



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

SILVIO HENRIQUE VIANA LIMA PINTO

**ANÁLISE DO IMPACTO DO MARCO LEGAL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA
INVESTIMENTOS EM NOVOS PROJETOS DE GERAÇÃO NO AMBIENTE DE
CONTRATAÇÃO REGULADO**

Recife
2025

SILVIO HENRIQUE VIANA LIMA PINTO

**ANÁLISE DO IMPACTO DO MARCO LEGAL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
PARA INVESTIMENTOS EM NOVOS PROJETOS DE GERAÇÃO NO AMBIENTE
DE CONTRATAÇÃO REGULADO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Orientador(a): Prof. Dr. José Filho da Costa Castro

Coorientador: Prof. MSc. Samuel Dias Vasconcelos

Recife
2025

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do programa de geração automática do SIB/UFPE

Pinto, Silvio Henrique Viana Lima.

Análise do impacto do marco legal da geração distribuída para investimentos em novos projetos de geração no ambiente de contratação regulado / Silvio Henrique Viana Lima Pinto. - Recife, 2025.

95 p : il., tab.

Orientador(a): José Filho da Costa Castro

Cooorientador(a): Samuel Dias Vasconcelos

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Engenharia Elétrica - Bacharelado, 2025.

Inclui referências.

1. Geração Distribuída. 2. Investimentos em energia. 3. Tarificação elétrica. 4. Sistema de Compensação de Energia Elétrica. 5. Lei 14.300/2022. 6. REN 1.059/2023. I. Castro, José Filho da Costa. (Orientação). II. Vasconcelos, Samuel Dias. (Cooorientação). IV. Título.

620 CDD (22.ed.)

SILVIO HENRIQUE VIANA LIMA PINTO

**ANÁLISE DO IMPACTO DO MARCO LEGAL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
PARA INVESTIMENTOS EM NOVOS PROJETOS DE GERAÇÃO NO AMBIENTE
DE CONTRATAÇÃO REGULADO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Aprovado em: 09/04/2025

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. José Filho da Costa Castro (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Artur Muniz Szpak Furtado (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Eng. MSc. Renato Andrade Freitas (Examinador Externo)
Universidade Federal de Pernambuco

AGRADECIMENTOS

A concretização deste trabalho foi possível graças ao inestimável apoio de pessoas e instituições que, de diferentes formas, contribuíram para o meu desenvolvimento acadêmico e profissional. A todas elas, dirijo meus mais sinceros agradecimentos.

No âmbito pessoal, expresso minha mais profunda gratidão aos meus pais, Silvio Romero e Maria de Lourdes, e aos meus irmãos, Heitor Viana e Maria Laura, cujo incentivo constante, apoio incondicional e compreensão foram imprescindíveis ao longo de toda a minha trajetória acadêmica. Minha gratidão se estende aos meus avós, Bárbara e Rômulo, Maria de Lourdes e Eronides, cuja presença e suporte sempre foram pilares essenciais na minha caminhada. Registro, ainda, um reconhecimento especial à minha tia-avó Albanete, cujo apoio foi decisivo durante o ensino médio, contribuindo significativamente para o meu crescimento pessoal e acadêmico. Também não poderia deixar de mencionar meus tios e tios-avós, e, de forma especial, minha bisavó Maria do Carmo, cuja memória permanece viva como fonte de inspiração e força.

No campo acadêmico, manifesto meu reconhecimento aos professores do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, pela excelência no ensino e pelo constante incentivo à pesquisa e ao desenvolvimento profissional. De modo particular, agradeço ao Programa de Recursos Humanos da ANP 38.1 e ao Centro de Energias Renováveis, instituições fundamentais para minha formação, que proporcionaram valiosas oportunidades de aprimoramento técnico e científico.

No âmbito profissional, expresso minha gratidão a todos os colaboradores da Elétron Energy, onde tive a oportunidade de realizar meu estágio e consolidar minhas habilidades profissionais. Agradeço pelo acolhimento, pelo aprendizado contínuo e pelas amizades construídas, que certamente levarei comigo ao longo de minha carreira.

A todas as pessoas que, direta ou indiretamente, contribuíram para a realização deste trabalho, deixo registrado o meu mais sincero e profundo agradecimento.

RESUMO

A Geração Distribuída (GD) no Brasil, regulamentada pela resolução normativa nº 482/2012 da ANEEL, permite que os consumidores gerem sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis, como a solar fotovoltaica. No entanto, a crescente inserção dessas fontes de energia na rede elétrica, especialmente após 2020, tem imposto desafios técnicos e operacionais para as distribuidoras, devido à natureza variável da radiação solar. Com a promulgação da Lei 14.300/2022 e da REN 1.059/2023, as unidades de GD passaram a ser classificadas em GD I, GD II e GD III, com implicações significativas para o faturamento e a aplicação de tarifas de distribuição e transmissão de energia. A classificação de unidades em GD I, por exemplo, permite um sistema de compensação mais vantajoso, enquanto GD II e GD III impõem custos mais elevados aos consumidores, criando novos desafios para a viabilidade econômica de tais investimentos. Este trabalho tem como objetivo analisar a viabilidade técnica e financeira de investimentos em sistemas de GD, considerando as novas regras tarifárias e regulatórias, bem como comparar a viabilidade entre as diferentes classificações de GD. A metodologia adotada envolve o uso de conceitos de engenharia econômica para calcular o valor presente dos investimentos e aplicar métodos de análise financeira, como o Pay-back, Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), entre outros, a fim de avaliar as melhores opções de investimentos para os consumidores e investidores.

Palavras-chaves: Geração Distribuída; Sistema de Compensação de Energia Elétrica; Tarifação elétrica; Lei 14.300/2022; REN 1.059/2023; Investimentos em energia; Energia solar fotovoltaica.

ABSTRACT

Distributed Generation (DG) in Brazil, regulated by ANEEL's Normative Resolution No. 482/2012, allows consumers to generate their own electricity from renewable sources, such as solar photovoltaic. However, the increasing integration of these energy sources into the grid, especially after 2020, has posed technical and operational challenges for distributors due to the variable nature of solar radiation. With the enactment of Law 14.300/2022 and REN 1.059/2023, DG units are now classified into DG I, DG II, and DG III, which significantly impact the billing and application of distribution and transmission tariffs. For example, DG I classification allows a more favorable compensation system, while DG II and DG III impose higher costs on consumers, creating new challenges for the economic viability of such investments. This study aims to analyze the technical and financial viability of investments in DG systems, considering the new tariff and regulatory rules, as well as comparing the viability between the different DG classifications. The methodology involves the use of engineering economics concepts to calculate the present value of investments and apply financial analysis methods such as Pay-back, Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), among others, in order to assess the best investment options for consumers and investors.

Keywords: Distributed Generation; Electric Energy Compensation System; Electricity tariff; Law 14.300/2022; REN 1.059/2023; Energy investments; Photovoltaic solar energy.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil.	16
Figura 2 – Funções de Custos e Componentes Tarifários da TUSD.	25
Figura 3 – Funções de Custos e Componentes Tarifários da TE.	26
Figura 4 – Componentes Tarifários da TUSD - GD II.	31
Figura 5 – Componentes Tarifários da TUSD - GD III.	32
Figura 6 – Componentes Tarifários da TE - GD III.	32
Figura 7 – Construção e Avaliação de Alternativas.	35
Figura 8 – Esquema de Uma Usina Solar Fotovoltaica Conectada à Rede.	40
Figura 9 – Esquema dos Componentes de Um Módulo Fotovoltaico.	41
Figura 10 – Influência da Variação da Irradiância Solar na Curva Característica $I - V$ de Uma Célula Fotovoltaica na Temperatura de 25 °C.	42
Figura 11 – Exemplo de Uma Estrutura de Sustentação de Módulos Fotovoltaicos. .	43
Figura 12 – Usina solar fotovoltaica - UFV Frevo 12 - Pot. Nom. 100 kW.	45
Figura 13 – Simulação de geração PVSyst - Gráfico da distribuição de probabilidade - UFV Frevo 12.	45
Figura 14 – Usina solar fotovoltaica - UFV Frevo 6 - Pot. Nom. 1.000 kW.	46
Figura 15 – Simulação de geração PVSyst - Gráfico da distribuição de probabilidade - UFV Frevo 6.	47
Figura 16 – Usina solar fotovoltaica - UFV Enercred - Pot. Nom. 2.000 kW.	48
Figura 17 – Simulação de geração PVSyst - Gráfico da distribuição de probabilidade - UFV Enercred.	48
Figura 18 – Gráfico da Análise Financeira do VPL para a UFV Frevo 12 conside- rando unidades beneficiárias do Grupo B.	75
Figura 19 – Gráfico da Análise Financeira da TIR para a UFV Frevo 12 conside- rando unidades beneficiárias do Grupo B.	76
Figura 20 – Gráfico da Análise Financeira do Payback para a UFV Frevo 12 consi- derando unidades beneficiárias do Grupo B.	76
Figura 21 – Gráfico da Análise Financeira do VPL para a UFV Frevo 12 conside- rando unidades beneficiárias do Grupo A.	78
Figura 22 – Gráfico da Análise Financeira da TIR para a UFV Frevo 12 conside- rando unidades beneficiárias do Grupo A.	79
Figura 23 – Gráfico da Análise Financeira do Payback para a UFV Frevo 12 consi- derando unidades beneficiárias do Grupo A.	80
Figura 24 – Gráfico da Análise Financeira do VPL para a UFV Frevo 6 conside- rando unidades beneficiárias do Grupo A.	84

Figura 25 – Gráfico da Análise Financeira da TIR para a UFV Frevo 6 considerando unidades beneficiárias do Grupo A.	84
Figura 26 – Gráfico da Análise Financeira do Payback para a UFV Frevo 6 considerando unidades beneficiárias do Grupo A.	85
Figura 27 – Gráfico da Análise Financeira do VPL para a UFV Enercred considerando unidades beneficiárias do Grupo A.	89
Figura 28 – Gráfico da Análise Financeira da TIR para a UFV Enercred considerando unidades beneficiárias do Grupo A.	89
Figura 29 – Gráfico da Análise Financeira do Payback para a UFV Enercred considerando unidades beneficiárias do Grupo A.	90

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Subgrupos do grupo B de acordo com a classe.	20
Tabela 2 – Subgrupos do grupo A de acordo com a tensão de conexão.	21
Tabela 3 – Comparação entre as modalidades tarifárias verde e azul.	23
Tabela 4 – Comparativo entre GD I, GD II e GD III.	34
Tabela 5 – Custo de Investimento por Tipo de Fonte de Geração.	39
Tabela 6 – Características técnicas da UFV Frevo 12 e curvas de geração.	46
Tabela 7 – Características técnicas da UFV Frevo 6 e curvas de geração.	47
Tabela 8 – Características técnicas da UFV ENERCRED e curvas de geração.	49
Tabela 9 – Premissas do Estudo - UFV Frevo 12 - GD I - U. B. Grupo B.	50
Tabela 10 – Fluxo de Caixa - UFV Frevo 12 - GD I - U.B. Grupo B.	51
Tabela 11 – Premissas do Estudo - UFV Frevo 12 - GD II - U. B. Grupo B.	52
Tabela 12 – Fluxo de Caixa - UFV Frevo 12 - GD II - U.B. Grupo B (Início de Operação em 2025).	53
Tabela 13 – Premissas do Estudo - UFV Frevo 12 - GD I - U. B. Grupo A.	54
Tabela 14 – Fluxo de Caixa - UFV Frevo 12 - GD I - U.B. Grupo A (Participação Horária Ponta no Consumo Total de 20%).	55
Tabela 15 – Premissas do Estudo - UFV Frevo 12 - GD II - U. B. Grupo A.	56
Tabela 16 – Fluxo de Caixa - UFV Frevo 12 - GD II - U.B. Grupo A (Participação Horária Ponta no Consumo Total de 20% com Início de Operação em 2025).	57
Tabela 17 – Premissas do Estudo - UFV Frevo 6 - GD I - U. B. Grupo B.	58
Tabela 18 – Fluxo de Caixa - UFV Frevo 6 - GD I - U.B. Grupo B.	59
Tabela 19 – Premissas do Estudo - UFV Frevo 6 - GD III - U. B. Grupo B.	60
Tabela 20 – Fluxo de Caixa - UFV Frevo 6 - GD III - U.B. Grupo B (Início de Operação a Partir de 2023).	61
Tabela 21 – Premissas do Estudo - UFV Frevo 6 - GD I - U. B. Grupo A.	62
Tabela 22 – Fluxo de Caixa - UFV Frevo 6 - GD I - U.B. Grupo A (Participação Horária Ponta no Consumo Total de 20%).	63
Tabela 23 – Premissas do Estudo - UFV Frevo 6 - GD III - U. B. Grupo A.	64
Tabela 24 – Fluxo de Caixa - UFV Frevo 6 - GD III - U.B. Grupo A (Participação Horária Ponta no Consumo Total de 20% com Início de Operação a Partir de 2023).	65
Tabela 25 – Premissas do Estudo - UFV Enercred - GD I - U. B. Grupo B.	66
Tabela 26 – Fluxo de Caixa - UFV Enercred - GD I - U.B. Grupo B.	67
Tabela 27 – Premissas do Estudo - UFV Enercred - GD III - U. B. Grupo B.	68

Tabela 28 – Fluxo de Caixa - UFV Enercred - GD III - U.B. Grupo B (Início de Operação a Partir de 2023).	69
Tabela 29 – Premissas do Estudo - UFV Enercred - GD I - U. B. Grupo A.	70
Tabela 30 – Fluxo de Caixa - UFV Enercred - GD I - U.B. Grupo A (Participação Horária Ponta no Consumo Total de 20%).	71
Tabela 31 – Premissas do Estudo - UFV Enercred - GD III - U. B. Grupo A.	72
Tabela 32 – Fluxo de Caixa - UFV Enercred - GD III - U.B. Grupo A (Participação Horária Ponta no Consumo Total de 20% com Início de Operação a Partir de 2023).	73
Tabela 33 – Análise Financeira - UFV Frevo 12 - GD I - U. B. Grupo B.	75
Tabela 34 – Análise Financeira - UFV Frevo 12 - GD II - U. B. Grupo B.	75
Tabela 35 – Análise Financeira - UFV Frevo 12 - GD I - U. B. Grupo A.	77
Tabela 36 – Análise Financeira - UFV Frevo 12 - GD II - U. B. Grupo A (20% entrando em 2025).	77
Tabela 37 – Análise Financeira - UFV Frevo 6 - GD I - U. B. Grupo B.	82
Tabela 38 – Análise Financeira - UFV Frevo 6 - GD III - U. B. Grupo B.	82
Tabela 39 – Análise Financeira - UFV Frevo 6 - GD I - U. B. Grupo A.	83
Tabela 40 – Análise Financeira - UFV Frevo 6 - GD III - U. B. Grupo A.	83
Tabela 41 – Análise Financeira - UFV Enercred - GD I - U. B. Grupo B.	86
Tabela 42 – Análise Financeira - UFV Enercred - GD III - U. B. Grupo B.	86
Tabela 43 – Análise Financeira - UFV Enercred - GD I - U. B. Grupo A.	87
Tabela 44 – Análise Financeira - UFV Enercred - GD III - U. B. Grupo A.	88

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
GD	Geração Distribuída
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
LCOE	Levelized Cost of Energy (Custo Nivelado de Energia)
PIS	Programa de Integração Social
REN	Resolução Normativa
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
TE	Tarifa de Energia
TIR	Taxa Interna de Retorno
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão
UC	Unidade Consumidora
UFV	Usina Solar Fotovoltaica
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	OBJETIVOS	17
1.1.1	Geral	18
1.1.2	Específicos	18
1.2	METODOLOGIA	18
1.3	ORGANIZAÇÃO TEXTUAL	18
2	TARIFAÇÃO NO MERCADO REGULADO	20
2.1	TARIFAÇÃO DE UNIDADES CONSUMIDORAS	20
2.1.1	Tarificação de Unidades Consumidoras do Grupo B	20
2.1.2	Tarificação de Unidades Consumidoras do Grupo A	20
2.1.2.1	Modalidade Tarifária Verde	22
2.1.2.2	Modalidade Tarifária Azul	22
2.1.2.3	Comparação entre as modalidades	22
2.2	ESTRUTURA TARIFÁRIA	23
2.2.1	Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)	23
2.2.2	Tarifa de Energia (TE)	25
2.3	TRIBUTOS DOS ENCARGOS DE PIS/COFINS E ICMS	26
2.4	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	27
2.5	REGRAS DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉ- TRICA	29
2.5.1	GD I	29
2.5.2	GD II	30
2.5.3	GD III	31
2.5.4	Comparação entre GD I, GD II e GD III	33
2.6	ANÁLISE DE INVESTIMENTO	34
2.6.1	Método do Tempo de Retorno do Capital (Pay-Back)	35
2.6.2	Método do Valor Presente Líquido (VPL)	36
2.6.3	Método da Taxa Interna de Retorno (TIR)	36
2.6.4	Custo Nivelado de Energia (LCOE)	36
2.7	FATOR DE CAPACIDADE DE FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS	37
2.8	CUSTO DE INVESTIMENTO EM USINA SOLAR FOTOVOLTAICA	38
3	ESTUDO DE CASO	40
3.1	COMPOSIÇÃO DE UMA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA CONEC- TADA À REDE	40
3.1.1	Gerador Fotovoltaico	40
3.1.1.1	Módulos Fotovoltaicos	40
3.1.1.2	Estrutura de Fixação dos Módulos Fotovoltaicos	42

3.1.1.3	Cabos/Conectores	43
3.1.2	Inversor de Frequência	43
3.1.3	Subestação	44
3.1.4	Padrão de Entrada da Distribuidora	44
3.2	DEFINIÇÃO DOS PROJETOS A SEREM ESTUDADOS	44
3.2.1	UFV FREVO 12	44
3.2.2	UFV FREVO 6	46
3.2.3	UFV ENERCRED	48
3.3	MODELAGEM FINANCEIRA DA UFV FREVO 12	49
3.3.1	Unidades Consumidoras do Grupo B	49
3.3.1.1	GD I	49
3.3.1.2	GD II	51
3.3.2	Unidades Consumidoras do Grupo A	53
3.3.2.1	GD I	54
3.3.2.2	GD II	55
3.4	MODELAGEM FINANCEIRA DA UFV FREVO 6	57
3.4.1	Unidades Consumidoras do Grupo B	57
3.4.1.1	GD I	58
3.4.1.2	GD III	59
3.4.2	Unidades Consumidoras do Grupo A	61
3.4.2.1	GD I	62
3.4.2.2	GD III	63
3.5	MODELAGEM FINANCEIRA DA UFV ENERCRED	65
3.5.1	Unidades Consumidoras do Grupo B	66
3.5.1.1	GD I	66
3.5.1.2	GD III	67
3.5.2	Unidades Consumidoras do Grupo A	69
3.5.2.1	GD I	70
3.5.2.2	GD III	71
4	RESULTADOS - AVALIAÇÃO DE INDICADORES ECONÔ-	
	MICOS	74
4.1	UFV FREVO 12	74
4.1.1	Unidades Consumidoras do Grupo B	74
4.1.2	Unidades Consumidoras do Grupo A	77
4.1.3	Comentários	81
4.2	UFV FREVO 6	81
4.2.1	Unidades Consumidoras do Grupo B	82
4.2.2	Unidades Consumidoras do Grupo A	82
4.2.3	Comentários	85

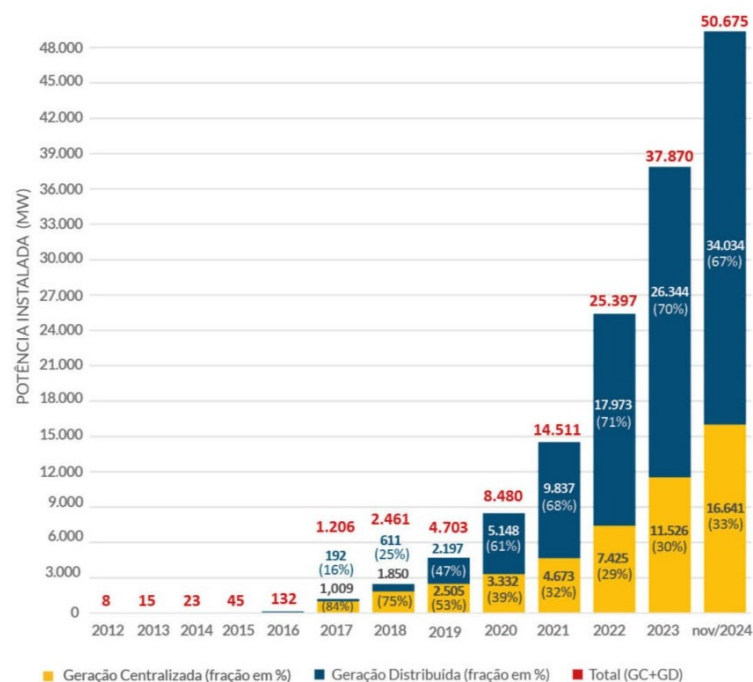
4.3	UFV ENERCRED	86
4.3.1	Unidades Consumidoras do Grupo B	86
4.3.2	Unidades Consumidoras do Grupo A	87
4.3.3	Comentários	90
5	CONCLUSÕES	92
5.1	TRABALHOS FUTUROS	93
	REFERÊNCIAS	94

1 INTRODUÇÃO

A modalidade de geração distribuída (GD) no Brasil, regulamentada pela resolução normativa (REN) nº 482/2012 e promulgada pela ANEEL, permite que os consumidores possam produzir a própria energia elétrica através de fontes renováveis pelo sistema de compensação de energia elétrica (SCEE). Assim, a energia excedente é cedida em formato de créditos, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e, posteriormente, compensada com o consumo de energia elétrica ativa (REN 482, 2012).

