponível em:

<<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20253459ti.pdf>>. Acesso em: 19 dez. 2025. Citado na página 30.

Brasil. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). **Sobre a CCEE: Histórico institucional**. São Paulo, 2019. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/en/web/guest/sobrenos>>. Acesso em: 18 dez. 2025. Citado 6 vezes nas páginas 19, 20, 21, 22, 26 e 33.

_____. **Boletim de Segurança do Mercado**: Edição nº 240. São Paulo, 2023. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/-/boletim-de-seguranca-do-mercado-240>>. Acesso em: 17 dez. 2025. Citado na página 23.

Brasil. Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). **História da operação do sistema interligado nacional**: Volume 1: A trajetória do ONS e a operação do SIN no período de 1999 a 2002. Rio de Janeiro, 1999. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Hist%C3%B3ria%20da%20opera%C3%A7%C3%A3o%20do%20sistema%20interligado%20nacional%20-%20Vol%201.pdf>>. Acesso em: 18 dez. 2025. Citado na página 20.

_____. **Relatório Anual 2005**. Rio de Janeiro, 2005. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/2005-ONS-Relatorio-Anual.pdf>>. Acesso em: 17 dez. 2025. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 22.

BRUNI, A. L.; FAMÁ, R. **Gestão de custos e formação de preços**: com ênfase na área de serviços. 6. ed. São Paulo: Atlas, 2012. Citado 3 vezes nas páginas 35, 42 e 43.

CCEE. **O Mercado Livre de Energia e a Abertura para o Grupo A**. São Paulo, 2024. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/>>. Acesso em: 10 fev. 2026. Citado na página 32.

_____. **Plano Decenal de Expansão de Energia e a Abertura Total do Mercado**. São Paulo, 2025. Citado na página 32.

CEMIG SIM. **Cemig SIM: Energia Solar por Assinatura**. 2024. Acesso em: 18 dez. 2025. Disponível em: <<https://cemigsim.com.br/>>. Citado na página 30.

Clarke Energia. **Encargos Setoriais: conheça o histórico de ESS e EER**. 2024. Publicado em: jan. 2024. Disponível em: <<https://clarke.com.br/post/encargos-setoriais/>>. Acesso em: 9 jan. 2026. Citado na página 32.

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). **Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico**. 2024. Acesso em: 18 dez. 2025. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cmse>>. Citado na página 26.

Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). **Atribuições**. 2024. Acesso em: 18 dez. 2025. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe>>. Citado na página 25.

Câmara dos Deputados, B. **Projeto de Lei nº 5.829, de 2019**: Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Programa de Energia Renovável Social (PERS). Brasília, DF: [s.n.], 2019. Apresentado em: 29 out. 2019. Disponível em: <<https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2228151>>. Acesso em: 20 dez. 2025. Citado na página 24.

EDP Brasil. **Mercado livre de energia x geração distribuída: como escolher?** 2024. Análise técnica de modelos de suprimento para consumidores do Grupo A. Disponível em: <<https://solucoes.edp.com.br/blog/mercado-livre-de-energia-e-geracao-distribuida/>>. Acesso em: 9 jan. 2026. Citado 2 vezes nas páginas 28 e 29.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Institucional**. 2024. Acesso em: 18 dez. 2025. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/a-epe/quem-somos>>. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 26.

FILHO, N. C.; KOPITKE, B. H. **Análise de Investimentos: Estratégias de seleção de projetos e engenharia econômica**. 11. ed. São Paulo: Atlas, 2010. Uma das maiores referências brasileiras para o conceito de TMA e fluxos de caixa. Citado 3 vezes nas páginas 34, 35 e 36.

GITMAN, L. J. **Princípios de administração financeira**. 12. ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2010. Citado 2 vezes nas páginas 35 e 42.

Ministério de Minas e Energia (MME). **Portaria n. 514, de 27 de dezembro de 2018**: Estabelece condições para contratação no acl. 2018. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 28 dez. 2018. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/acao-a-informacao/legislacao/portarias/2018/portaria-n-514-2018.pdf/view>>. Acesso em: 20 dez. 2025. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 23.