Em 2020, pela primeira vez no Brasil, a produção de energia solar fotovoltaica distribuída ultrapassou a produção de energia solar fotovoltaica centralizada (ABSOLAR, 2024), como apresentado na Figura 1. Esse crescente número de sistemas de geração se deu principalmente pela atratividade das regras do SCEE para unidades de geração distribuída classificadas como GD I. Isso se deve ao sistema de compensação "um para um", onde cada quilowatt-hora gerado pode abater integralmente as componentes tarifárias do quilowatt-hora consumido (REN 482, 2012).

Figura 1 – Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil.



Fonte: ANEEL/ABSOLAR (ABSOLAR, 2024).

O crescente aumento das fontes renováveis interligadas à rede no Brasil, principalmente a fonte solar fotovoltaica, impõe grandes desafios técnicos e operacionais aos agentes de distribuição de energia devido à natureza estocástica da radiação solar, que tem como consequência o aumento das dificuldades de previsão da produção integrada de vários

sistemas injetando potência na rede, sem qualquer controle por parte do operador (IEMA, 2016).

Com a ampliação dos sistemas de geração distribuída, (por meio de módulos fotovoltaicos e pequenos geradores eólicos), diversos pontos de geração são interligados à rede de distribuição, os quais trazem impactos para o sistema de suprimento de energia elétrica, visto que este não foi originalmente projetado para tal situação (SHAYANI, 2010). A rede elétrica tradicional foi projetada para transmitir e distribuir eletricidade gerada por grandes plantas de geração de energia, assim, o fluxo de eletricidade que ocorria em uma única direção, das plantas de geração centralizada para os consumidores, passou a ocorrer também do consumidor para a rede (YU et al., 2011).

Neste contexto, a unidade consumidora (UC) dotada de geração própria participante do sistema de compensação de energia elétrica utiliza a rede duas vezes, uma para injetar energia na rede de distribuição e outra para consumir a energia elétrica do sistema. Dessa forma, a Lei 14.300 trouxe uma novidade para novos consumidores que desejavam participar do SCEE, a remuneração do sistema de distribuição e transmissão de energia elétrica. A maioria das novas regras do SCEE para unidades enquadradas como GD II e GD III tornou-se mais onerosa para o consumidor final. O consumidor deve remunerar a distribuidora pelas parcelas tarifárias relacionadas à distribuição e transmissão de energia. Nesse caso, um quilowatt-hora gerado não é suficiente para abater todas as componentes tarifárias do quilowatt-hora consumido (LEI 14.300, 2022).

Essa necessidade de remuneração às distribuidoras introduziu maior complexidade na análise de viabilidade financeira de investimentos em ativos de Geração Distribuída. Como resultado, torna-se imprescindível que o investidor compreenda a composição tarifária da distribuidora que opera na área de concessão onde pretende instalar a planta de geração. Adicionalmente, o conhecimento da composição tarifária, embora essencial, não é suficiente. É igualmente importante avaliar as características das unidades beneficiárias, que podem pertencer ao grupo A, grupo B ou ao grupo A optante pela modalidade de faturamento no grupo B. Dependendo do enquadramento dessas unidades, o investimento pode se revelar economicamente viável ou não.

Dessa forma, o cenário atual exige uma análise criteriosa de viabilidade financeira, regulatória e técnica, garantindo que as decisões de investimento em GD sejam sustentáveis e alinhadas às novas diretrizes do SCEE.

1.1 OBJETIVOS

Nesta seção, serão apresentados os objetivos deste trabalho, divididos em objetivo geral e objetivos específicos, com enfoque na análise das regras do setor elétrico brasileiro para geração distribuída.

1.1.1 Geral

O objetivo deste trabalho consiste em analisar os impactos das novas regras estabelecidas pela Lei 14.300 para projetos de geração distribuída no ambiente de contratação regulada, avaliando a viabilidade de investimentos sob as regras atuais do SCEE em comparação com as regras anteriores ao marco legal da GD.

1.1.2 Específicos

- Modelar financeiramente projetos de usinas solares fotovoltaicas considerando as regras anteriores e posteriores à Lei 14.300;
- Comparar a viabilidade financeira entre os investimentos em ambos os cenários;
- Analisar a composição das componentes tarifárias na área de concessão atendida pela Neoenergia Pernambuco.

1.2 METODOLOGIA

A metodologia consiste na simulação de investimentos em usinas solares fotovoltaicas, considerando as diferentes regras do SCEE de acordo com o ano de entrada em operação dos projetos, as características das unidades beneficiárias e os atributos específicos das usinas geradoras. Essa análise será complementada com a avaliação da composição tarifária da distribuidora de energia Neoenergia Pernambuco.

1.3 ORGANIZAÇÃO TEXTUAL

Este trabalho de conclusão de curso é organizado da seguinte forma:

- **Capítulo 2: Tarifação no Mercado Regulado** — Nesta seção, será detalhado o funcionamento da tarifação de energia elétrica no mercado regulado, abordando as modalidades tarifárias, a composição tarifária, os tributos incidentes e o sistema de compensação de energia elétrica aplicado à geração distribuída. Além disso, serão apresentadas as técnicas utilizadas para análises de investimento considerando o cenário regulatório vigente.
- **Capítulo 3: Estudo de Caso** — Serão apresentados três projetos reais de usinas fotovoltaicas, que serão modelados financeiramente para análise de viabilidade. Além disso, serão explicados os principais componentes de uma usina solar, detalhando suas características e funcionalidades.
- **Capítulo 4: Resultados** — Nesta seção, será realizada uma análise detalhada das usinas apresentadas no Capítulo 3, considerando a perspectiva de um investidor e

avaliando sua viabilidade econômica com base nos cenários regulatórios e financeiros modelados.

- **Capítulo 5: Conclusões** — Será apresentada uma síntese dos principais resultados encontrados, destacando o impacto das novas regras do marco legal da geração distribuída em comparação com as regras anteriores, e avaliando os cenários de investimento propostos.

2 TARIFICAÇÃO NO MERCADO REGULADO

O sistema de distribuição de energia elétrica classifica as unidades consumidoras em dois grupos principais: Grupo A e Grupo B. O Grupo A é composto por unidades conectadas a tensões superiores a 2,3 kV, enquanto o Grupo B inclui unidades conectadas a tensões inferiores a 2,3 kV (REN 1.000, 2021). Visando avaliar o impacto da mudança de regras introduzidas pelo marco legal da GD, este capítulo apresenta uma revisão às principais componentes tarifárias vigentes na estrutura tarifária aplicável às unidades consumidoras do ambiente regulado.

2.1 TARIFICAÇÃO DE UNIDADES CONSUMIDORAS

O regime de tarifas aplicado aos grupos de consumidores cativos pode ser subdividido por características como modalidade tarifária, subgrupos, classe de consumo, e pela aplicação de tarifas monômias ou binômias. A seguir, será apresentada uma análise detalhada da tarifação para cada grupo.

2.1.1 Tarifação de Unidades Consumidoras do Grupo B

O grupo B, geralmente, engloba unidades residenciais e pequenos comércios, onde a carga ou potência instalada é de até 75 kW, conforme a resolução normativa nº 1.000/2021 da ANEEL. Essas unidades utilizam uma tarifa monômia, ou seja, pagam à distribuidora somente pelo consumo de energia ativa, proporcional ao consumo registrado (REN 1.000, 2021).

O Grupo B é dividido nos subgrupos e classes mostrados na Tabela 1:

Tabela 1 – Subgrupos do grupo B de acordo com a classe.

Subgrupo	Tensão de Conexão
B1	Residencial
B2	Rural
B3	Demais Classes
B4	Iluminação Pública

Fonte: REN ANEEL Nº 1.000 (REN 1.000, 2021).

2.1.2 Tarifação de Unidades Consumidoras do Grupo A

As unidades consumidoras pertencentes ao Grupo A são caracterizadas por serem de maior porte e de maior complexidade técnica. Para conectar uma unidade desse tipo à rede elétrica, o consumidor deve investir em uma subestação e em um transformador de

energia, necessários para receber a energia em alta tensão fornecida pela concessionária e convertê-la em baixa tensão para utilização nas instalações.

As UC atendidas em alta tensão são enquadradas em uma tarifa binômia. Diferentemente do Grupo B, que remunera a distribuidora exclusivamente pelo consumo de energia, o Grupo A remunera tanto pelo consumo quanto pela demanda contratada da unidade, ou seja, a quantidade de potência elétrica requisitada em um determinado intervalo de tempo (REN 1.000, 2021).

A demanda contratada desempenha um papel crucial, pois é essencial para que a concessionária ou distribuidora mantenha uma infraestrutura capaz de atender a essa potência. Mesmo que a potência não seja efetivamente utilizada, a distribuidora se compromete a disponibilizá-la mensalmente. Dessa forma, mesmo que a unidade não consuma energia em um determinado mês, ela ainda deverá pagar a parcela referente à demanda contratada, pois a distribuidora reserva essa potência em sua infraestrutura exclusivamente para a unidade consumidora. Caso a demanda medida em determinado período ultrapasse a demanda contratada, a distribuidora aplicará uma multa pelo excedente (REN 1.000, 2021).

Esse grupo ainda pode ser dividido em subgrupos a depender da tensão de conexão da unidade, como pode ser observado na Tabela 2:

Tabela 2 – Subgrupos do grupo A de acordo com a tensão de conexão.

Subgrupo	Tensão de Conexão
A1	Tensão de conexão maior ou igual a 230 kV
A2	Tensão de conexão maior ou igual a 88 kV e menor ou igual a 138 kV
A3	Tensão de conexão igual a 69 kV
A3a	Tensão de conexão maior ou igual a 30 kV e menor ou igual a 44 kV
A4	Tensão de conexão maior ou igual a 2,3 kV e menor ou igual a 25 kV
AS	Tensão de conexão menor que 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição

Fonte: REN ANEEL Nº 1.000 (REN 1.000, 2021).

Além disso, o Grupo A é caracterizado pela aplicação de um sistema de tarifação horária para o consumo de energia ativa e para a demanda. Nesse sistema, a remuneração paga à distribuidora varia conforme o horário do consumo ou da demanda. As unidades consumidoras desse grupo devem optar entre a modalidade tarifária Azul ou Verde, que diferencia os valores de acordo com o horário de ponta e o horário fora de ponta (REN 1.000, 2021).

O horário de ponta corresponde ao período do dia em que a demanda por energia elétrica é mais elevada, enquanto o horário fora de ponta abrange os períodos de menor

demanda. De acordo com a REN nº 1.000/2021 da ANEEL, o horário de ponta deve ter duração de três horas consecutivas, normalmente das 18h às 21h, excluindo sábados, domingos e feriados (REN 1.000, 2021).

O consumidor do Grupo A deve optar entre duas modalidades tarifárias: Verde ou Azul, que diferem na forma como a demanda e o consumo de energia são tarifados.

2.1.2.1 Modalidade Tarifária Verde

Na modalidade tarifária verde, a cobrança ocorre da seguinte forma (REN 1.000, 2021):

- Demanda contratada: É cobrada exclusivamente pelo período fora de ponta. Isso significa que a demanda registrada durante o horário de ponta não é tarifada separadamente;
- Consumo de energia: O consumo de energia elétrica é tarifado de maneira diferenciada entre os períodos de ponta e fora de ponta.

Essa modalidade é indicada para consumidores que conseguem concentrar seu consumo de energia elétrica fora do horário de ponta e que possuem baixa demanda de energia durante o horário de ponta, o que resulta em economia significativa.

2.1.2.2 Modalidade Tarifária Azul

Na modalidade tarifária azul, a cobrança ocorre da seguinte forma (REN 1.000, 2021):

- Demanda contratada: A demanda é tarifada separadamente para os períodos de ponta e fora de ponta;
- Consumo de energia: Assim como na modalidade verde, o consumo de energia elétrica é tarifado de maneira diferenciada entre os períodos de ponta e fora de ponta.

Consumidores que não conseguem reduzir ou evitar o consumo de energia durante o horário de ponta podem se beneficiar ao optar por essa modalidade tarifária.

2.1.2.3 Comparação entre as modalidades

A Tabela 3 apresenta uma comparação entre as modalidades tarifárias Verde e Azul, destacando suas principais características e perfis indicados:

Tabela 3 – Comparação entre as modalidades tarifárias verde e azul.

Aspecto	Modalidade Verde	Modalidade Azul
Demanda Contratada	Cobrada somente fora de ponta	Cobrada separadamente para ponta e fora de ponta
Consumo de Energia	Tarifado de forma diferenciada em ponta e fora de ponta	Tarifado de forma diferenciada em ponta e fora de ponta
Perfil indicado	Consumidores que concentram o consumo fora de ponta	Consumidores que não conseguem reduzir ou evitar o consumo de energia durante o horário de ponta

Fonte: Autor.

2.2 ESTRUTURA TARIFÁRIA

A estrutura tarifária corresponde a um conjunto de tarifas aplicadas no faturamento do mercado de distribuição de energia elétrica, que leva em consideração a diferenciação dos custos regulatórios das distribuidoras entre os subgrupos, classes e subclasses tarifárias, conforme as modalidades e categorias tarifárias (ANEEL, 2022).

O custo regulatório é calculado durante os processos de revisão ou reajuste tarifário, sendo dividido em vários componentes tarifários que se relacionam com as funções de custo: Transporte, Perdas, Encargos e Energia comprada para revenda (ANEEL, 2022). Essas funções de custo, por sua vez, se combinam para formar as tarifas:

- TUSD - Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição;
- TE - Tarifa de Energia.

A seguir, será apresentada uma análise mais detalhada da composição tarifária da TUSD e da TE.

2.2.1 Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)

Os custos regulatórios que compõem a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) são estabelecidos durante o processo de revisão ou reajuste tarifário. As funções de custo da TUSD são estruturadas com base nos seguintes componentes tarifários: Transporte, Encargos, Perdas e Outros. Cada um desses componentes será detalhado a seguir (ANEEL, 2022).

- TUSD Transporte

A TUSD Transporte é dividida em duas parcelas: TUSD Fio A e TUSD Fio B. A TUSD Fio A refere-se aos custos regulatórios associados à transmissão de energia, ou seja, ao uso de ativos de propriedade de terceiros. Esses custos incluem o uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica, dos transformadores de potência da Rede Básica com tensão inferior a 230 kV e das demais instalações de transmissão compartilhadas, dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras e das conexões às instalações de transmissão ou distribuição. Já a TUSD Fio B está relacionada à distribuição de energia elétrica e corresponde aos custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade da própria distribuidora, incluindo o custo anual desses ativos, além dos custos de administração (CAA) e de operação e manutenção (CAOM) da distribuidora.

- TUSD Encargos

A TUSD Encargos é destinada a recuperar os custos necessários para financiar investimentos em programas sociais e na infraestrutura elétrica, permitindo a execução de políticas públicas no setor elétrico nacional. Essa componente abrange parcelas como Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D_EE), Taxa de Fiscalização e Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), Contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Quota da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), além das quotas da CDE associadas aos empréstimos da Conta COVID e da Conta Escassez Hídrica.

- TUSD Perdas

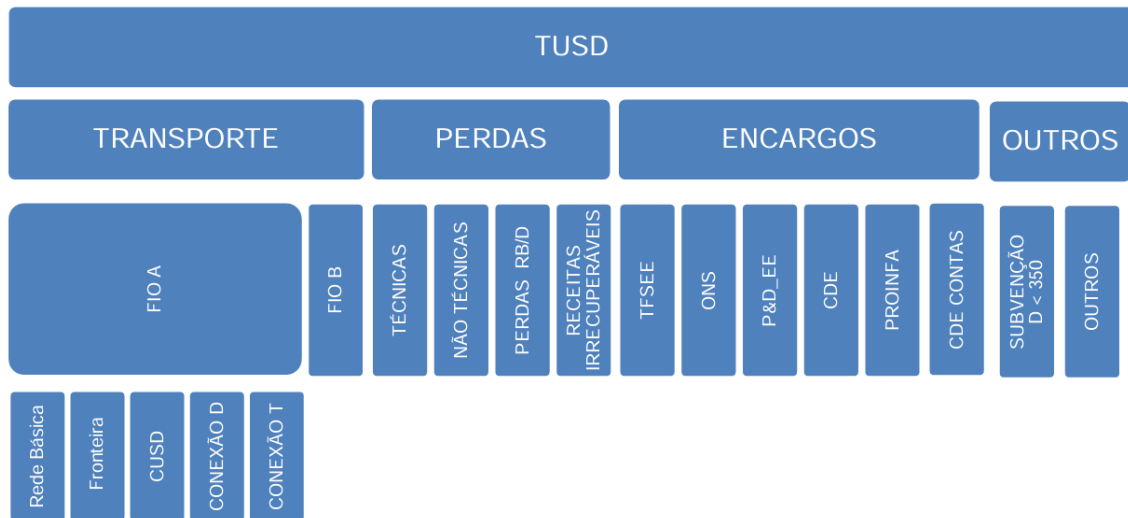
A TUSD Perdas é utilizada para cobrir os custos regulatórios relacionados às perdas de energia no sistema elétrico, tal como as perdas técnicas no sistema de distribuição, perdas não técnicas, perdas na Rede Básica associadas às perdas regulatórias da distribuidora e receitas irrecuperáveis.