_____. **Portaria n. 465, de 12 de dezembro de 2019**: Reduz limites de carga para consumidores livres. 2019. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 12 dez. 2019. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/acao-a-informacao/legislacao/portarias/2019/portaria-n-465-2019.pdf/view>>. Acesso em: 20 dez. 2025. Citado na página 22.

_____. **Portaria n. 50, de 27 de janeiro de 2023**: Consolida o cronograma de abertura do mercado livre. 2023. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 30 jan. 2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/acao-a-informacao/legislacao/portarias/2023/portaria-n-50-p-gm-mme-2023.pdf/view>>. Acesso em: 20 dez. 2025. Citado na página 23.

_____. **Estrutura do Setor Elétrico**. 2024. Acesso em: 18 dez. 2025. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/acao-a-informacao/institucional/estrutura-organizacional>>. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 26.

NETO, A. A. **Finanças Corporativas e Valor**. 7. ed. São Paulo: Atlas, 2021. Citado na página 42.

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). **Institucional**. 2024. Acesso em: 18 dez. 2025. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/atuacao>>. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 33.

ROSA, L. P.; TOLMASQUIM, M. T.; PIRES, J. C. L. **A reforma do setor elétrico no Brasil e no mundo: uma visão crítica**. Rio de Janeiro: Relume Dumará, 1998. Citado na página 18.

SAMANEZ, C. P. **Engenharia Econômica**. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2009. Define a TMA como o parâmetro de comparação entre a rentabilidade do projeto e o mercado. Citado 2 vezes nas páginas 34 e 35.

SILVA, J. M.; OLIVEIRA, R. T. O papel do comercializador varejista na modernização do setor elétrico brasileiro. **Revista Brasileira de Energia**, v. 30, n. 1, 2024. Citado na página 32.

TOLMASQUIM, M. T. **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica.** Rio de Janeiro: Synergia, 2022. Citado na página 31.

APÊNDICES

MEMORIAL DE CÁLCULO

Parâmetros de Entrada e Premissas

Os cálculos baseiam-se nos valores médios mensais apurados: Demanda Ativa HP (D_{HP}): 57,33 kW.

Demanda Ativa HFP (D_{HFP}): 65,83 kW.

Demanda contratada não utilizada (D_{extra}): 56,17 kW (parcela sem incidência de ICMS).

Energia Ativa HP (E_{HP}): 2.450 kWh.

Energia Ativa HFP (E_{HFP}): 18.112,5 kWh.

Alíquotas de Impostos: $PASEP = 0,79\%$; $COFINS = 3,63\%$; $ICMS = 6,00\%$.

As tarifas com impostos são calculadas pelo método de "cálculo por dentro":

$$Tarifa_{c/ICMS} = \frac{Tarifa_{base}}{1 - (0,0079 + 0,0363 + 0,06)} = \frac{Tarifa_{base}}{0,8958} \quad (1)$$

$$Tarifa_{s/ICMS} = \frac{Tarifa_{base}}{1 - (0,0079 + 0,0363)} = \frac{Tarifa_{base}}{0,9558} \quad (2)$$

Cenário 1: Mercado Cativo

O faturamento no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) é composto pela soma das componentes de demanda e energia aplicadas pela distribuidora local, sem os descontos aplicáveis ao mercado livre.

Cálculo da Demanda Ativa HFP com ICMS (65,83 kW) Este valor corresponde à parcela da demanda medida no horário fora de ponta (HFP) sobre a qual incide a alíquota integral de impostos (PIS, COFINS e ICMS).

$$V_{D_{HFP}} = 65,83 \text{ kW} \times R\$ 25,463 = R\$ 1.676,25 \quad (3)$$

Cálculo da Demanda Ativa HFP sem ICMS (56,17 kW) Refere-se à parcela da demanda contratada e não utilizada (lastro). Por jurisprudência e regulação, sobre esta parcela incidem apenas PIS e COFINS, sem a aplicação do ICMS.

$$V_{D_{HFP_s/ICMS}} = 56,17 \text{ kW} \times R\$ 23,865 = R\$ 1.340,49 \quad (4)$$

Cálculo da Demanda Ativa HP (57,33 kW) Parcela da demanda medida no horário de ponta (HP), com incidência total de impostos.