- TUSD Outros

Por fim, há o componente TUSD Outros, que pode incluir custos adicionais específicos e que também contribuem para a composição do valor final da TUSD.

A Figura 2 ilustra a TUSD juntamente com as funções de custos e seus respectivos componentes tarifários. É possível observar que a TUSD é a parcela responsável por garantir a remuneração de toda a infraestrutura necessária para a operação adequada da rede elétrica. Essa remuneração abrange desde os custos associados à manutenção e expansão da infraestrutura da rede, até o financiamento de programas sociais e de desenvolvimento, incluindo também os custos administrativos de setores essenciais para o funcionamento do sistema elétrico.

Figura 2 – Funções de Custos e Componentes Tarifários da TUSD.



Fonte: Procedimentos de Regulação Tarifária (ANEEL, 2022).

2.2.2 Tarifa de Energia (TE)

Os custos regulatórios que compõem a Tarifa de Energia (TE) são estabelecidos durante os processos de revisão ou reajuste tarifário. A estrutura da TE é composta pelos seguintes componentes tarifários: Energia, Transporte, Encargos, Perdas e Outros, cada um detalhado a seguir (ANEEL, 2022).

- TE Energia

A componente Energia da TE é responsável por recuperar os custos com a aquisição de energia elétrica destinada à revenda ao consumidor final. Esses custos incluem despesas com a compra de energia nos leilões do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), quota de Itaipu, geração própria, aquisições do atual agente supridor e compra de geração distribuída.

- TE Encargos

A TE Encargos destina-se, assim como os encargos da TUSD, a recuperar os custos necessários para financiar investimentos em programas sociais e na infraestrutura elétrica. Essa componente abrange: os Encargos de Serviços de Sistema (ESS), Encargo de Energia de Reserva (EER), Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D_EE), Contribuição sobre o Uso de Recursos Hídricos (CFURH), Quota da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) associada aos empréstimos da Conta COVID e à Conta Escassez Hídrica, Quota da CDE para modicidade tarifária resultante da desestatização da Eletrobras (CDE ELET) e Quota da CDE vinculada ao benefício tarifário do sistema de compensação da geração distribuída (CDE GD).

- TE Transporte

A TE Transporte é a componente destinada a recuperar os custos de transmissão associados ao transporte de energia de Itaipu e à Rede Básica de Itaipu.

- TE Perdas

A TE Perdas cobre os custos relacionados às perdas de energia na Rede Básica, calculadas com base no mercado de referência de energia.

- TE Outros

Por fim, a componente TE Outros inclui custos adicionais específicos que também podem contribuir para a composição do valor final da TE.

A Figura 3 ilustra a TE juntamente com as funções de custos e seus respectivos componentes tarifários. Dessa forma, é possível observar que a TE é a parcela responsável por remunerar a energia efetivamente consumida pelo usuário, cobrindo os custos relacionados à compra de energia elétrica, à transmissão associada, às perdas no sistema e aos encargos regulatórios.

Figura 3 – Funções de Custos e Componentes Tarifários da TE.



Fonte: Procedimentos de Regulação Tarifária (ANEEL, 2022).

2.3 TRIBUTOS DOS ENCARGOS DE PIS/COFINS E ICMS

A definição sobre a cobrança de impostos e tributos federais e estaduais foge das competências da ANEEL, cabendo à Receita Federal do Brasil e às Secretarias de Fazenda Estaduais tratar da questão (ANEEL, 2016). A seguir, são apresentadas informações relativas ao ICMS e PIS/COFINS:

- ICMS

O Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS é um tributo estadual aplicável à energia elétrica. Com respeito à micro e minigeração distribuída, é

importante esclarecer que o Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ aprovou o Convênio ICMS 6, de 5 de abril de 2013, estabelecendo que o ICMS apurado teria como base de cálculo toda energia que chega à unidade consumidora proveniente da distribuidora, sem considerar qualquer compensação de energia produzida pelo microgerador (CONFAZ, 2013). Com isso, a alíquota aplicável do ICMS incidiria sobre toda a energia consumida no mês.

Após interações da Agência com o Ministério da Fazenda, Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, Ministério de Minas e Energia e com o Congresso Nacional, o Conselho Nacional de Política Fazendária - CONFAZ publicou o Convênio ICMS 16, de 22/4/2015, que revogou o Convênio ICMS 6/2013 e autorizou as unidades federadas a conceder isenção nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o sistema de compensação de energia. Dessa forma, nos Estados que aderiram ao Convênio ICMS 16/2015, o ICMS incide somente sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede no mês (CONFAZ, 2015).

Para aqueles Estados que não aderiram ao novo Convênio, mantém-se a regra anterior, na qual o ICMS é cobrado sobre todo o consumo, desconsiderando assim a energia injetada na rede pela micro ou minigeração.

- PIS/COFINS

Com relação à apuração do Programa de Integração Social - PIS e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS, não existia até outubro de 2015 uma legislação ou orientação da Receita Federal esclarecendo como deveria ser realizada a cobrança para os casos de micro e minigeração distribuída.

No entanto, com a publicação da Lei nº 13.169/2015, de 6/10/2015, resultado de várias gestões da ANEEL junto ao Ministério de Minas e Energia e ao Ministério de Planejamento, Orçamento e Gestão, a incidência do PIS e COFINS passou a acontecer apenas sobre a diferença positiva entre a energia consumida e a energia injetada pela unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída (LEI 13.169, 2015). Tendo em vista que o PIS e a COFINS são tributos federais, a regra estabelecida pela lei vale igualmente para todos os Estados do país.

2.4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A Resolução Normativa ANEEL Nº 482, de 17 de abril de 2012, estabeleceu as condições gerais para o acesso de sistemas de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, além de regulamentar o SCEE (REN 482, 2012). Posteriormente, em 2015, a ANEEL publicou a Resolução Normativa Nº 687, que

aprimorou essas regras, ampliando os limites de potência para micro e minigeração, além de facilitar a adesão de mais consumidores ao sistema (REN 687, 2015).

Até janeiro de 2022, a GD por usinas solares fotovoltaicas era classificada como microgeração distribuída, para central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 75 kW, ou minigeração distribuída, para central geradora de energia elétrica com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW (REN 482, 2012).

Contudo, devido à natureza estocástica da radiação solar — ou seja, por se tratar de uma fonte não despachável, cuja geração não pode ser controlada pelo operador da rede elétrica —, a promulgação da Lei Nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, seguida pela regulamentação pela Resolução Normativa ANEEL Nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023, reduziu o limite de potência da Minigeração Distribuída por Usinas Solares Fotovoltaicas para 3 MW (REN 1.059, 2023).

As modalidades de Geração Distribuída são definidas como (REN 1.000, 2021):

- Autoconsumo Local: Caracterizado por unidade com microgeração ou minigeração distribuída no mesmo local da unidade consumidora;
- Empreendimento de Múltiplas Unidades Consumidoras: caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento;
- Geração Compartilhada: caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada;
- Autoconsumo Remoto: caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada.

2.5 REGRAS DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A Resolução Normativa ANEEL N° 482 (REN 482) introduziu o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), um mecanismo que permite aos consumidores gerar sua própria energia elétrica e injetar o excedente na rede de distribuição. Esse excedente gera créditos que podem ser utilizados para abater o consumo em períodos em que a geração é inferior à demanda da unidade consumidora (REN 482, 2012).

As principais regras do SCEE são:

- Para fins de compensação, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 60 (sessenta) meses.
- Deve ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A, conforme o caso;
- Em cada unidade consumidora participante do sistema de compensação de energia elétrica, a compensação deve se dar primeiramente no posto tarifário em que ocorreu a geração e, posteriormente, nos demais postos tarifários, devendo ser observada a relação dos valores das tarifas de energia – TE (R\$/MWh), publicadas nas Resoluções Homologatórias que aprovam os processos tarifários, se houver;
- Quando a unidade consumidora onde ocorreu a geração excedente for faturada na modalidade convencional, os créditos gerados devem ser considerados como geração em período fora de ponta no caso de se utilizá-los em outra unidade consumidora;

A Lei N° 14.300/2022 estabeleceu regras específicas para a compensação de energia elétrica, definindo condições que variam de acordo com o enquadramento da unidade consumidora nas modalidades GD I, GD II ou GD III (LEI 14.300, 2022). A seguir, serão apresentadas as principais diferenças entre essas categorias.

2.5.1 GD I

O enquadramento na GD I aplica-se aos projetos protocolados até 07/01/2023, exatamente um ano após a publicação da Lei N° 14.300/2022. As unidades enquadradas nessa categoria possuem o chamado "direito adquirido", o que significa que permanecerão, até 2045, sob as regras estabelecidas pela REN N° 482 (LEI 14.300, 2022). Nesse período, não será necessário realizar a remuneração da rede, garantindo a isenção da cobrança do Fio B.

Conforme a REN N° 482, a regra de compensação para essas unidades estabelece que para o caso de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída o

faturamento deve considerar a energia consumida, deduzidos a energia injetada e eventual crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores, por posto tarifário, quando for o caso, sobre os quais deverão incidir todas as componentes da tarifa em R\$/MWh (REN 482, 2012);

Essa regra é amplamente benéfica para o consumidor e é conhecida como a regra de compensação "um para um". Isso significa que para cada kWh gerado, no momento de sua utilização, o consumidor recebe o equivalente a um kWh, sem perdas nesse processo. Assim, o consumidor se beneficia integralmente, compensando todas as componentes tarifárias da TUSD e TE, sem a necessidade de remuneração de quaisquer componentes que compõem essas tarifas.

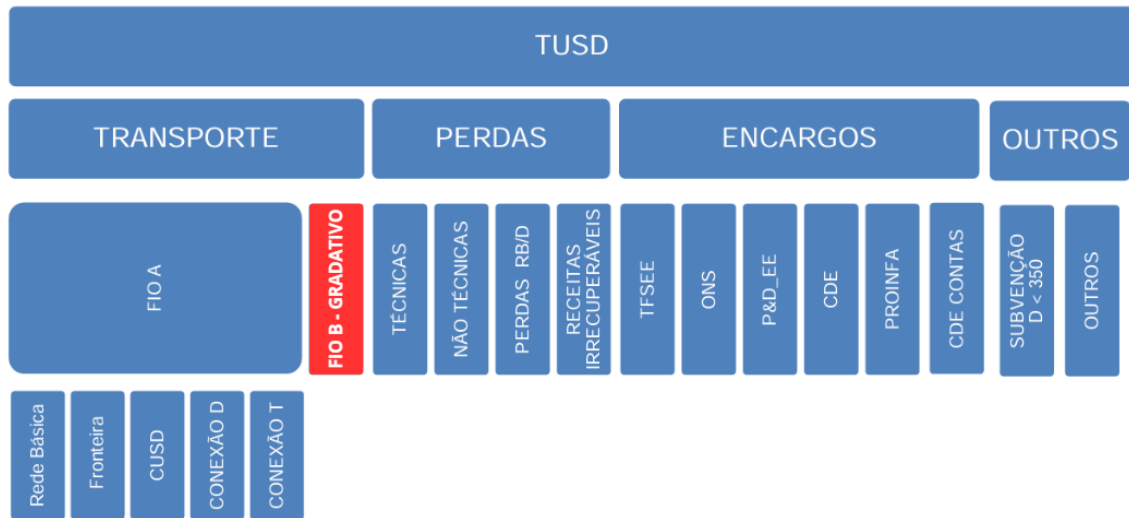
2.5.2 GD II

O enquadramento na modalidade GD II aplica-se aos projetos protocolados após 7 de janeiro de 2023, com potência instalada de até 500 kW. As unidades classificadas nessa categoria estão inseridas no chamado "período de transição". Nesse período, o faturamento de energia das unidades participantes do SCEE deve considerar a incidência sobre toda a energia elétrica ativa compensada nos seguintes percentuais das componentes tarifárias relativas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à quota de reintegração regulatória (depreciação) dos ativos de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição (LEI 14.300, 2022):

- 15% (quinze por cento) a partir de 2023;
- 30% (trinta por cento) a partir de 2024;
- 45% (quarenta e cinco por cento) a partir de 2025;
- 60% (sessenta por cento) a partir de 2026;
- 75% (setenta e cinco por cento) a partir de 2027; e
- 90% (noventa por cento) a partir de 2028.

Essa regra se tornou mais onerosa para o consumidor, que passa a arcar, de forma gradativa, com os custos relacionados ao serviço de distribuição. Assim, o consumidor não se beneficia mais integralmente do SCEE e gradualmente paga pela TUSD Fio B. Na Figura 4, é possível observar a parcela não compensada que deverá ser paga à distribuidora.

Figura 4 – Componentes Tarifários da TUSD - GD II.



Fonte: Adaptado de Procedimentos de Regulação Tarifária (ANEEL, 2022).

Além disso, é importante destacar que, para projetos protocolados entre 7 de janeiro de 2023 e 7 de julho de 2023, o percentual de 90% permanece vigente até o ano de 2031 (LEI 14.300, 2022). Para esses projetos, não há uma regra claramente definida para o que acontecerá após 2028 ou 2031, o que gera incertezas para os consumidores e para o mercado associado à geração distribuída.

2.5.3 GD III

Assim como o enquadramento na modalidade GD II, a modalidade GD III aplica-se aos projetos protocolados após 7 de janeiro de 2023. No entanto, esse enquadramento é exclusivo para projetos com potência instalada superior a 500 kW (LEI 14.300, 2022). O faturamento de energia das unidades participantes do SCEE deve considerar, até 2028, a seguinte incidência:

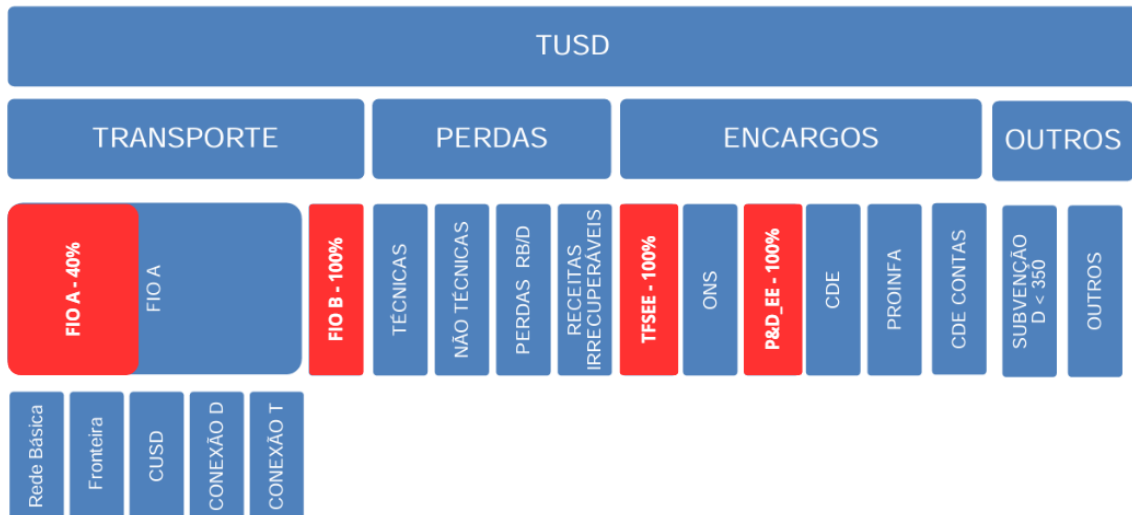
- de 100% (cem por cento) das componentes tarifárias relativas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à quota de reintegração regulatória (depreciação) dos ativos de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição;
- de 40% (quarenta por cento) das componentes tarifárias relativas ao uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica, ao uso dos transformadores de potência da Rede Básica com tensão inferior a 230 kV (duzentos e trinta quilovolts) e das Demais Instalações de Transmissão (DIT) compartilhadas, ao uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras e à conexão às instalações de transmissão ou de distribuição; e

- de 100% (cem por cento) dos encargos Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética (EE) e Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE).

Essa regra é significativamente mais onerosa para o consumidor. Além de assumir integralmente os custos relacionados à distribuição, o consumidor arcará com 40% dos custos de transmissão (Fio A) e 100% dos encargos de P&D, EE e TFSEE. Diferentemente da regra de transição aplicada à GD II, a GD III não prevê uma introdução gradativa. Todos os projetos enquadrados nessa modalidade deverão assumir integralmente os custos desde o início de sua operação.

Na Figura 5, são apresentados os componentes não compensados da TUSD, enquanto a Figura 6 ilustra os componentes não compensados da TE.

Figura 5 – Componentes Tarifários da TUSD - GD III.



Fonte: Adaptado de Procedimentos de Regulação Tarifária (ANEEL, 2022).

Figura 6 – Componentes Tarifários da TE - GD III.



Fonte: Adaptado de Procedimentos de Regulação Tarifária (ANEEL, 2022).

Para esses projetos, também não há uma regra claramente definida para o que acontecerá após 2028. Essa indefinição afeta diretamente o planejamento de longo prazo, especialmente para aqueles que desejam investir em geração distribuída de maior porte. Sem uma perspectiva clara sobre como será a compensação de energia no futuro, torna-se desafiador calcular com precisão o retorno financeiro do investimento, o que pode desestimular novos projetos e comprometer a previsibilidade econômica do setor.

Adicionalmente, a ausência de regras pós-2028 abre espaço para possíveis mudanças regulatórias que podem resultar em condições menos favoráveis para os consumidores, como uma maior incidência de encargos e custos de utilização da infraestrutura elétrica. Nesse cenário, consumidores e investidores ficam vulneráveis a alterações que podem impactar tanto a viabilidade econômica dos projetos quanto a atratividade da geração distribuída como alternativa energética.

Essa incerteza reforça a importância de discussões regulatórias transparentes e previsíveis, que ofereçam segurança jurídica e incentivem a continuidade do crescimento sustentável do setor.

2.5.4 Comparação entre GD I, GD II e GD III

A Tabela 4 apresenta uma comparação entre as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica:

Tabela 4 – Comparativo entre GD I, GD II e GD III.

Aspecto	GD I	GD II	GD III
Enquadramento	Projetos protocolados até 07/01/2023	Projetos protocolados após 07/01/2023, até 500 kW	Projetos protocolados após 07/01/2023, acima de 500 kW
Período de Vigência	Até 2045, com "direito adquirido"	Período de transição até 2028 (ou até 2031 para projetos até 07/07/2023)	Sem transição, custos aplicados imediatamente
Regra de Compensação	"Um para um" (1 kWh gerado = 1 kWh consumido)	Fio B Gradual: 15% em 2023, 30% em 2024 até 90% em 2028	100% de Fio B, 40% de Fio A, 100% de P&D, EE e TFSEE
Impacto Econômico	Alta viabilidade econômica, sem custos extras	Menor viabilidade econômica ao longo do tempo	Baixa viabilidade econômica, custos elevados desde o início
Incertezas Pós-Vigência	Não aplicável	Incertezas a partir de 2028/2031	Incertezas a partir de 2028
Perfil de Projeto	Pequenos, Médios e Grandes Projetos	Projetos pequenos e médios (até 500 kW)	Grandes projetos (acima de 500 kW)

Fonte: Autor.

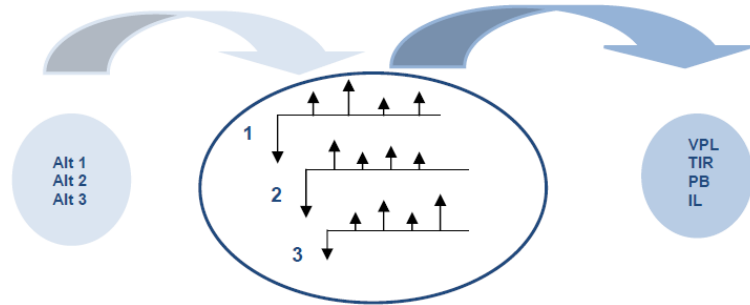
2.6 ANÁLISE DE INVESTIMENTO

Quando o setor elétrico estava sendo inteiramente administrado pelo Estado, as atividades de planejamento e operação dos sistemas elétricos de potência eram embasadas praticamente por análises puramente técnicas consolidando o enfoque do engenheiro. A inserção dos aspectos econômicos se limitava à abordagem do mínimo custo sem a análise de custo e benefício a longo prazo (LIMA, 2011).

Todo o processo de tomada de decisão deve envolver a escolha de uma entre várias alternativas propostas para solucionar um determinado problema. Nesta avaliação, a análise técnica deve ser feita em conjunto com uma análise econômica a fim de possibilitar uma valoração em termos monetários de seus impactos (LIMA, 2011).

Dessa forma, um estudo de engenharia econômica deve comparar alternativas construídas sob critérios técnicos cujas diferenças são expressas em termos monetários. O planejador deve elaborar os fluxos de caixa do projeto pensando no seu comportamento futuro, levando em consideração as principais variáveis que afetam esse fluxo, como receita bruta, custos operacionais, etc. A Figura 7 apresenta uma visão do processo de análise de alternativas.

Figura 7 – Construção e Avaliação de Alternativas.



Fonte: Adaptado de (LIMA, 2011).

A seguir, serão descritos os métodos mais frequentemente utilizados para comparar alternativas de investimento, sendo possível representar uma métrica associada a um fluxo de caixa de uma determinada alternativa. A partir desta métrica, será possível a realização de comparação entre investimentos.

2.6.1 Método do Tempo de Retorno do Capital (Pay-Back)

Neste método calcula-se o tempo necessário para que a soma das receitas nominais futuras iguale o valor do investimento inicial (LIMA, 2011). Este tempo ou período é o menor valor de mj tal que:

$$A_{jt} \geq 0 \quad (2.1)$$

onde:

- $A_{jt} \geq 0$ é o fluxo líquido de caixa para a alternativa j no período t , tentando-se amortizar o investimento inicial de uma vez só.

Ou de outra forma, quando o investimento inicial C_0 é seguido por uma série de rendas líquidas R_t , o tempo de retorno é determinado quando:

$$\sum_{t=0}^m R_t \geq C_0 \quad (2.2)$$

Este método conforme foi definido tem uma falha, pois não considera o valor da moeda no tempo. Melhoramentos podem ser feitos a fim de tratar cada receita R_t num instante único de referência temporal (LIMA, 2011).

2.6.2 Método do Valor Presente Líquido (VPL)

O método do valor presente é para representar cada alternativa através de um valor monetário representativo dos fluxos de caixa previstos referenciados no instante inicial do projeto. Quando se incluem no fluxo de caixa os investimentos relacionados com a alternativa, passa-se a obter o Valor Presente Líquido (VPL) que deve ser usado sempre que o valor dos investimentos difere para cada alternativa (LIMA, 2011).

$$VP_j(i) = \sum_{t=0}^n A_{jt}(1+i)^{-t} \quad (2.3)$$

onde:

- $VP_j(i)$ é o valor presente da alternativa j para uma taxa $i\%$;
- n é o horizonte de planejamento (em anos);
- A_{jt} é o fluxo de caixa da alternativa j ao final do ano t incluindo os investimentos;
- i é a taxa de juros mínima ou taxa de atratividade mínima.

2.6.3 Método da Taxa Interna de Retorno (TIR)

Neste método a taxa de juros é calculada de tal forma que o valor presente dos fluxos de caixa ao longo do horizonte se iguale a zero (LIMA, 2011). Seja i a taxa de retorno da alternativa j , então:

$$0 = \sum_{t=0}^n A_{jt}(1+i)^{-t} \quad (2.4)$$

Em geral, esta taxa sempre existirá e será única.

2.6.4 Custo Nivelado de Energia (LCOE)

Diversos parâmetros cruciais devem ser considerados ao determinar a melhor fonte de produção de energia. Fatores como recursos locais, compromissos nacionais, emissões e impactos ambientais desempenham papéis relevantes nesse processo. Embora a importância de cada um deles possa variar conforme o contexto, é improvável que projetos em larga escala avancem se forem economicamente inviáveis. Assim, o custo de produção de energia emerge como um fator determinante (MYHR et al., 2014).

Na análise do custo da energia, é essencial adotar diferentes perspectivas e metodologias. Entre os principais elementos avaliados estão o CAPEX (custos de capital) e o OPEX (custos operacionais), que juntos formam a base para estimar o potencial econômico de um projeto. Essas variáveis são amplamente utilizadas em análises preliminares de grandes investimentos, especialmente em empreendimentos que exigem elevados custos iniciais e cujos retornos se concretizam ao longo de décadas (MYHR et al., 2014).

Para projetos de longo prazo, como aqueles com horizontes de 20 a 30 anos, recomenda-se utilizar métricas niveladas que proporcionem uma visão mais clara e comparável dos custos ao longo do tempo. Uma abordagem comum é considerar a produção de energia esperada como base para nivelar os resultados. Esse método permite avaliar riscos e custos totais ao longo da vida útil do projeto de forma mais eficiente, sendo conhecido como Análise do Custo Nivelado da Energia (*Levelised Cost of Energy* – LCOE). O LCOE é calculado descontando os custos e receitas a uma data de referência por meio do método de anuidade. O resultado é um indicador que pode ser interpretado como o preço unitário mínimo necessário da energia para que o projeto seja viável. Dessa forma, o LCOE se torna uma métrica adequada para comparar o desempenho econômico de diferentes soluções de geração de energia (MYHR et al., 2014).

A equação para o cálculo do LCOE é dada por:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + M_t}{(I_0 + r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(I_0 + r)^t}} \quad (2.5)$$

onde:

- I_t representa os investimentos no tempo t ;
- M_t representa os custos operacionais e de manutenção no tempo t ;
- E_t representa a geração de energia no tempo t ;
- r é a taxa de juros;
- t representa o tempo, variando de 0 a n .

Ao utilizar o LCOE, investidores e analistas têm acesso a uma métrica padronizada que permite identificar as opções mais vantajosas economicamente, proporcionando maior clareza na tomada de decisão.

A equação do LCOE permite calcular o custo de produção de energia e, com adaptações, também pode ser utilizada para determinar o Custo Nivelado da Economia. Esse cálculo é feito considerando a diferença entre as economias geradas em uma data de referência e os custos de produção de energia. Assim, é possível obter a economia líquida do projeto por unidade de energia, ou seja, mensurar o quanto está sendo efetivamente economizado em relação ao mercado regulado, graças à implantação de projetos de geração distribuída.

2.7 FATOR DE CAPACIDADE DE FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS

Uma dúvida frequente é: "Qual é a eficiência das fontes de energia renovável, como turbinas eólicas e painéis solares?". Embora pareça uma questão simples, a resposta não

é tão direta. O termo técnico "eficiência" refere-se à relação entre a energia útil gerada e a energia fornecida, sendo expresso em termos percentuais (TWIDELL; WEIR, 2015).

Os valores de eficiência são de grande importância, principalmente porque os insumos para a geração de energia renovável, como a radiação solar, chegam gratuitamente ao gerador. Portanto, indicam quanto da energia disponível está sendo convertido de forma eficaz em eletricidade. Além disso, uma vez que esses valores podem variar significativamente, é mais adequado calcular uma média dos insumos ao longo do tempo, comumente considerando um período anual. Para tanto, é necessário utilizar parâmetros que permitam avaliar a produção anual de um dispositivo em locais específicos, como o fator de capacidade (FC).

O fator de capacidade (FC) pode ser definido como:

$$FC = \frac{\text{Energia Gerada}}{\text{Capacidade Instalada} * \text{Quantidade de Horas}} \quad (2.6)$$

Com isso, é possível comparar duas plantas fotovoltaicas com a mesma capacidade instalada, mas situadas em diferentes regiões, uma vez que a energia gerada será distinta devido às condições climáticas, como temperatura e irradiância solar.

2.8 CUSTO DE INVESTIMENTO EM USINA SOLAR FOTOVOLTAICA

Uma inovação trazida pela Lei 14.300/2022 para a conexão de usinas de minigeração foi a introdução da Garantia de Fiel Cumprimento (GFC) para usinas de maior potência. Essa garantia financeira é exigida pela ANEEL para assegurar que a usina será efetivamente construída (LEI 14.300, 2022).

Quando um investidor solicita acesso à rede para implantar uma central geradora, é necessário obter o orçamento de conexão, um documento que detalha as condições, custos e prazos para a integração da usina à rede elétrica. Após receber o orçamento, o investidor deve apresentar a Garantia de Fiel Cumprimento, com o objetivo de garantir a execução do projeto. Essa exigência visa evitar que o investidor receba o orçamento de conexão sem a intenção de concluir o projeto, o que poderia possibilitar que outro investidor assumisse a construção.

Para estabelecer a Garantia de Fiel Cumprimento, foi necessário padronizar os valores de construção dos investimentos. A ANEEL implementou essa padronização por meio da Resolução Homologatória Nº 3.171, de 7 de fevereiro de 2023, que definiu os custos de investimento para o cálculo da garantia no contexto da minigeração distribuída. A Tabela 5 apresenta os valores definidos (REN 3.171, 2023).

Tabela 5 – Custo de Investimento por Tipo de Fonte de Geração.

Tipo de Fonte	Custo de Investimento (R\$/kW)
Solar Fotovoltaica (incluindo flutuante)	4.000
Hídrica (CGH)	5.000
Eólica	4.500
Térmica (todos os tipos)	4.000

Fonte: REN ANEEL N° 3.171 (REN 3.171, 2023).

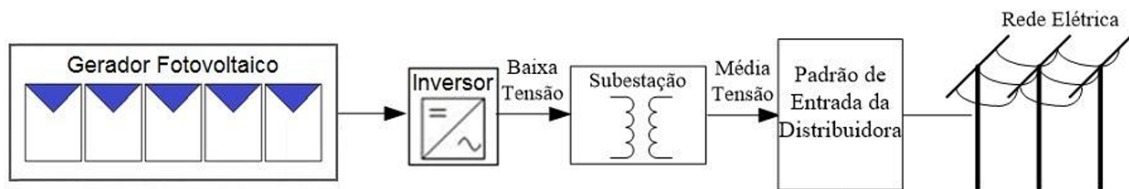
Embora esse custo não seja fixo e varie de projeto para projeto, dependendo de uma série de fatores como o tamanho do projeto, o preço do dólar, o frete marítimo, a carga tributária sobre os equipamentos, entre outros, a média apresentada serve como uma orientação para a maioria dos projetos. No mercado, os custos tendem a se manter dentro dessa faixa de preço.

3 ESTUDO DE CASO

3.1 COMPOSIÇÃO DE UMA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADA À REDE

Os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede geram energia que pode ser consumida instantaneamente pela carga ou injetada diretamente na rede elétrica convencional, sendo posteriormente utilizada pelas unidades consumidoras conectadas ao sistema de distribuição (CEPEL/CRESESB, 2014). A Figura 8 apresenta um esquema de uma usina solar fotovoltaica conectada à rede, destacando os principais componentes: gerador fotovoltaico, inversor, subestação, padrão de entrada da distribuidora e a rede elétrica.

Figura 8 – Esquema de Uma Usina Solar Fotovoltaica Conectada à Rede.



Fonte: Retirado de (CEPEL/CRESESB, 2014).

A seguir, serão apresentadas as características e a importância de cada componente mostrado na Figura 8.

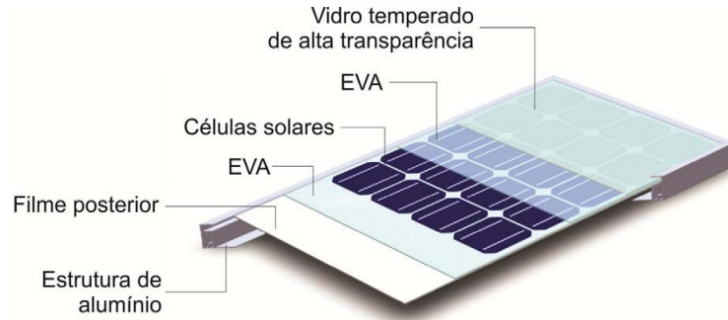
3.1.1 Gerador Fotovoltaico

O gerador fotovoltaico é responsável pela conversão direta da luz em eletricidade. A unidade fundamental desse processo é a célula fotovoltaica, um dispositivo semicondutor. O gerador é composto por três elementos principais: módulos fotovoltaicos, estrutura de fixação dos módulos e cabos/conectores (CEPEL/CRESESB, 2014), que serão detalhados a seguir.

3.1.1.1 Módulos Fotovoltaicos

Um módulo fotovoltaico é composto por um conjunto de células fotovoltaicas associadas em série e/ou paralelo, conforme os parâmetros elétricos desejados. Essas células são soldadas em tiras e, posteriormente, encapsuladas para protegê-las das intempéries e proporcionar resistência mecânica ao módulo (CEPEL/CRESESB, 2014). A Figura 9 ilustra os componentes de um módulo fotovoltaico.

Figura 9 – Esquema dos Componentes de Um Módulo Fotovoltaico.



Fonte: Retirado de (CEPEL/CRESESB, 2014).

O encapsulamento é constituído de um sanduíche de vidro temperado de alta transparência, acetato de etil vinila (EVA) estabilizado para radiação ultravioleta, células fotovoltaicas, EVA estabilizado e um filme posterior isolante. Uma estrutura de alumínio é utilizada para fixar o encapsulamento (CEPEL/CRESESB, 2014).

Os módulos fotovoltaicos geralmente possuem garantia contra defeitos de fabricação de 3 a 5 anos, e uma garantia de rendimento mínimo por 25 anos. A degradação da potência dos módulos instalados em campo varia entre 0,5% e 1,0% ao ano (CEPEL/CRESESB, 2014).

A potência elétrica de um módulo fotovoltaico é geralmente identificada em watts-pico (Wp). A definição da potência de pico ocorre nas condições-padrão de ensaio (STC, do inglês *Standard Test Conditions*), considerando irradiância solar de 1.000 W/m^2 , distribuição espectral padrão para AM 1,5 e temperatura de célula de 25°C (CEPEL/CRESESB, 2014).

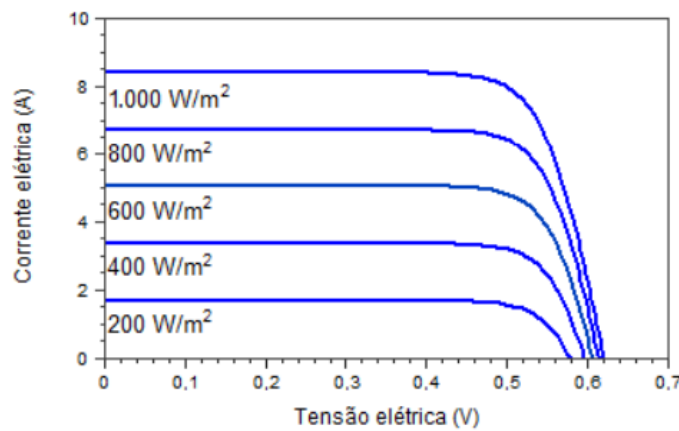
A Figura 10 ilustra a influência da irradiância solar incidente na curva $I - V$ de uma célula fotovoltaica. À medida que a irradiância aumenta, a corrente elétrica gerada cresce de forma aproximadamente linear, enquanto a tensão de circuito aberto (V_{oc}) apresenta um aumento logarítmico, desde que a temperatura permaneça constante (CEPEL/CRESESB, 2014). Além disso, a corrente de curto-circuito (I_{sc}) de uma célula ou módulo fotovoltaico pode ser correlacionada à irradiância incidente, conforme descrito na Equação 3.1.

$$I_{sc} = I_{sc_{stc}} \times \frac{G}{1000} \quad (3.1)$$

onde

- I_{sc} (A) representa a corrente de curto-circuito do módulo, para a irradiância G e uma temperatura de 25°C ;
- $I_{sc_{stc}}$ (A) representa a corrente de curto-circuito do módulo na condição padrão;
- G (W/m^2) representa a irradiância incidente sobre o módulo;
- 1000 (W/m^2) representa a irradiância nas STC;

Figura 10 – Influência da Variação da Irradiância Solar na Curva Característica $I - V$ de Uma Célula Fotovoltaica na Temperatura de $25\text{ }^{\circ}\text{C}$.



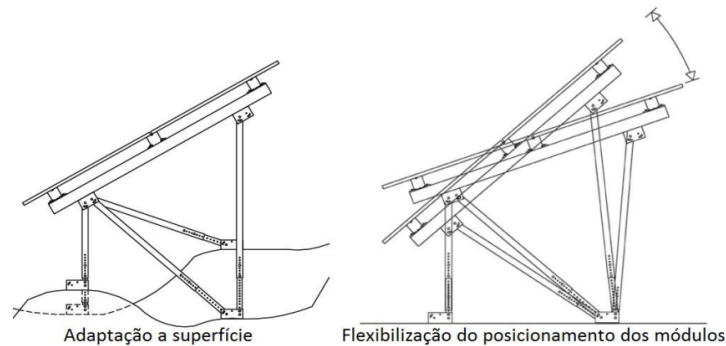
Fonte: Retirado de (CEPEL/CRESESB, 2014).