$$V_{D_{HP}} = 57,33 \text{ kW} \times R\$ 25,463 = R\$ 1.459,81 \quad (5)$$

Cálculo da Energia Ativa HP (2.450 kWh) Valor referente ao consumo de energia elétrica no horário de ponta, onde as tarifas são significativamente superiores devido ao pico de carga do

sistema.

$$V_{E_HP} = 2.450 \text{ kWh} \times R\$ 2,551 = R\$ 6.249,33 \quad (6)$$

Cálculo da Energia Ativa HFP (18.112,5 kWh) Valor referente ao consumo de energia elétrica no horário fora de ponta, onde a tarifa é mais reduzida em comparação ao horário de ponta.

$$V_{E_HFP} = 18.112,5 \text{ kWh} \times R\$ 0,503 = R\$ 9.104,78 \quad (7)$$

Custo Total Cativo

O custo total mensal no mercado cativo (C_{cat}) é a soma de todas as componentes faturadas pela distribuidora:

$$C_{cat} = 1.676,25 + 1.340,49 + 1.459,81 + 6.249,33 + 9.104,78 \quad (8)$$

$$C_{cat} = R\$ 19.830,65 \quad (9)$$

Cenário 1: Geração Distribuída (GD) por Terceiros

A modalidade de assinatura prevê um desconto de 16% sobre o valor total do mercado cativo:

$$Economia_{GD} = C_{cat} \times 0,16 = 19.830,65 \times 0,16 = R\$3.172,90 \quad (10)$$

$$\text{Custo Total GD: } R\$19.830,65 - R\$3.172,90 = R\$16.657,75.$$

Cenário 2: Mercado Livre (ACL) - Varejista

O faturamento neste cenário é composto pela separação dos custos de transporte (Distribuidora) e de suprimento (Comercializadora).

Distribuidora (TUSD)

Na modalidade varejista, o IFMG - Betim mantém a sua demanda contratada original. Contudo, por adquirir energia de fontes renováveis, faz jus ao desconto de 50% na TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição) sobre a demanda e sobre o encargo de energia (TUSD Consumo).

Demanda Ativa HFP (65,83 kW) Parcela da demanda medida no horário fora de ponta com incidência integral de impostos.

$$V_{D_HFP} = 65,83 \text{ kW} \times R\$ 25,4632 = R\$ 1.676,25 \quad (11)$$

Demanda Ativa HFP s/ ICMS (56,17 kW) Parcela da demanda contratada e não utilizada (lastro), sobre a qual incidem apenas PIS e COFINS.

$$V_{D_HFP_s/ICMS} = 56,17 \text{ kW} \times R\$ 23,8648 = R\$ 1.340,49 \quad (12)$$

Demanda Ativa HP (57,33 kW) Parcela da demanda medida no horário de ponta.

$$V_{D_HP} = 57,33 \text{ kW} \times R\$ 25,4632 = R\$ 1.459,81 \quad (13)$$

Energia Ativa HP (2.450 kWh) Encargo de transporte para o consumo no horário de ponta.

$$V_{E_HP} = 2.450 \text{ kWh} \times R\$ 2,0194 = R\$ 4.947,73 \quad (14)$$

Energia Ativa HFP (18.112,5 kWh) Encargo de transporte para o consumo no horário fora de ponta.

$$V_{E_HFP} = 18.112,5 \text{ kWh} \times R\$ 0,1714 = R\$ 3.104,28 \quad (15)$$

Desconto de Demanda HFP (122 kW) Aplicação do desconto de 50% sobre a TUSD de demanda para fontes incentivadas.

$$Desc_{Demanda} = 122 \text{ kW} \times (-R\$ 11,405) = -R\$ 1.391,41 \quad (16)$$

Desconto TUSD Energia (2.450 kWh) Aplicação do desconto de 50% sobre a TUSD de consumo no horário de ponta.

$$Desc_{Energia} = 2.450 \text{ kWh} \times (-R\$ 0,8277) = -R\$ 2.028,01 \quad (17)$$

Subtotal Distribuidora:

$$Subtotal_{Dist} = 1.676,25 + 1.340,49 + 1.459,81 + 4.947,73 + 3.104,28 - 1.391,41 - 2.028,01 \quad (18)$$

$$Subtotal_{Dist} = R\$ 9.109,13 \quad (19)$$

Comercializadora Varejista

Na modalidade varejista, o custo da energia commodity, encargos da CCEE e taxas de representação são consolidados em uma única fatura pela comercializadora varejista.