3.1.1.2 Estrutura de Fixação dos Módulos Fotovoltaicos

A estrutura de fixação dos módulos fotovoltaicos tem como principal função posicioná-los de forma estável, garantindo, além disso, uma ventilação adequada para dissipar o calor gerado pelos raios solares e pelas perdas no processo de conversão de energia. Isso é fundamental, pois a eficiência dos módulos diminui com o aumento da temperatura, o que pode comprometer seu funcionamento. A estrutura também deve possibilitar o distanciamento entre os módulos, conforme as orientações do fabricante, para evitar danos mecânicos causados pela dilatação térmica (CEPEL/CRESESB, 2014).

A estrutura de suporte é projetada para se adaptar ao terreno ou à construção, levando em consideração as características dos módulos e a estratégia de ajuste da inclinação e da orientação. Os módulos fotovoltaicos devem ser montados sobre essa estrutura, que deve ser rígida e possuir uma geometria adequada para garantir a orientação e o ângulo de inclinação (fixo ou variável) necessários, assegurando a máxima captação de luz solar durante o período de interesse. Além disso, a estrutura deve oferecer a rigidez mecânica necessária para suportar o peso dos módulos e resistir a ventos fortes. A estrutura de suporte deve ser eletricamente aterrada e fabricada com materiais resistentes à corrosão, especialmente em locais com condições ambientais agressivas (CEPEL/CRESESB, 2014). A Figura 11 apresenta um exemplo de estrutura de suporte para os módulos.

Figura 11 – Exemplo de Uma Estrutura de Sustentação de Módulos Fotovoltaicos.



Fonte: Adaptado de (SolarWorld, 2013).

3.1.1.3 Cabos/Conectores

Os cabos e conectores têm a função de realizar a associação dos módulos fotovoltaicos, ou seja, estabelecer as conexões em série e/ou paralelo, conforme a corrente e a tensão desejadas, a fim de formar painéis fotovoltaicos com maior potência. Os cabos terminais dos módulos fotovoltaicos devem possuir isolamento adequado para suportar a máxima tensão do sistema, além de serem resistentes às intempéries (CEPEL/CRESESB, 2014).

Módulos modernos, projetados para aplicações conectadas à rede, são fornecidos com cabos pré-instalados, com comprimento suficiente para permitir a conexão em série com outro módulo do mesmo modelo, compondo um arranjo fotovoltaico. Normalmente, os cabos vêm equipados com um sistema de engate rápido, que facilita a instalação e assegura a qualidade da conexão (CEPEL/CRESESB, 2014).

Esses conectores devem possuir grau de proteção IP 67 ou superior e não podem ser posicionados em canaletas ou tubos que possam acumular água. Além disso, os cabos não devem ficar soltos e sujeitos à ação do vento, devendo ser fixados à estrutura do painel fotovoltaico por meio de abraçadeiras adequadas (CEPEL/CRESESB, 2014).

3.1.2 Inversor de Frequência

Os módulos fotovoltaicos geram energia elétrica em corrente contínua (C.C.). Para que essa energia possa ser integrada à rede elétrica, é necessário utilizar um dispositivo eletrônico que converta a corrente contínua em corrente alternada (C.A.), conhecido como inversor de frequência ou, de forma mais genérica, "conversor CC-CA". Além disso, o inversor também é responsável por sincronizar a tensão de saída com a tensão da rede elétrica (CEPEL/CRESESB, 2014).

O inversor deve minimizar as perdas de potência, dissipando o mínimo possível, e produzir uma tensão com baixo teor de harmônicos, garantindo sua sincronização com a rede elétrica, caso o Sistema Fotovoltaico esteja interligado à rede. A escolha do inversor tem impacto direto no desempenho, na confiabilidade e no custo do Sistema Fotovoltaico (CEPEL/CRESESB, 2014).

3.1.3 Subestação

Para usinas de Minigeração Distribuída, ou seja, com potência nominal superior a 75 kW, é necessário que elas sejam conectadas à rede elétrica de Alta Tensão. Nesse caso, é imprescindível a implantação de uma subestação equipada com um transformador, responsável por elevar a tensão de saída do inversor para o nível de tensão requerido pela rede (CEPEL/CRESESB, 2014).

3.1.4 Padrão de Entrada da Distribuidora

O ponto de entrada da distribuidora é onde é instalado o medidor de energia, responsável por registrar e computar toda a energia injetada pelo sistema na rede elétrica. A energia cedida à rede é convertida em crédito, permitindo que o titular da usina se beneficie da energia gerada (CEPEL/CRESESB, 2014).

3.2 DEFINIÇÃO DOS PROJETOS A SEREM ESTUDADOS

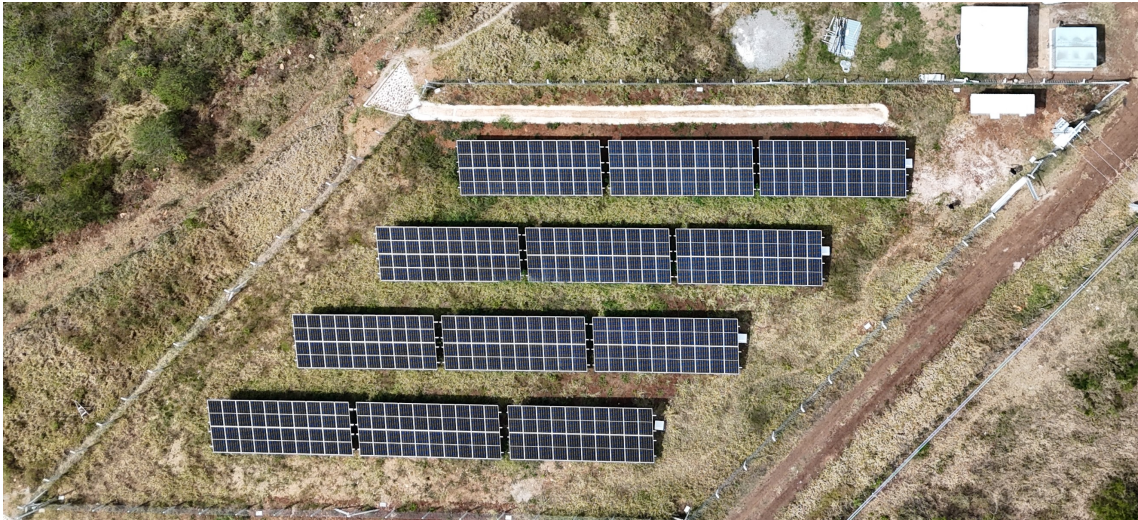
Após uma revisão do histórico da geração distribuída no Brasil, das modalidades tarifárias, das regras do sistema de compensação de energia elétrica, dos métodos de análise de investimentos e da composição de uma usina solar fotovoltaica conectada à rede, é de interesse analisar como se dá o retorno financeiro de um projeto de geração, para que seja possível analisar o impacto regulatório do Marco Legal da Geração Distribuída, tanto para consumidores do Grupo A quanto para consumidores do Grupo B, além de comparar as regras anteriores e posteriores à Lei 14.300/2022.

A seguir, serão detalhados os dados técnicos de três usinas reais, fornecidos pela empresa Elétron Energy.

3.2.1 UFV FREVO 12

A Usina Fotovoltaica (UFV) Frevo 12 é composta por 224 módulos fotovoltaicos de 545 Wp, da fabricante JA Solar, totalizando uma potência nominal de 122 kWp. O sistema conta ainda com um inversor de 100 kW de potência nominal, fabricado pela Sungrow. A Figura 12 ilustra a UFV Frevo 12 após a conclusão de sua instalação.

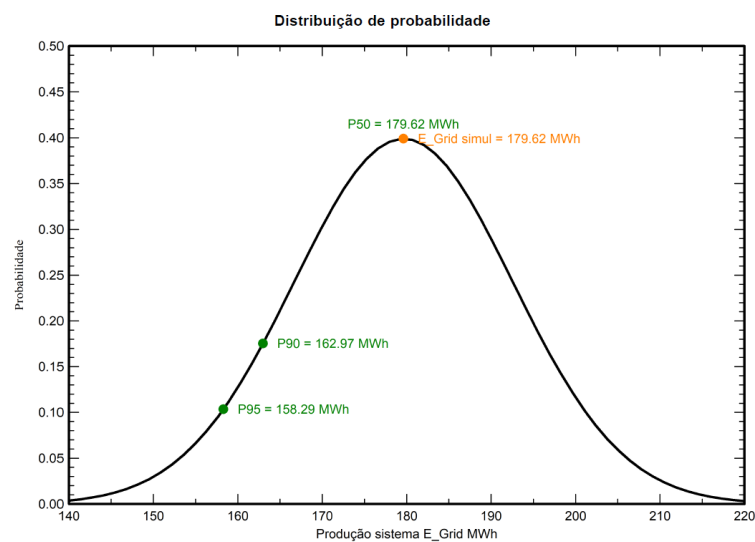
Figura 12 – Usina solar fotovoltaica - UFV Frevo 12 - Pot. Nom. 100 kW.



Fonte: Elétron Energy.

A simulação de geração da UFV Frevo 12 foi realizada utilizando o software PVSyst. A Figura 13 apresenta o gráfico de distribuição de probabilidade da produção de energia da usina, destacando três pontos principais de probabilidade: P50, P90 e P95.

Figura 13 – Simulação de geração PVSyst - Gráfico da distribuição de probabilidade - UFV Frevo 12.



Fonte: Elétron Energy.

A Tabela 6 apresenta as principais características técnicas da UFV Frevo 12, além das estimativas de geração para o primeiro ano de operação.

Tabela 6 – Características técnicas da UFV Frevo 12 e curvas de geração.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DA USINA	
Classificação da Usina	100% Remota
Potência AC	100,00 kW
Fator de Dimensionamento do Inversor	22,08%
Potência DC	122,08 kWp
Custo de O&M	R\$100,00 /kWp/ano
Seguro	0,50%
Prazo Obra e Conexão	12 meses
Vida Útil da Planta	30 anos
Tempo de GD	30 anos
Degradação no Segundo Ano de Operação	2%
Degradação nos Anos Seguintes	0,50%
GERAÇÃO NO PRIMEIRO ANO DE OPERAÇÃO DA UFV	
Curva P50	179,62 MWh
Curva P90	162,97 MWh
Curva P95	158,29 MWh

Fonte: Elétron Energy.

3.2.2 UFV FREVO 6

A Usina Fotovoltaica (UFV) Frevo 6 é composta por 2.352 módulos fotovoltaicos de 550 Wp, da fabricante JA Solar, totalizando uma potência nominal de 1.294 kWp. O sistema conta ainda com quatro inversores de 250 kW de potência nominal, fabricados pela Sungrow, resultando em uma potência total de 1.000 kW. A Figura 14 ilustra a UFV Frevo 6 após a conclusão de sua instalação.

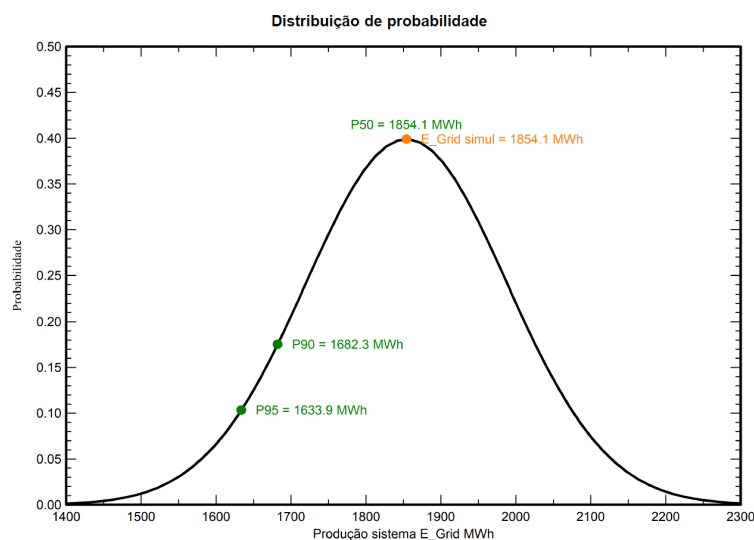
Figura 14 – Usina solar fotovoltaica - UFV Frevo 6 - Pot. Nom. 1.000 kW.



Fonte: Elétron Energy.

A simulação de geração da UFV Frevo 6 foi realizada utilizando o software PVSyst. A Figura 15 apresenta o gráfico de Distribuição de Probabilidade da produção de energia da usina, destacando três pontos principais de probabilidade: P50, P90 e P95.

Figura 15 – Simulação de geração PVSyst - Gráfico da distribuição de probabilidade - UFV Frevo 6.



Fonte: Elétron Energy.

A Tabela 7 apresenta as principais características técnicas da UFV Frevo 6, além das estimativas de geração para o primeiro ano de operação.

Tabela 7 – Características técnicas da UFV Frevo 6 e curvas de geração.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DA USINA	
Classificação da Usina	100% Remota
Potência AC	1.000,00 kW
Fator de Dimensionamento do Inversor	29,36%
Potência DC	1.293,60 kWp
Custo de O&M	R\$100,00 /kWp/ano
Seguro	0,50%
Prazo Obra e Conexão	12 meses
Vida Útil da Planta	30 anos
Tempo de GD	30 anos
Degradação no Segundo Ano de Operação	2%
Degradação nos Anos Seguintes	0,50%
GERAÇÃO NO PRIMEIRO ANO DE OPERAÇÃO DA UFV	
Curva P50	1.854,10 MWh
Curva P90	1.682,30 MWh
Curva P95	1.633,90 MWh

Fonte: Elétron Energy.

3.2.3 UFV ENERCRED

A Usina Fotovoltaica (UFV) Enercred é composta por 4.592 módulos fotovoltaicos de 540 Wp, da fabricante JA Solar, totalizando uma potência nominal de 2.480 kWp. O sistema conta ainda com oito inversores de 250 kW de potência nominal, fabricados pela Sungrow, resultando em uma potência total de 2.000 kW. A Figura 16 ilustra a UFV Frevo 6 após a conclusão de sua instalação.

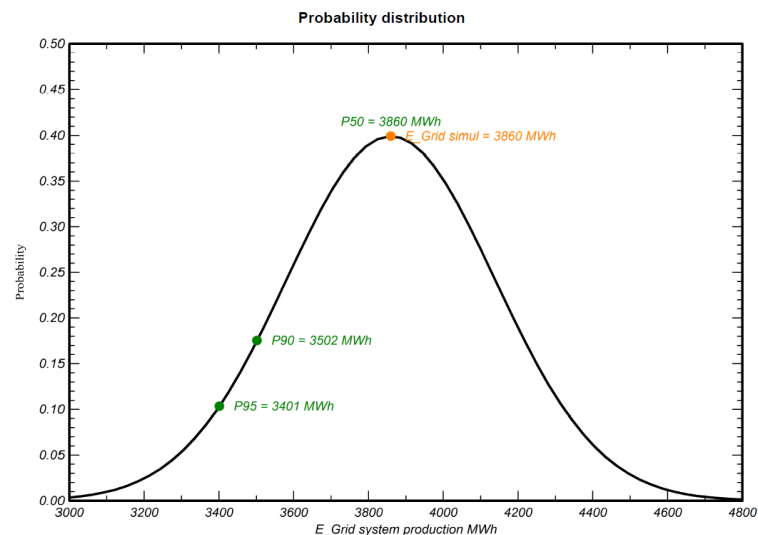
Figura 16 – Usina solar fotovoltaica - UFV Enercred - Pot. Nom. 2.000 kW.



Fonte: Elétron Energy.

A simulação de geração da UFV Enercred foi realizada utilizando o software PVSyst. A Figura 17 apresenta o gráfico de Distribuição de Probabilidade da produção de energia da usina, destacando três pontos principais de probabilidade: P50, P90 e P95.

Figura 17 – Simulação de geração PVSyst - Gráfico da distribuição de probabilidade - UFV Enercred.



Fonte: Elétron Energy.

A Tabela 8 apresenta as principais características técnicas da UFV Enercred, além das estimativas de geração para o primeiro ano de operação.

Tabela 8 – Características técnicas da UFV ENERCRED e curvas de geração.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DA USINA	
Classificação da Usina	100% Remota
Potência AC	2.000,00 kW
Fator de Dimensionamento do Inversor	23,98%
Potência DC	2.479,68 kWp
Custo de O&M	R\$100,00 /kWp/ano
Seguro	0,50%
Prazo Obra e Conexão	12 meses
Vida Útil da Planta	30 anos
Tempo de GD	30 anos
Degradação no Segundo Ano de Operação	2%
Degradação nos Anos Seguintes	0,50%
GERAÇÃO NO PRIMEIRO ANO DE OPERAÇÃO DA UFV	
Curva P50	3.860 MWh
Curva P90	3.502 MWh
Curva P95	3.401 MWh

Fonte: Elétron Energy.

3.3 MODELAGEM FINANCEIRA DA UFV FREVO 12

A UFV Frevo 12 possui uma potência nominal de saída de 100 kW, dessa forma ela pode estar enquadrada em GD I ou GD II, a depender da data em que o seu projeto foi protocolado. A seguir, será realizada a modelagem financeira desse projeto tanto na GD I, quanto na GD II. Além disso, também será levado em consideração o tipo de unidade beneficiária, se será do Grupo B ou do Grupo A.

3.3.1 Unidades Consumidoras do Grupo B

Nessa seção, serão realizadas as modelagens financeiras considerando que todas as unidades consumidoras que se beneficiarão da energia gerada pela UFV Frevo 12 serão do Grupo B.

Para essa análise, será utilizando a curva de geração P90, por ser mais conservadora e apresentar uma maior confiabilidade para análises financeiras. Além disso, as tarifas utilizadas são referentes a Resolução Homologatória N° 3.325, de 25 de Abril de 2024 e os reajustes de despesas/tarifas são iguais ao reajuste IPCA acumulado de 2024.

3.3.1.1 GD I

A Tabela 9 apresentará as premissas utilizadas no estudo. Já a Tabela 10 apresentará o fluxo de caixa do projeto.

Tabela 9 – Premissas do Estudo - UFV Frevo 12 - GD I - U. B. Grupo B.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DA USINA	
Classificação da Usina	100% Remota
Potência AC	100,00 kW
Fator de Dimensionamento do Inversor	22,08%
Potência DC	122,08 kWp
Custo do Investimento	4.000,00 R\$/kWp
Fator de Capacidade	15,24%
Custo de O&M	R\$100,00 /kWp/ano
Seguro	0,50%
Prazo Obra e Conexão	12 meses
Vida Útil da Planta	30 anos
Tempo de GD	30 anos
Degradação no Segundo Ano de Operação	2%
Degradação nos Anos Seguintes	0,50%
REAJUSTES FINANCEIROS	
Reajuste das Despesas (a.a.)	4,83%
Reajuste Tarifário	4,83%
IMPOSTOS	
PIS/COFINS	5%
ICMS	20,50%
TARIFA NEOENERGIA PERNAMBUCO B3 CONVENCIONAL	
TUSD	410,50 R\$/MWh
TE	333,82 R\$/MWh
TARIFA NEOENERGIA PERNAMBUCO A4 GERAÇÃO	
TUSD Geração	9,5 R\$/kW

Fonte: Autor.