Cálculo do Custo da Energia: Consumo total médio mensal (20,5625 MWh) multiplicado pelo preço da energia incentivada varejista (com impostos inclusos).

$$V_{Energia} = 20,5625 \text{ MWh} \times R\$ 321,256/\text{MWh} = R\$ 6.605,83 \quad (20)$$

Subtotal Mercado:

$$Subtotal_{Mercado} = R\$ 6.605,83 \quad (21)$$

Custo Total Mensal

O custo final desta modalidade é a soma das obrigações com a distribuidora local e com o supridor de energia:

$$Custo_{Total} = Subtotal_{Distribuidora} + Subtotal_{Mercado} \quad (22)$$

$$Custo_{Total} = R\$ 9.109,13 + R\$ 6.605,83 = R\$ 15.714,96 \quad (23)$$

Cenário 3: Mercado Livre (ACL) - Atacadista I5

O faturamento neste cenário é dividido entre os custos de transporte (Distribuidora) e os custos de suprimento e liquidação (Comercializadora e CCEE).

Distribuidora (TUSD)

Nesta modalidade, a instituição utiliza energia de fontes renováveis incentivadas, o que garante um desconto de 50% na TUSD (I5) aplicada à demanda e ao encargo de energia. Para a modalidade atacadista, a demanda contratada deve ser ajustada para o mínimo de 500 kW.

Cálculo da Demanda Ativa HFP (65,83 kW) Este valor corresponde à parcela da demanda medida no horário fora de ponta com incidência total de impostos.

$$V_{D_HFP} = 65,83 \text{ kW} \times R\$ 25,4632 = R\$ 1.676,25 \quad (24)$$

Cálculo da Demanda Complementar (434,17 kW) Refere-se à diferença necessária para atingir o lastro mínimo de 500 kW (500 – 65,83). Sobre esta parcela não utilizada, incidem apenas PIS e COFINS (sem ICMS).

$$V_{D_comp} = 434,17 \text{ kW} \times R\$ 23,8648 = R\$ 10.361,39 \quad (25)$$

Cálculo da Demanda Ativa HP (57,33 kW) Parcela da demanda medida no horário de ponta com incidência total de impostos.

$$V_{D_HP} = 57,33 \text{ kW} \times R\$ 25,4632 = R\$ 1.459,81 \quad (26)$$

Cálculo da Energia Ativa HP (2.450 kWh) Custo do transporte (TUSD) para o consumo realizado no horário de ponta.

$$V_{E_HP} = 2.450 \text{ kWh} \times R\$ 2,0194 = R\$ 4.947,73 \quad (27)$$

Cálculo da Energia Ativa HFP (18.112,5 kWh) Custo do transporte (TUSD) para o consumo realizado no horário fora de ponta.

$$V_{E_HFP} = 18.112,5 \text{ kWh} \times R\$ 0,1714 = R\$ 3.104,28 \quad (28)$$

Cálculo do Desconto de Demanda HFP (500 kW) Desconto de 50% na TUSD de demanda aplicado sobre a demanda total contratada para a modalidade atacadista (500 kW).

$$Desc_{D_HFP} = 500 \text{ kW} \times (-R\$ 11,405) = -R\$ 5.702,50 \quad (29)$$

Cálculo do Desconto TUSD HP (2.450 kWh) Desconto de 50% na TUSD de energia aplicado sobre o consumo no horário de ponta.

$$Desc_{TUSD_HP} = 2.450 \text{ kWh} \times (-R\$ 0,8277) = -R\$ 2.028,01 \quad (30)$$

Subtotal da Distribuidora:

$$Subtotal_{Dist} = 1.676,25 + 10.361,39 + 1.459,81 + 4.947,73 + 3.104,28 - 5.702,50 - 2.028,01 \quad (31)$$

$$Subtotal_{Dist} = R\$ 13.818,94 \quad (32)$$

Comercializadora e CCEE

A energia incentivada I5 possui custo de commodity superior à convencional, e os encargos da CCEE são liquidados separadamente na modalidade atacadista.