Tabela 10 – Fluxo de Caixa - UFV Frevo 12 - GD I - U.B. Grupo B.

ANO	INVESTI- MENTO	GERAÇÃO ANUAL	ECONOMIA C/ ENERGIA	CUSTOS OPERACIO- NAIS	ECONOMIA LÍQUIDA	FLUXO DE CAIXA ACU- MULADO
0	-R\$ 488.320,00	0,00 MWh	R\$ -	R\$ -	-R\$ 488.320,00	-R\$ 488.320,00
1	R\$ -	162,97 MWh	R\$ 168.369,03	R\$ 31.180,57	R\$ 137.188,46	-R\$ 351.131,54
2	R\$ -	159,71 MWh	R\$ 172.971,23	R\$ 32.686,59	R\$ 140.284,63	-R\$ 210.846,91
3	R\$ -	158,91 MWh	R\$ 180.419,11	R\$ 34.265,36	R\$ 146.153,75	-R\$ 64.693,16
4	R\$ -	158,12 MWh	R\$ 188.187,69	R\$ 35.920,37	R\$ 152.267,31	R\$ 87.574,16
5	R\$ -	157,33 MWh	R\$ 196.290,76	R\$ 37.655,33	R\$ 158.635,44	R\$ 246.209,59
6	R\$ -	156,54 MWh	R\$ 204.742,75	R\$ 39.474,08	R\$ 165.268,67	R\$ 411.478,27
7	R\$ -	155,76 MWh	R\$ 213.558,67	R\$ 41.380,68	R\$ 172.177,99	R\$ 583.656,26
8	R\$ -	154,98 MWh	R\$ 222.754,18	R\$ 43.379,36	R\$ 179.374,82	R\$ 763.031,07
9	R\$ -	154,20 MWh	R\$ 232.345,64	R\$ 45.474,59	R\$ 186.871,06	R\$ 949.902,13
10	R\$ -	153,43 MWh	R\$ 242.350,10	R\$ 47.671,01	R\$ 194.679,09	R\$ 1.144.581,22
11	R\$ -	152,67 MWh	R\$ 252.785,33	R\$ 49.973,52	R\$ 202.811,81	R\$ 1.347.393,03
12	R\$ -	151,90 MWh	R\$ 263.669,89	R\$ 52.387,24	R\$ 211.282,65	R\$ 1.558.675,68
13	R\$ -	151,14 MWh	R\$ 275.023,12	R\$ 54.917,54	R\$ 220.105,57	R\$ 1.778.781,25
14	R\$ -	150,39 MWh	R\$ 286.865,20	R\$ 57.570,06	R\$ 229.295,14	R\$ 2.008.076,39
15	-R\$ 99.080,52	149,64 MWh	R\$ 299.217,18	R\$ 60.350,70	R\$ 139.785,96	R\$ 2.147.862,35
16	R\$ -	148,89 MWh	R\$ 312.101,03	R\$ 63.265,63	R\$ 248.835,39	R\$ 2.396.697,75
17	R\$ -	148,14 MWh	R\$ 325.539,63	R\$ 66.321,36	R\$ 259.218,27	R\$ 2.655.916,01
18	R\$ -	147,40 MWh	R\$ 339.556,88	R\$ 69.524,69	R\$ 270.032,19	R\$ 2.925.948,21
19	R\$ -	146,66 MWh	R\$ 354.177,69	R\$ 72.882,73	R\$ 281.294,96	R\$ 3.207.243,17
20	R\$ -	145,93 MWh	R\$ 369.428,05	R\$ 76.402,96	R\$ 293.025,08	R\$ 3.500.268,25
21	R\$ -	145,20 MWh	R\$ 385.335,07	R\$ 80.093,23	R\$ 305.241,84	R\$ 3.805.510,09
22	R\$ -	144,48 MWh	R\$ 401.927,02	R\$ 83.961,73	R\$ 317.965,29	R\$ 4.123.475,37
23	R\$ -	143,75 MWh	R\$ 419.233,39	R\$ 88.017,08	R\$ 331.216,31	R\$ 4.454.691,68
24	R\$ -	143,03 MWh	R\$ 437.284,95	R\$ 92.268,31	R\$ 345.016,64	R\$ 4.799.708,33
25	R\$ -	142,32 MWh	R\$ 456.113,79	R\$ 96.724,87	R\$ 359.388,92	R\$ 5.159.097,25
26	R\$ -	141,61 MWh	R\$ 475.753,36	R\$ 101.396,68	R\$ 374.356,68	R\$ 5.533.453,93
27	R\$ -	140,90 MWh	R\$ 496.238,59	R\$ 106.294,14	R\$ 389.944,45	R\$ 5.923.398,38
28	R\$ -	140,20 MWh	R\$ 517.605,88	R\$ 111.428,14	R\$ 406.177,73	R\$ 6.329.576,11
29	R\$ -	139,49 MWh	R\$ 539.893,21	R\$ 116.810,12	R\$ 423.083,09	R\$ 6.752.659,20
30	R\$ -	138,80 MWh	R\$ 563.140,20	R\$ 122.452,05	R\$ 440.688,15	R\$ 7.193.347,35

Fonte: Autor.

3.3.1.2 GD II

A Tabela 11 apresentará as premissas utilizadas no estudo. Já a Tabela 12 apresentará o fluxo de caixa do projeto, considerando o início de operação da UFV em 2025. No capítulo de resultados será apresentado os resultados a depender do ano de entrada em operação do projeto, tendo em vista que o ano de entrada em operação afeta o retorno financeiro do projeto.

Tabela 11 – Premissas do Estudo - UFV Frevo 12 - GD II - U. B. Grupo B.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DA USINA	
Classificação da Usina	100% Remota
Potência AC	100,00 kW
Fator de Dimensionamento do Inversor	22,08%
Potência DC	122,08 kWp
Custo do Investimento	4.000,00 R\$/kWp
Fator de Capacidade	15,24%
Custo de O&M	R\$100,00 /kWp/ano
Seguro	0,50%
Prazo Obra e Conexão	12 meses
Vida Útil da Planta	30 anos
Tempo de GD	30 anos
Degradação no Segundo Ano de Operação	2%
Degradação nos Anos Seguintes	0,50%
Ano de Entrada em Operação do Projeto	2025
REAJUSTES FINANCEIROS	
Reajuste das Despesas (a.a.)	4,83%
Reajuste Tarifário	4,83%
IMPOSTOS	
PIS/COFINS	5%
ICMS	20,50%
TARIFA NEOENERGIA PERNAMBUCO B3 CONVENCIONAL	
TUSD	410,50 R\$/MWh
TE	333,82 R\$/MWh
TUSD FIO B	225,38 R\$/MWh
TARIFA NEOENERGIA PERNAMBUCO A4 GERAÇÃO	
TUSD Geração	9,5 R\$/kW

Fonte: Autor.

Tabela 12 – Fluxo de Caixa - UFV Frevo 12 - GD II - U.B. Grupo B (Início de Operação em 2025).

ANO	INVESTIMENTO	GERAÇÃO ANUAL	ECONOMIA C/ ENERGIA	CUSTOS OPERACIONAIS	ECONOMIA LÍQUIDA	FLUXO DE CAIXA ACUMULADO
0	-R\$ 488.320,00	0,00 MWh	R\$ -	R\$ -	-R\$ 488.320,00	-R\$ 488.320,00
1	R\$ -	162,97 MWh	R\$ 145.427,32	R\$ 31.180,57	R\$ 114.246,74	-R\$ 374.073,26
2	R\$ -	159,71 MWh	R\$ 141.546,16	R\$ 32.686,59	R\$ 108.859,57	-R\$ 265.213,69
3	R\$ -	158,91 MWh	R\$ 139.446,38	R\$ 34.265,36	R\$ 105.181,02	-R\$ 160.032,67
4	R\$ -	158,12 MWh	R\$ 136.903,34	R\$ 35.920,37	R\$ 100.982,97	-R\$ 59.049,70
5	R\$ -	157,33 MWh	R\$ 136.854,57	R\$ 37.655,33	R\$ 99.199,25	R\$ 40.149,55
6	R\$ -	156,54 MWh	R\$ 142.747,33	R\$ 39.474,08	R\$ 103.273,25	R\$ 143.422,80
7	R\$ -	155,76 MWh	R\$ 148.893,81	R\$ 41.380,68	R\$ 107.513,14	R\$ 250.935,93
8	R\$ -	154,98 MWh	R\$ 155.304,96	R\$ 43.379,36	R\$ 111.925,59	R\$ 362.861,53
9	R\$ -	154,20 MWh	R\$ 161.992,16	R\$ 45.474,59	R\$ 116.517,57	R\$ 479.379,09
10	R\$ -	153,43 MWh	R\$ 168.967,29	R\$ 47.671,01	R\$ 121.296,28	R\$ 600.675,38
11	R\$ -	152,67 MWh	R\$ 176.242,77	R\$ 49.973,52	R\$ 126.269,25	R\$ 726.944,63
12	R\$ -	151,90 MWh	R\$ 183.831,52	R\$ 52.387,24	R\$ 131.444,28	R\$ 858.388,91
13	R\$ -	151,14 MWh	R\$ 191.747,03	R\$ 54.917,54	R\$ 136.829,49	R\$ 995.218,40
14	R\$ -	150,39 MWh	R\$ 200.003,37	R\$ 57.570,06	R\$ 142.433,31	R\$ 1.137.651,71
15	-R\$ 99.080,52	149,64 MWh	R\$ 208.615,22	R\$ 60.350,70	R\$ 49.184,00	R\$ 1.186.835,71
16	R\$ -	148,89 MWh	R\$ 217.597,87	R\$ 63.265,63	R\$ 154.332,24	R\$ 1.341.167,95
17	R\$ -	148,14 MWh	R\$ 226.967,31	R\$ 66.321,36	R\$ 160.645,95	R\$ 1.501.813,90
18	R\$ -	147,40 MWh	R\$ 236.740,18	R\$ 69.524,69	R\$ 167.215,50	R\$ 1.669.029,40
19	R\$ -	146,66 MWh	R\$ 246.933,86	R\$ 72.882,73	R\$ 174.051,13	R\$ 1.843.080,53
20	R\$ -	145,93 MWh	R\$ 257.566,46	R\$ 76.402,96	R\$ 181.163,50	R\$ 2.024.244,03
21	R\$ -	145,20 MWh	R\$ 268.656,89	R\$ 80.093,23	R\$ 188.563,66	R\$ 2.212.807,69
22	R\$ -	144,48 MWh	R\$ 280.224,85	R\$ 83.961,73	R\$ 196.263,12	R\$ 2.409.070,82
23	R\$ -	143,75 MWh	R\$ 292.290,91	R\$ 88.017,08	R\$ 204.273,83	R\$ 2.613.344,65
24	R\$ -	143,03 MWh	R\$ 304.876,52	R\$ 92.268,31	R\$ 212.608,22	R\$ 2.825.952,86
25	R\$ -	142,32 MWh	R\$ 318.004,05	R\$ 96.724,87	R\$ 221.279,18	R\$ 3.047.232,05
26	R\$ -	141,61 MWh	R\$ 331.696,83	R\$ 101.396,68	R\$ 230.300,15	R\$ 3.277.532,19
27	R\$ -	140,90 MWh	R\$ 345.979,19	R\$ 106.294,14	R\$ 239.685,06	R\$ 3.517.217,25
28	R\$ -	140,20 MWh	R\$ 360.876,54	R\$ 111.428,14	R\$ 249.448,39	R\$ 3.766.665,65
29	R\$ -	139,49 MWh	R\$ 376.415,34	R\$ 116.810,12	R\$ 259.605,22	R\$ 4.026.270,86
30	R\$ -	138,80 MWh	R\$ 392.623,22	R\$ 122.452,05	R\$ 270.171,17	R\$ 4.296.442,03

Fonte: Autor.

3.3.2 Unidades Consumidoras do Grupo A

Nessa seção, serão realizadas as modelagens financeiras considerando que todas as unidades consumidoras que se beneficiarão da energia gerada pela UFV Frevo 12 serão do Grupo A.

Para essa análise, será utilizada a curva de geração P90, por ser mais conservadora e apresentar uma maior confiabilidade para análises financeiras. Além disso, as tarifas utilizadas são referentes à Resolução Homologatória N° 3.325, de 25 de Abril de 2024 e os reajustes de despesas/tarifas são iguais ao reajuste IPCA acumulado de 2024.

Nessa seção, também será introduzido o conceito da Participação Horária Ponta no Consumo Total, que representa qual é o percentual da energia consumida no Horário de Ponta em relação ao consumo total das unidades beneficiárias. Esse conceito é de extrema importância ao se analisar o retorno financeiro de projetos de geração, pois a economia

de unidades de Grupo A pode ser impactada de forma significativa a depender do perfil de consumo da Unidade Beneficiária. Para modelagem de fluxo de caixa será considerado uma Participação Horária Ponta no Consumo Total de 20%, mas no capítulo de resultados será analisado o impacto dessa variável na análise financeira do projeto.

3.3.2.1 GD I

A Tabela 13 apresentará as premissas utilizadas no estudo. Já a Tabela 14 apresentará o fluxo de caixa do projeto.

Tabela 13 – Premissas do Estudo - UFV Frevo 12 - GD I - U. B. Grupo A.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DA USINA	
Classificação da Usina	100% Remota
Potência AC	100,00 kW
Fator de Dimensionamento do Inversor	22,08%
Potência DC	122,08 kWp
Custo do Investimento	4.000,00 R\$/kWp
Fator de Capacidade	15,24%
Custo de O&M	R\$100,00 /kWp/ano
Seguro	0,50%
Prazo Obra e Conexão	12 meses
Vida Útil da Planta	30 anos
Tempo de GD	30 anos
Degradação no Segundo Ano de Operação	2%
Degradação nos Anos Seguintes	0,50%
REAJUSTES FINANCEIROS	
Reajuste das Despesas (a.a.)	4,83%
Reajuste Tarifário	4,83%
IMPOSTOS	
PIS/COFINS	5%
ICMS	20,50%
TARIFA NEOENERGIA PERNAMBUCO A4 VERDE	
TUSD PONTA	1.414,32 R\$/MWh
TE PONTA	511,82 R\$/MWh
TUSD FORA PONTA	87,90 R\$/MWh
TE FORA PONTA	316,73 R\$/MWh
TARIFA NEOENERGIA PERNAMBUCO A4 GERAÇÃO	
TUSD Geração	9,5 R\$/kW
PERFIL DE CONSUMO DA UNIDADE BENEFICIÁRIA	
Participação Horária Ponta no Consumo Total	20%

Fonte: Autor.

Tabela 14 – Fluxo de Caixa - UFV Frevo 12 - GD I - U.B. Grupo A (Participação Horária Ponta no Consumo Total de 20%).

ANO	INVESTIMENTO	GERAÇÃO ANUAL	ECONOMIA C/ ENERGIA	CUSTOS OPERACIONAIS	ECONOMIA LÍQUIDA	FLUXO DE CAIXA ACUMULADO
0	-R\$ 488.320,00	0,00 MWh	R\$ -	R\$ -	-R\$ 488.320,00	-R\$ 488.320,00
1	R\$ -	162,97 MWh	R\$ 127.148,78	R\$ 31.180,57	R\$ 95.968,21	-R\$ 392.351,79
2	R\$ -	159,71 MWh	R\$ 130.624,27	R\$ 32.686,59	R\$ 97.937,68	-R\$ 294.414,11
3	R\$ -	158,91 MWh	R\$ 136.248,75	R\$ 34.265,36	R\$ 101.983,40	-R\$ 192.430,71
4	R\$ -	158,12 MWh	R\$ 142.115,42	R\$ 35.920,37	R\$ 106.195,05	-R\$ 86.235,66
5	R\$ -	157,33 MWh	R\$ 148.234,70	R\$ 37.655,33	R\$ 110.579,37	R\$ 24.343,71
6	R\$ -	156,54 MWh	R\$ 154.617,46	R\$ 39.474,08	R\$ 115.143,38	R\$ 139.487,09
7	R\$ -	155,76 MWh	R\$ 161.275,06	R\$ 41.380,68	R\$ 119.894,38	R\$ 259.381,47
8	R\$ -	154,98 MWh	R\$ 168.219,32	R\$ 43.379,36	R\$ 124.839,96	R\$ 384.221,43
9	R\$ -	154,20 MWh	R\$ 175.462,59	R\$ 45.474,59	R\$ 129.988,01	R\$ 514.209,44
10	R\$ -	153,43 MWh	R\$ 183.017,75	R\$ 47.671,01	R\$ 135.346,74	R\$ 649.556,17
11	R\$ -	152,67 MWh	R\$ 190.898,22	R\$ 49.973,52	R\$ 140.924,70	R\$ 790.480,87
12	R\$ -	151,90 MWh	R\$ 199.118,01	R\$ 52.387,24	R\$ 146.730,77	R\$ 937.211,64
13	R\$ -	151,14 MWh	R\$ 207.691,73	R\$ 54.917,54	R\$ 152.774,19	R\$ 1.089.985,83
14	R\$ -	150,39 MWh	R\$ 216.634,63	R\$ 57.570,06	R\$ 159.064,56	R\$ 1.249.050,39
15	-R\$ 99.080,52	149,64 MWh	R\$ 225.962,59	R\$ 60.350,70	R\$ 66.531,37	R\$ 1.315.581,76
16	R\$ -	148,89 MWh	R\$ 235.692,20	R\$ 63.265,63	R\$ 172.426,56	R\$ 1.488.008,33
17	R\$ -	148,14 MWh	R\$ 245.840,75	R\$ 66.321,36	R\$ 179.519,39	R\$ 1.667.527,71
18	R\$ -	147,40 MWh	R\$ 256.426,28	R\$ 69.524,69	R\$ 186.901,60	R\$ 1.854.429,31
19	R\$ -	146,66 MWh	R\$ 267.467,62	R\$ 72.882,73	R\$ 194.584,89	R\$ 2.049.014,20
20	R\$ -	145,93 MWh	R\$ 278.984,37	R\$ 76.402,96	R\$ 202.581,41	R\$ 2.251.595,60
21	R\$ -	145,20 MWh	R\$ 290.997,02	R\$ 80.093,23	R\$ 210.903,79	R\$ 2.462.499,40
22	R\$ -	144,48 MWh	R\$ 303.526,91	R\$ 83.961,73	R\$ 219.565,18	R\$ 2.682.064,58
23	R\$ -	143,75 MWh	R\$ 316.596,33	R\$ 88.017,08	R\$ 228.579,25	R\$ 2.910.643,83
24	R\$ -	143,03 MWh	R\$ 330.228,49	R\$ 92.268,31	R\$ 237.960,18	R\$ 3.148.604,01
25	R\$ -	142,32 MWh	R\$ 344.447,63	R\$ 96.724,87	R\$ 247.722,77	R\$ 3.396.326,78
26	R\$ -	141,61 MWh	R\$ 359.279,03	R\$ 101.396,68	R\$ 257.882,36	R\$ 3.654.209,13
27	R\$ -	140,90 MWh	R\$ 374.749,05	R\$ 106.294,14	R\$ 268.454,91	R\$ 3.922.664,04
28	R\$ -	140,20 MWh	R\$ 390.885,18	R\$ 111.428,14	R\$ 279.457,04	R\$ 4.202.121,08
29	R\$ -	139,49 MWh	R\$ 407.716,11	R\$ 116.810,12	R\$ 290.905,99	R\$ 4.493.027,07
30	R\$ -	138,80 MWh	R\$ 425.271,75	R\$ 122.452,05	R\$ 302.819,70	R\$ 4.795.846,77

Fonte: Autor.

3.3.2.2 GD II

A Tabela 15 apresentará as premissas utilizadas no estudo. Já a Tabela 16 apresentará o fluxo de caixa do projeto, considerando o início de operação da UFV em 2025. No capítulo de resultados será apresentado os resultados a depender do ano de entrada em operação do projeto, tendo em vista que o ano de entrada em operação afeta o retorno financeiro do projeto, além de levar em consideração também a Participação Horária Ponta no Consumo Total.

Tabela 15 – Premissas do Estudo - UFV Frevo 12 - GD II - U. B. Grupo A.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DA USINA	
Classificação da Usina	100% Remota
Potência AC	100,00 kW
Fator de Dimensionamento do Inversor	22,08%
Potência DC	122,08 kWp
Custo do Investimento	4.000,00 R\$/kWp
Fator de Capacidade	15,24%
Custo de O&M	R\$100,00 /kWp/ano
Seguro	0,50%
Prazo Obra e Conexão	12 meses
Vida Útil da Planta	30 anos
Tempo de GD	30 anos
Degradação no Segundo Ano de Operação	2%
Degradação nos Anos Seguintes	0,50%
Ano de Entrada em Operação do Projeto	2025
REAJUSTES FINANCEIROS	
Reajuste das Despesas (a.a.)	4,83%
Reajuste Tarifário	4,83%
IMPOSTOS	
PIS/COFINS	5%
ICMS	20,50%
TARIFA NEOENERGIA PERNAMBUCO A4 VERDE	
TUSD PONTA	1.414,32 R\$/MWh
TE PONTA	511,82 R\$/MWh
TUSD FORA PONTA	87,90 R\$/MWh
TE FORA PONTA	316,73 R\$/MWh
TUSD FIO B PONTA	1.037,58 R\$/MWh
TUSD FIO B FORA PONTA	0,00 R\$/MWh
TARIFA NEOENERGIA PERNAMBUCO A4 GERAÇÃO	
TUSD Geração	9,5 R\$/kW
PERFIL DE CONSUMO DA UNIDADE BENEFICIÁRIA	
Participação Horária Ponta no Consumo Total	20%

Fonte: Autor.

Tabela 16 – Fluxo de Caixa - UFV Frevo 12 - GD II - U.B. Grupo A (Participação Horária Ponta no Consumo Total de 20% com Início de Operação em 2025).

ANO	INVESTIMENTO	GERAÇÃO ANUAL	ECONOMIA C/ ENERGIA	CUSTOS OPERACIONAIS	ECONOMIA LÍQUIDA	FLUXO DE CAIXA ACUMULADO
0	-R\$ 488.320,00	0,00 MWh	R\$ -	R\$ -	-R\$ 488.320,00	-R\$ 488.320,00
1	R\$ -	162,97 MWh	R\$ 114.076,86	R\$ 31.180,57	R\$ 82.896,29	-R\$ 405.423,71
2	R\$ -	159,71 MWh	R\$ 112.718,63	R\$ 32.686,59	R\$ 80.032,03	-R\$ 325.391,68
3	R\$ -	158,91 MWh	R\$ 112.902,96	R\$ 34.265,36	R\$ 78.637,61	-R\$ 246.754,07
4	R\$ -	158,12 MWh	R\$ 112.894,19	R\$ 35.920,37	R\$ 76.973,82	-R\$ 169.780,25
5	R\$ -	157,33 MWh	R\$ 114.368,64	R\$ 37.655,33	R\$ 76.713,31	-R\$ 93.066,94
6	R\$ -	156,54 MWh	R\$ 119.293,18	R\$ 39.474,08	R\$ 79.819,10	-R\$ 13.247,83
7	R\$ -	155,76 MWh	R\$ 124.429,77	R\$ 41.380,68	R\$ 83.049,09	R\$ 69.801,26
8	R\$ -	154,98 MWh	R\$ 129.787,53	R\$ 43.379,36	R\$ 86.408,16	R\$ 156.209,42
9	R\$ -	154,20 MWh	R\$ 135.375,98	R\$ 45.474,59	R\$ 89.901,40	R\$ 246.110,81
10	R\$ -	153,43 MWh	R\$ 141.205,07	R\$ 47.671,01	R\$ 93.534,06	R\$ 339.644,87
11	R\$ -	152,67 MWh	R\$ 147.285,15	R\$ 49.973,52	R\$ 97.311,63	R\$ 436.956,50
12	R\$ -	151,90 MWh	R\$ 153.627,03	R\$ 52.387,24	R\$ 101.239,79	R\$ 538.196,29
13	R\$ -	151,14 MWh	R\$ 160.241,97	R\$ 54.917,54	R\$ 105.324,43	R\$ 643.520,72
14	R\$ -	150,39 MWh	R\$ 167.141,75	R\$ 57.570,06	R\$ 109.571,69	R\$ 753.092,41
15	-R\$ 99.080,52	149,64 MWh	R\$ 174.338,63	R\$ 60.350,70	R\$ 14.907,41	R\$ 767.999,82
16	R\$ -	148,89 MWh	R\$ 181.845,39	R\$ 63.265,63	R\$ 118.579,75	R\$ 886.579,57
17	R\$ -	148,14 MWh	R\$ 189.675,38	R\$ 66.321,36	R\$ 123.354,01	R\$ 1.009.933,58
18	R\$ -	147,40 MWh	R\$ 197.842,51	R\$ 69.524,69	R\$ 128.317,83	R\$ 1.138.251,41
19	R\$ -	146,66 MWh	R\$ 206.361,32	R\$ 72.882,73	R\$ 133.478,59	R\$ 1.271.730,00
20	R\$ -	145,93 MWh	R\$ 215.246,92	R\$ 76.402,96	R\$ 138.843,96	R\$ 1.410.573,96
21	R\$ -	145,20 MWh	R\$ 224.515,13	R\$ 80.093,23	R\$ 144.421,91	R\$ 1.554.995,87
22	R\$ -	144,48 MWh	R\$ 234.182,42	R\$ 83.961,73	R\$ 150.220,69	R\$ 1.705.216,55
23	R\$ -	143,75 MWh	R\$ 244.265,96	R\$ 88.017,08	R\$ 156.248,88	R\$ 1.861.465,44
24	R\$ -	143,03 MWh	R\$ 254.783,69	R\$ 92.268,31	R\$ 162.515,38	R\$ 2.023.980,82
25	R\$ -	142,32 MWh	R\$ 265.754,29	R\$ 96.724,87	R\$ 169.029,43	R\$ 2.193.010,24
26	R\$ -	141,61 MWh	R\$ 277.197,27	R\$ 101.396,68	R\$ 175.800,60	R\$ 2.368.810,84
27	R\$ -	140,90 MWh	R\$ 289.132,97	R\$ 106.294,14	R\$ 182.838,84	R\$ 2.551.649,68
28	R\$ -	140,20 MWh	R\$ 301.582,60	R\$ 111.428,14	R\$ 190.154,46	R\$ 2.741.804,14
29	R\$ -	139,49 MWh	R\$ 314.568,30	R\$ 116.810,12	R\$ 197.758,18	R\$ 2.939.562,31
30	R\$ -	138,80 MWh	R\$ 328.113,14	R\$ 122.452,05	R\$ 205.661,09	R\$ 3.145.223,40

Fonte: Autor.

3.4 MODELAGEM FINANCEIRA DA UFV FREVO 6

A UFV Frevo 6 possui uma potência nominal de saída de 1.000 kW, dessa forma ela pode estar enquadrada em GD I ou GD III, a depender da data data em que o seu projeto foi protocolado. A seguir, será realizada a modelagem financeira desse projeto tanto na GD I, quanto na GD III. Além disso, também será levado em consideração o tipo de unidade beneficiária, se será do Grupo B ou do Grupo A.

3.4.1 Unidades Consumidoras do Grupo B

Nessa seção, serão realizadas as modelagens financeiras considerando que todas as unidades consumidoras que se beneficiarão da energia gerada pela UFV Frevo 6 serão do Grupo B.

Para essa análise, será utilizada a curva de geração P90, por ser mais conservadora e apresentar uma maior confiabilidade para análises financeiras. Além disso, as tarifas utilizadas são referentes a Resolução Homologatória N° 3.325, de 25 de Abril de 2024 e os reajustes de despesas/tarifas são iguais ao reajuste IPCA acumulado de 2024.

3.4.1.1 GD I

A Tabela 17 apresentará as premissas utilizadas no estudo. Já a Tabela 18 apresentará o fluxo de caixa do projeto.

Tabela 17 – Premissas do Estudo - UFV Frevo 6 - GD I - U. B. Grupo B.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DA USINA	
Classificação da Usina	100% Remota
Potência AC	1.000,00 kW
Fator de Dimensionamento do Inversor	29,36%
Potência DC	1.293,60 kWp
Custo do Investimento	4.000,00 R\$/kWp
Fator de Capacidade	14,85%
Custo de O&M	R\$100,00 /kWp/ano
Seguro	0,50%
Prazo Obra e Conexão	12 meses
Vida Útil da Planta	30 anos
Tempo de GD	30 anos
Degradação no Segundo Ano de Operação	2%
Degradação nos Anos Seguintes	0,50%
REAJUSTES FINANCEIROS	
Reajuste das Despesas (a.a.)	4,83%
Reajuste Tarifário	4,83%
IMPOSTOS	
PIS/COFINS	5%
ICMS	20,50%
TARIFA NEOENERGIA PERNAMBUCO B3 CONVENCIONAL	
TUSD	410,50 R\$/MWh
TE	333,82 R\$/MWh
TARIFA NEOENERGIA PERNAMBUCO A4 GERAÇÃO	
TUSD Geração	9,5 R\$/kW

Fonte: Autor.

Tabela 18 – Fluxo de Caixa - UFV Frevo 6 - GD I - U.B. Grupo B.

ANO	INVESTI- MENTO	GERAÇÃO ANUAL	ECONOMIA C/ ENERGIA	CUSTOS OPERACIO- NAIS	ECONOMIA LÍQUIDA	FLUXO DE CAIXA ACU- MULADO
0	-R\$ 5.174.400,00	0,00 MWh	R\$ -	R\$ -	-R\$ 5.174.400,00	-R\$ 5.174.400,00
1	R\$ -	1.682,30 MWh	R\$ 1.738.032,87	R\$ 320.963,67	R\$ 1.417.069,20	-R\$ 3.757.330,80
2	R\$ -	1.648,65 MWh	R\$ 1.785.540,26	R\$ 336.466,21	R\$ 1.449.074,05	-R\$ 2.308.256,75
3	R\$ -	1.640,41 MWh	R\$ 1.862.422,95	R\$ 352.717,53	R\$ 1.509.705,41	-R\$ 798.551,34
4	R\$ -	1.632,21 MWh	R\$ 1.942.616,08	R\$ 369.753,79	R\$ 1.572.862,30	R\$ 774.310,96
5	R\$ -	1.624,05 MWh	R\$ 2.026.262,22	R\$ 387.612,90	R\$ 1.638.649,32	R\$ 2.412.960,28
6	R\$ -	1.615,93 MWh	R\$ 2.113.510,03	R\$ 406.334,60	R\$ 1.707.175,43	R\$ 4.120.135,71
7	R\$ -	1.607,85 MWh	R\$ 2.204.514,60	R\$ 425.960,56	R\$ 1.778.554,04	R\$ 5.898.689,75
8	R\$ -	1.599,81 MWh	R\$ 2.299.437,69	R\$ 446.534,45	R\$ 1.852.903,24	R\$ 7.751.592,99
9	R\$ -	1.591,81 MWh	R\$ 2.398.448,03	R\$ 468.102,07	R\$ 1.930.345,96	R\$ 9.681.938,95
10	R\$ -	1.583,85 MWh	R\$ 2.501.721,61	R\$ 490.711,40	R\$ 2.011.010,21	R\$ 11.692.949,16
11	R\$ -	1.575,93 MWh	R\$ 2.609.441,99	R\$ 514.412,76	R\$ 2.095.029,23	R\$ 13.787.978,39
12	R\$ -	1.568,05 MWh	R\$ 2.721.800,64	R\$ 539.258,90	R\$ 2.182.541,75	R\$ 15.970.520,13
13	R\$ -	1.560,21 MWh	R\$ 2.838.997,30	R\$ 565.305,10	R\$ 2.273.692,20	R\$ 18.244.212,33
14	R\$ -	1.552,41 MWh	R\$ 2.961.240,26	R\$ 592.609,34	R\$ 2.368.630,92	R\$ 20.612.843,26
15	-R\$ 1.049.889,97	1.544,65 MWh	R\$ 3.088.746,83	R\$ 621.232,37	R\$ 1.417.624,49	R\$ 22.030.467,75
16	R\$ -	1.536,92 MWh	R\$ 3.221.743,63	R\$ 651.237,89	R\$ 2.570.505,74	R\$ 24.600.973,49
17	R\$ -	1.529,24 MWh	R\$ 3.360.467,08	R\$ 682.692,68	R\$ 2.677.774,40	R\$ 27.278.747,88
18	R\$ -	1.521,59 MWh	R\$ 3.505.163,75	R\$ 715.666,74	R\$ 2.789.497,01	R\$ 30.068.244,90
19	R\$ -	1.513,99 MWh	R\$ 3.656.090,84	R\$ 750.233,44	R\$ 2.905.857,40	R\$ 32.974.102,30
20	R\$ -	1.506,42 MWh	R\$ 3.813.516,63	R\$ 786.469,72	R\$ 3.027.046,91	R\$ 36.001.149,21
21	R\$ -	1.498,88 MWh	R\$ 3.977.720,94	R\$ 824.456,20	R\$ 3.153.264,73	R\$ 39.154.413,95
22	R\$ -	1.491,39 MWh	R\$ 4.148.995,63	R\$ 864.277,44	R\$ 3.284.718,20	R\$ 42.439.132,14
23	R\$ -	1.483,93 MWh	R\$ 4.327.645,16	R\$ 906.022,04	R\$ 3.421.623,12	R\$ 45.860.755,27
24	R\$ -	1.476,51 MWh	R\$ 4.513.987,07	R\$ 949.782,90	R\$ 3.564.204,17	R\$ 49.424.959,43
25	R\$ -	1.469,13 MWh	R\$ 4.708.352,58	R\$ 995.657,42	R\$ 3.712.695,17	R\$ 53.137.654,60
26	R\$ -	1.461,78 MWh	R\$ 4.911.087,18	R\$ 1.043.747,67	R\$ 3.867.339,51	R\$ 57.004.994,11
27	R\$ -	1.454,48 MWh	R\$ 5.122.551,23	R\$ 1.094.160,68	R\$ 4.028.390,55	R\$ 61.033.384,66
28	R\$ -	1.447,20 MWh	R\$ 5.343.120,60	R\$ 1.147.008,64	R\$ 4.196.111,96	R\$ 65.229.496,62
29	R\$ -	1.439,97 MWh	R\$ 5.573.187,36	R\$ 1.202.409,16	R\$ 4.370.778,20	R\$ 69.600.274,82
30	R\$ -	1.432,77 MWh	R\$ 5.813.160,45	R\$ 1.260.485,52	R\$ 4.552.674,93	R\$ 74.152.949,75

Fonte: Autor.

3.4.1.2 GD III

A Tabela 19 apresentará as premissas utilizadas no estudo. Já a Tabela 20 apresentará o fluxo de caixa do projeto, considerando o início de operação da UFV a partir de 2023.

Tabela 19 – Premissas do Estudo - UFV Frevo 6 - GD III - U. B. Grupo B.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DA USINA	
Classificação da Usina	100% Remota
Potência AC	1.000,00 kW
Fator de Dimensionamento do Inversor	29,36%
Potência DC	1.293,69 kWp
Custo do Investimento	4.000,00 R\$/kWp
Fator de Capacidade	14,85%
Custo de O&M	R\$100,00 /kWp/ano
Seguro	0,50%
Prazo Obra e Conexão	12 meses
Vida Útil da Planta	30 anos
Tempo de GD	30 anos
Degradação no Segundo Ano de Operação	2%
Degradação nos Anos Seguintes	0,50%
Ano de Entrada em Operação do Projeto	A partir de 2023
REAJUSTES FINANCEIROS	
Reajuste das Despesas (a.a.)	4,83%
Reajuste Tarifário	4,83%
IMPOSTOS	
PIS/COFINS	5%
ICMS	20,50%
TARIFA NEOENERGIA PERNAMBUCO B3 CONVENCIONAL	
TUSD	410,50 R\$/MWh
TE	333,82 R\$/MWh
% de Compensação TUSD	38,77%
% de Compensação TE	93,04%
TARIFA NEOENERGIA PERNAMBUCO A4 GERAÇÃO	
TUSD Geração	9,5 R\$/kW

Fonte: Autor.

Tabela 20 – Fluxo de Caixa - UFV Frevo 6 - GD III - U.B. Grupo B (Início de Operação a Partir de 2023).