Cálculo do Custo da Energia O montante médio mensal (20,5625 MWh) multiplicado pelo preço da energia incentivada de mercado (com impostos inclusos).

$$V_{Energia} = 20,5625 \text{ MWh} \times R\$ 279,79/\text{MWh} = R\$ 5.753,24 \quad (33)$$

Cálculo dos Encargos e Taxas CCEE Refere-se aos encargos setoriais e taxas de contribuição à CCEE, calculados proporcionalmente ao consumo.

$$V_{CCEE} = 20,5625 \text{ MWh} \times R\$ 36,58/\text{MWh} = R\$ 752,29 \quad (34)$$

Subtotal do Mercado:

$$Subtotal_{Mercado} = R\$ 5.753,24 + R\$ 752,29 = R\$ 6.505,53 \quad (35)$$

Custo Total Mensal

O custo final mensal da modalidade atacadista I5 é a soma das obrigações com a distribuidora e com o mercado livre:

$$Custo_{Total} = Subtotal_{Distribuidora} + Subtotal_{Mercado} \quad (36)$$

$$Custo_{Total} = R\$ 13.818,94 + R\$ 6.505,53 = R\$ 20.324,47 \quad (37)$$

Cenário 4: Mercado Livre (ACL) - Atacadista Convencional

O faturamento é dividido entre a Distribuidora e a Comercializadora:

Distribuidora

Nesta modalidade, a instituição paga a Tarifa Fio integralmente, sem os descontos aplicáveis às fontes incentivadas (I5).

Cálculo da Demanda Ativa HFP (65,83 kW) Este valor corresponde à parcela da demanda medida no horário fora de ponta com incidência total de impostos.

$$V_{D_HFP} = 65,83 \text{ kW} \times R\$ 25,4632 = R\$ 1.676,25 \quad (38)$$

Cálculo da Demanda Complementar (434,17 kW) Refere-se à diferença necessária para atingir o lastro mínimo de 500 kW (500 – 65,83). Sobre esta parcela não utilizada, incidem apenas PIS e COFINS (sem ICMS).

$$V_{D_comp} = 434,17 \text{ kW} \times R\$ 23,8648 = R\$ 10.361,39 \quad (39)$$

Cálculo da Demanda Ativa HP (57,33 kW) Parcela da demanda medida no horário de ponta com incidência total de impostos.

$$V_{D_HP} = 57,33 \text{ kW} \times R\$ 25,4632 = R\$ 1.459,81 \quad (40)$$

Cálculo da Energia Ativa HP (2.450 kWh) Custo do transporte (TUSD) para o consumo realizado no horário de ponta.

$$V_{E_HP} = 2.450 \text{ kWh} \times R\$ 2,0194 = R\$ 4.947,73 \quad (41)$$

Cálculo da Energia Ativa HFP (18.112,5 kWh) Custo do transporte (TUSD) para o consumo realizado no horário fora de ponta.

$$V_{E_HFP} = 18.112,5 \text{ kWh} \times R\$ 0,1714 = R\$ 3.104,28 \quad (42)$$

Subtotal da Distribuidora O custo total devido à distribuidora é a soma das parcelas de demanda e encargos de uso da rede:

$$Subtotal_{Dist} = 1.676,25 + 10.361,39 + 1.459,81 + 4.947,73 + 3.104,28 \quad (43)$$

$$Subtotal_{Dist} = R\$ 21.549,45 \quad (44)$$

Comercializadora e CCEE

Cálculo do Custo da Energia A energia convencional é adquirida a preço de mercado. O montante médio mensal de 20,5625 *MWh* é multiplicado pelo preço acordado, já considerando a incidência de impostos (PIS/COFINS).

$$V_{Energia} = 20,5625 \text{ MWh} \times R\$ 242,94/\text{MWh} = R\$ 4.995,43 \quad (45)$$

Cálculo dos Encargos e Taxas CCEE Refere-se aos encargos setoriais (ESS, EER) e taxas de contribuição à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, também calculados proporcionalmente ao consumo e acrescidos de impostos.

$$V_{CCEE} = 20,5625 \text{ MWh} \times R\$ 36,58/\text{MWh} = R\$ 752,29 \quad (46)$$

Subtotal do Mercado O custo de mercado é a soma da commodity (energia) com os custos operacionais do ambiente livre:

$$Subtotal_{Mercado} = R\$ 4.995,43 + R\$ 752,29 = R\$ 5.747,72 \quad (47)$$

Custo Total Mensal

O custo final desta modalidade para o IFMG - Betim é a soma do custo de transporte (Distribuidora) com o custo de suprimento (Mercado):

$$Custo_{Total} = Subtotal_{Distribuidora} + Subtotal_{Mercado} \quad (48)$$

$$Custo_{Total} = R\$ 21.549,45 + R\$ 5.747,72 = R\$ 27.297,17 \quad (49)$$

Análise financeira

Para a análise de viabilidade financeira, a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) de 12% *a.a.* deve ser convertida para uma base mensal, de modo a equalizar o período dos fluxos de caixa (faturas mensais). Utiliza-se a fórmula de equivalência de taxas em juros compostos:

$$(1 + i_a) = (1 + i_m)^{12} \quad (50)$$

Em que:

i_a é a taxa anual (12% = 0,12).

i_m é a taxa mensal a ser calculada.

Passo 1: Isolar a taxa mensal (i_m)

$$i_m = (1 + i_a)^{1/12} - 1 \quad (51)$$

Passo 2: Substituir os valores

$$i_m = (1 + 0,12)^{1/12} - 1 \quad (52)$$

Passo 3: Resolver a potência

$$i_m = (1,12)^{0,083333} - 1 \quad (53)$$

$$i_m \approx 1,00948879 - 1 \quad (54)$$

Passo 4: Resultado final em valor unitário e percentual

$$i_m \approx 0,0094888 \quad (55)$$

$$i_m \approx 0,94888\% \text{ a.m.} \quad (56)$$

Valor Presente Líquido (VPL)

$$VPL = \sum_{t=1}^{60} \frac{Economia_{mensal}}{(1 + i_m)^t} - Investimento_{Inicial} \quad (57)$$

Passo 1: Simplificação por Série de Pagamentos Uniformes Para fluxos de economia mensal constante, a somatória é simplificada pelo fator de anuidade (ou fator de valor presente de uma série), aqui representado por K :

$$K = \frac{(1 + i_m)^n - 1}{i_m \cdot (1 + i_m)^n} \quad (58)$$

Considerando a metodologia do estudo que utiliza o desconto anual de 12% sobre a economia anualizada para fins de padronização financeira, o multiplicador acumulado para os 60 meses é:

$$K_{total} = 12 \times \frac{1 - (1 + 0,12)^{-5}}{0,12} \approx 12 \times 3,6047762 \approx 43,257314 \quad (59)$$

Passo 2: Aplicação aos Cenários

Geração Distribuída (GD) por Terceiros ($I_0 = R\$0,00$)

$$VPL = (3.172,90 \times 43,257314) - 0,00 \quad (60)$$

$$VPL = 137.251,314 - 0,00 \approx R\$137.251,31 \quad (61)$$

ML Varejista ($I_0 = R\$200,00$)

$$VPL = (4.115,70 \times 43,257314) - 200,00 \quad (62)$$

$$VPL = 178.034,09 - 200,00 \approx R\$177.834,09 \quad (63)$$

ML Atacadista I5 ($I_0 = R\$8.900,00$)

$$VPL = (-493,81 \times 43,257314) - 8.900,00 \quad (64)$$

$$VPL = -21.360,89 - 8.900,00 \approx -R\$30.260,89 \quad (65)$$

ML Atacadista Convencional ($I_0 = R\$8.900,00$)

$$VPL = (-7.466,52 \times 43,257314) - 8.900,00 \quad (66)$$

$$VPL = -322.981,53 - 8.900,00 \approx -R\$331.881,53 \quad (67)$$

Cálculo do Payback Simples (ML Varejista)

O Payback Simples (PBS) indica em quanto tempo o investimento inicial de $R\$200,00$ é recuperado pela economia mensal:

$$PBS = \frac{I_0}{Eco_{mensal}} \quad (68)$$

$$PBS = \frac{200,00}{4.115,70} \approx 0,04859 \text{ meses} \quad (69)$$

Conversão para dias:

$$0,04859 \times 30 \approx 1,46 \text{ dias} \quad (70)$$