ANO	INVESTIMENTO	GERAÇÃO ANUAL	ECONOMIA C/ ENERGIA	CUSTOS OPERACIONAIS	ECONOMIA LÍQUIDA	FLUXO DE CAIXA ACUMULADO
0	-R\$ 5.174.400,00	0,00 MWh	R\$ -	R\$ -	-R\$ 5.174.400,00	-R\$ 5.174.400,00
1	R\$ -	1.682,30 MWh	R\$ 1.096.864,67	R\$ 320.963,67	R\$ 775.901,00	-R\$ 4.398.499,00
2	R\$ -	1.648,65 MWh	R\$ 1.126.846,36	R\$ 336.466,21	R\$ 790.380,15	-R\$ 3.608.118,85
3	R\$ -	1.640,41 MWh	R\$ 1.175.366,68	R\$ 352.717,53	R\$ 822.649,15	-R\$ 2.785.469,70
4	R\$ -	1.632,21 MWh	R\$ 1.225.976,20	R\$ 369.753,79	R\$ 856.222,42	-R\$ 1.929.247,29
5	R\$ -	1.624,05 MWh	R\$ 1.278.764,90	R\$ 387.612,90	R\$ 891.152,00	-R\$ 1.038.095,28
6	R\$ -	1.615,93 MWh	R\$ 1.333.826,60	R\$ 406.334,60	R\$ 927.492,00	-R\$ 110.603,28
7	R\$ -	1.607,85 MWh	R\$ 1.391.259,17	R\$ 425.960,56	R\$ 965.298,61	R\$ 854.695,33
8	R\$ -	1.599,81 MWh	R\$ 1.451.164,70	R\$ 446.534,45	R\$ 1.004.630,25	R\$ 1.859.325,58
9	R\$ -	1.591,81 MWh	R\$ 1.513.649,68	R\$ 468.102,07	R\$ 1.045.547,61	R\$ 2.904.873,19
10	R\$ -	1.583,85 MWh	R\$ 1.578.825,17	R\$ 490.711,40	R\$ 1.088.113,77	R\$ 3.992.986,96
11	R\$ -	1.575,93 MWh	R\$ 1.646.807,01	R\$ 514.412,76	R\$ 1.132.394,25	R\$ 5.125.381,21
12	R\$ -	1.568,05 MWh	R\$ 1.717.716,05	R\$ 539.258,90	R\$ 1.178.457,15	R\$ 6.303.838,36
13	R\$ -	1.560,21 MWh	R\$ 1.791.678,32	R\$ 565.305,10	R\$ 1.226.373,22	R\$ 7.530.211,58
14	R\$ -	1.552,41 MWh	R\$ 1.868.825,31	R\$ 592.609,34	R\$ 1.276.215,97	R\$ 8.806.427,55
15	-R\$ 1.049.889,97	1.544,65 MWh	R\$ 1.949.294,12	R\$ 621.232,37	R\$ 278.171,79	R\$ 9.084.599,34
16	R\$ -	1.536,92 MWh	R\$ 2.033.227,80	R\$ 651.237,89	R\$ 1.381.989,91	R\$ 10.466.589,25
17	R\$ -	1.529,24 MWh	R\$ 2.120.775,54	R\$ 682.692,68	R\$ 1.438.082,86	R\$ 11.904.672,11
18	R\$ -	1.521,59 MWh	R\$ 2.212.092,95	R\$ 715.666,74	R\$ 1.496.426,22	R\$ 13.401.098,32
19	R\$ -	1.513,99 MWh	R\$ 2.307.342,36	R\$ 750.233,44	R\$ 1.557.108,92	R\$ 14.958.207,24
20	R\$ -	1.506,42 MWh	R\$ 2.406.693,06	R\$ 786.469,72	R\$ 1.620.223,34	R\$ 16.578.430,58
21	R\$ -	1.498,88 MWh	R\$ 2.510.321,65	R\$ 824.456,20	R\$ 1.685.865,45	R\$ 18.264.296,03
22	R\$ -	1.491,39 MWh	R\$ 2.618.412,34	R\$ 864.277,44	R\$ 1.754.134,90	R\$ 20.018.430,93
23	R\$ -	1.483,93 MWh	R\$ 2.731.157,24	R\$ 906.022,04	R\$ 1.825.135,21	R\$ 21.843.566,14
24	R\$ -	1.476,51 MWh	R\$ 2.848.756,78	R\$ 949.782,90	R\$ 1.898.973,88	R\$ 23.742.540,01
25	R\$ -	1.469,13 MWh	R\$ 2.971.419,97	R\$ 995.657,42	R\$ 1.975.762,56	R\$ 25.718.302,57
26	R\$ -	1.461,78 MWh	R\$ 3.099.364,86	R\$ 1.043.747,67	R\$ 2.055.617,19	R\$ 27.773.919,76
27	R\$ -	1.454,48 MWh	R\$ 3.232.818,86	R\$ 1.094.160,68	R\$ 2.138.658,18	R\$ 29.912.577,94
28	R\$ -	1.447,20 MWh	R\$ 3.372.019,19	R\$ 1.147.008,64	R\$ 2.225.010,55	R\$ 32.137.588,48
29	R\$ -	1.439,97 MWh	R\$ 3.517.213,28	R\$ 1.202.409,16	R\$ 2.314.804,12	R\$ 34.452.392,60
30	R\$ -	1.432,77 MWh	R\$ 3.668.659,21	R\$ 1.260.485,52	R\$ 2.408.173,68	R\$ 36.860.566,29

Fonte: Autor.

3.4.2 Unidades Consumidoras do Grupo A

Nessa seção, serão realizadas as modelagens financeiras considerando que todas as unidades consumidoras que se beneficiarão da energia gerada pela UFV Frevo 6 serão do Grupo A.

Para essa análise, será utilizada a curva de geração P90, por ser mais conservadora e apresentar uma maior confiabilidade para análises financeiras. Além disso, as tarifas utilizadas são referentes à Resolução Homologatória N° 3.325, de 25 de Abril de 2024 e os reajustes de despesas/tarifas são iguais ao reajuste IPCA acumulado de 2024.

Nessa seção, também será analisado o conceito da Participação Horária Ponta no Consumo Total. Para modelagem de fluxo de caixa, será considerada uma Participação Horária Ponta no Consumo Total de 20%, mas no capítulo de resultados será analisado o

impacto dessa variável na análise financeira do projeto.

3.4.2.1 GD I

A Tabela 21 apresentará as premissas utilizadas no estudo. Já a Tabela 22 apresentará o fluxo de caixa do projeto.

Tabela 21 – Premissas do Estudo - UFV Frevo 6 - GD I - U. B. Grupo A.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DA USINA	
Classificação da Usina	100% Remota
Potência AC	1.000,00 kW
Fator de Dimensionamento do Inversor	29,36%
Potência DC	1.293,60 kWp
Custo do Investimento	4.000,00 R\$/kWp
Fator de Capacidade	14,85%
Custo de O&M	R\$100,00 /kWp/ano
Seguro	0,50%
Prazo Obra e Conexão	12 meses
Vida Útil da Planta	30 anos
Tempo de GD	30 anos
Degradação no Segundo Ano de Operação	2%
Degradação nos Anos Seguintes	0,50%
REAJUSTES FINANCEIROS	
Reajuste das Despesas (a.a.)	4,83%
Reajuste Tarifário	4,83%
IMPOSTOS	
PIS/COFINS	5%
ICMS	20,50%
TARIFA NEOENERGIA PERNAMBUCO A4 VERDE	
TUSD PONTA	1.414,32 R\$/MWh
TE PONTA	511,82 R\$/MWh
TUSD FORA PONTA	87,90 R\$/MWh
TE FORA PONTA	316,73 R\$/MWh
TARIFA NEOENERGIA PERNAMBUCO A4 GERAÇÃO	
TUSD Geração	9,5 R\$/kW
PERFIL DE CONSUMO DA UNIDADE BENEFICIÁRIA	
Participação Horária Ponta no Consumo Total	20%

Fonte: Autor.

Tabela 22 – Fluxo de Caixa - UFV Frevo 6 - GD I - U.B. Grupo A (Participação Horária Ponta no Consumo Total de 20%).

ANO	INVESTIMENTO	GERAÇÃO ANUAL	ECONOMIA C/ ENERGIA	CUSTOS OPERACIONAIS	ECONOMIA LÍQUIDA	FLUXO DE CAIXA ACUMULADO
0	-R\$ 5.174.400,00	0,00 MWh	R\$ -	R\$ -	-R\$ 5.174.400,00	-R\$ 5.174.400,00
1	R\$ -	1.682,30 MWh	R\$ 1.312.526,24	R\$ 320.963,67	R\$ 991.562,57	-R\$ 4.182.837,43
2	R\$ -	1.648,65 MWh	R\$ 1.348.402,83	R\$ 336.466,21	R\$ 1.011.936,61	-R\$ 3.170.900,82
3	R\$ -	1.640,41 MWh	R\$ 1.406.463,03	R\$ 352.717,53	R\$ 1.053.745,50	-R\$ 2.117.155,32
4	R\$ -	1.632,21 MWh	R\$ 1.467.023,22	R\$ 369.753,79	R\$ 1.097.269,43	-R\$ 1.019.885,89
5	R\$ -	1.624,05 MWh	R\$ 1.530.191,04	R\$ 387.612,90	R\$ 1.142.578,14	R\$ 122.692,25
6	R\$ -	1.615,93 MWh	R\$ 1.596.078,77	R\$ 406.334,60	R\$ 1.189.744,17	R\$ 1.312.436,42
7	R\$ -	1.607,85 MWh	R\$ 1.664.803,53	R\$ 425.960,56	R\$ 1.238.842,97	R\$ 2.551.279,39
8	R\$ -	1.599,81 MWh	R\$ 1.736.487,47	R\$ 446.534,45	R\$ 1.289.953,01	R\$ 3.841.232,41
9	R\$ -	1.591,81 MWh	R\$ 1.811.258,01	R\$ 468.102,07	R\$ 1.343.155,95	R\$ 5.184.388,35
10	R\$ -	1.583,85 MWh	R\$ 1.889.248,07	R\$ 490.711,40	R\$ 1.398.536,67	R\$ 6.582.925,02
11	R\$ -	1.575,93 MWh	R\$ 1.970.596,26	R\$ 514.412,76	R\$ 1.456.183,50	R\$ 8.039.108,52
12	R\$ -	1.568,05 MWh	R\$ 2.055.447,17	R\$ 539.258,90	R\$ 1.516.188,28	R\$ 9.555.296,80
13	R\$ -	1.560,21 MWh	R\$ 2.143.951,65	R\$ 565.305,10	R\$ 1.578.646,55	R\$ 11.133.943,34
14	R\$ -	1.552,41 MWh	R\$ 2.236.266,99	R\$ 592.609,34	R\$ 1.643.657,65	R\$ 12.777.601,00
15	-R\$ 1.049.889,97	1.544,65 MWh	R\$ 2.332.557,29	R\$ 621.232,37	R\$ 661.434,96	R\$ 13.439.035,95
16	R\$ -	1.536,92 MWh	R\$ 2.432.993,71	R\$ 651.237,89	R\$ 1.781.755,82	R\$ 15.220.791,77
17	R\$ -	1.529,24 MWh	R\$ 2.537.754,77	R\$ 682.692,68	R\$ 1.855.062,09	R\$ 17.075.853,86
18	R\$ -	1.521,59 MWh	R\$ 2.647.026,68	R\$ 715.666,74	R\$ 1.931.359,95	R\$ 19.007.213,80
19	R\$ -	1.513,99 MWh	R\$ 2.761.003,68	R\$ 750.233,44	R\$ 2.010.770,24	R\$ 21.017.984,04
20	R\$ -	1.506,42 MWh	R\$ 2.879.888,36	R\$ 786.469,72	R\$ 2.093.418,64	R\$ 23.111.402,69
21	R\$ -	1.498,88 MWh	R\$ 3.003.892,03	R\$ 824.456,20	R\$ 2.179.435,83	R\$ 25.290.838,51
22	R\$ -	1.491,39 MWh	R\$ 3.133.235,12	R\$ 864.277,44	R\$ 2.268.957,68	R\$ 27.559.796,19
23	R\$ -	1.483,93 MWh	R\$ 3.268.147,52	R\$ 906.022,04	R\$ 2.362.125,48	R\$ 29.921.921,67
24	R\$ -	1.476,51 MWh	R\$ 3.408.869,05	R\$ 949.782,90	R\$ 2.459.086,15	R\$ 32.381.007,82
25	R\$ -	1.469,13 MWh	R\$ 3.555.649,84	R\$ 995.657,42	R\$ 2.559.992,42	R\$ 34.941.000,24
26	R\$ -	1.461,78 MWh	R\$ 3.708.750,79	R\$ 1.043.747,67	R\$ 2.665.003,12	R\$ 37.606.003,36
27	R\$ -	1.454,48 MWh	R\$ 3.868.444,03	R\$ 1.094.160,68	R\$ 2.774.283,35	R\$ 40.380.286,71
28	R\$ -	1.447,20 MWh	R\$ 4.035.013,43	R\$ 1.147.008,64	R\$ 2.888.004,79	R\$ 43.268.291,49
29	R\$ -	1.439,97 MWh	R\$ 4.208.755,06	R\$ 1.202.409,16	R\$ 3.006.345,89	R\$ 46.274.637,39
30	R\$ -	1.432,77 MWh	R\$ 4.389.977,74	R\$ 1.260.485,52	R\$ 3.129.492,21	R\$ 49.404.129,60

Fonte: Autor.

3.4.2.2 GD III

A Tabela 23 apresentará as premissas utilizadas no estudo. Já a Tabela 24 apresentará o fluxo de caixa do projeto, considerando o início de operação da UFV em 2025. No capítulo de resultados será apresentado os resultados a depender do ano de entrada em operação do projeto, tendo em vista que o ano de entrada em operação afeta o retorno financeiro do projeto.

Tabela 23 – Premissas do Estudo - UFV Frevo 6 - GD III - U. B. Grupo A.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DA USINA	
Classificação da Usina	100% Remota
Potência AC	1.000,00 kW
Fator de Dimensionamento do Inversor	29.36%
Potência DC	1.293,60 kWp
Custo do Investimento	4.000,00 R\$/kWp
Fator de Capacidade	14,85%
Custo de O&M	R\$100,00 /kWp/ano
Seguro	0,50%
Prazo Obra e Conexão	12 meses
Vida Útil da Planta	30 anos
Tempo de GD	30 anos
Degradação no Segundo Ano de Operação	2%
Degradação nos Anos Seguintes	0,50%
Ano de Entrada em Operação do Projeto	A partir de 2023
REAJUSTES FINANCEIROS	
Reajuste das Despesas (a.a.)	4,83%
Reajuste Tarifário	4,83%
IMPOSTOS	
PIS/COFINS	5%
ICMS	20,50%
TARIFA NEOENERGIA PERNAMBUCO A4 VERDE	
TUSD PONTA	1.414,32 R\$/MWh
TE PONTA	511,82 R\$/MWh
TUSD FORA PONTA	87,90 R\$/MWh
TE FORA PONTA	316,73 R\$/MWh
% de Compensação TUSD PONTA	16,46%
% de Compensação TE PONTA	92,92%
% de Compensação TUSD FORA PONTA	98,76%
% de Compensação TE FORA PONTA	92,92%
TARIFA NEOENERGIA PERNAMBUCO A4 GERAÇÃO	
TUSD Geração	9,5 R\$/kW
PERFIL DE CONSUMO DA UNIDADE BENEFICIÁRIA	
Participação Horária Ponta no Consumo Total	20%

Fonte: Autor.

Tabela 24 – Fluxo de Caixa - UFV Frevo 6 - GD III - U.B. Grupo A (Participação Horária Ponta no Consumo Total de 20% com Início de Operação a Partir de 2023).

ANO	INVESTIMENTO	GERAÇÃO ANUAL	ECONOMIA C/ ENERGIA	CUSTOS OPERACIONAIS	ECONOMIA LÍQUIDA	FLUXO DE CAIXA ACUMULADO
0	-R\$ 5.174.400,00	0,00 MWh	R\$ -	R\$ -	-R\$ 5.174.400,00	-R\$ 5.174.400,00
1	R\$ -	1.682,30 MWh	R\$ 916.665,58	R\$ 320.963,67	R\$ 595.701,91	-R\$ 4.578.698,09
2	R\$ -	1.648,65 MWh	R\$ 941.721,72	R\$ 336.466,21	R\$ 605.255,50	-R\$ 3.973.442,59
3	R\$ -	1.640,41 MWh	R\$ 982.270,84	R\$ 352.717,53	R\$ 629.553,31	-R\$ 3.343.889,28
4	R\$ -	1.632,21 MWh	R\$ 1.024.565,95	R\$ 369.753,79	R\$ 654.812,16	-R\$ 2.689.077,12
5	R\$ -	1.624,05 MWh	R\$ 1.068.682,22	R\$ 387.612,90	R\$ 681.069,33	-R\$ 2.008.007,79
6	R\$ -	1.615,93 MWh	R\$ 1.114.698,08	R\$ 406.334,60	R\$ 708.363,48	-R\$ 1.299.644,31
7	R\$ -	1.607,85 MWh	R\$ 1.162.695,30	R\$ 425.960,56	R\$ 736.734,74	-R\$ 562.909,57
8	R\$ -	1.599,81 MWh	R\$ 1.212.759,22	R\$ 446.534,45	R\$ 766.224,76	R\$ 203.315,19
9	R\$ -	1.591,81 MWh	R\$ 1.264.978,81	R\$ 468.102,07	R\$ 796.876,74	R\$ 1.000.191,94
10	R\$ -	1.583,85 MWh	R\$ 1.319.446,90	R\$ 490.711,40	R\$ 828.735,50	R\$ 1.828.927,44
11	R\$ -	1.575,93 MWh	R\$ 1.376.260,31	R\$ 514.412,76	R\$ 861.847,55	R\$ 2.690.774,98
12	R\$ -	1.568,05 MWh	R\$ 1.435.520,01	R\$ 539.258,90	R\$ 896.261,11	R\$ 3.587.036,10
13	R\$ -	1.560,21 MWh	R\$ 1.497.331,35	R\$ 565.305,10	R\$ 932.026,25	R\$ 4.519.062,35
14	R\$ -	1.552,41 MWh	R\$ 1.561.804,19	R\$ 592.609,34	R\$ 969.194,85	R\$ 5.488.257,20
15	-R\$ 1.049.889,97	1.544,65 MWh	R\$ 1.629.053,14	R\$ 621.232,37	-R\$ 42.069,20	R\$ 5.446.188,00
16	R\$ -	1.536,92 MWh	R\$ 1.699.197,72	R\$ 651.237,89	R\$ 1.047.959,83	R\$ 6.494.147,83
17	R\$ -	1.529,24 MWh	R\$ 1.772.362,63	R\$ 682.692,68	R\$ 1.089.669,94	R\$ 7.583.817,77
18	R\$ -	1.521,59 MWh	R\$ 1.848.677,90	R\$ 715.666,74	R\$ 1.133.011,16	R\$ 8.716.828,94
19	R\$ -	1.513,99 MWh	R\$ 1.928.279,20	R\$ 750.233,44	R\$ 1.178.045,76	R\$ 9.894.874,70
20	R\$ -	1.506,42 MWh	R\$ 2.011.308,01	R\$ 786.469,72	R\$ 1.224.838,29	R\$ 11.119.712,99
21	R\$ -	1.498,88 MWh	R\$ 2.097.911,91	R\$ 824.456,20	R\$ 1.273.455,71	R\$ 12.393.168,70
22	R\$ -	1.491,39 MWh	R\$ 2.188.244,85	R\$ 864.277,44	R\$ 1.323.967,42	R\$ 13.717.136,12
23	R\$ -	1.483,93 MWh	R\$ 2.282.467,40	R\$ 906.022,04	R\$ 1.376.445,36	R\$ 15.093.581,47
24	R\$ -	1.476,51 MWh	R\$ 2.380.747,02	R\$ 949.782,90	R\$ 1.430.964,12	R\$ 16.524.545,59
25	R\$ -	1.469,13 MWh	R\$ 2.483.258,41	R\$ 995.657,42	R\$ 1.487.601,00	R\$ 18.012.146,59
26	R\$ -	1.461,78 MWh	R\$ 2.590.183,80	R\$ 1.043.747,67	R\$ 1.546.436,13	R\$ 19.558.582,71
27	R\$ -	1.454,48 MWh	R\$ 2.701.713,23	R\$ 1.094.160,68	R\$ 1.607.552,54	R\$ 21.166.135,25
28	R\$ -	1.447,20 MWh	R\$ 2.818.044,94	R\$ 1.147.008,64	R\$ 1.671.036,30	R\$ 22.837.171,55
29	R\$ -	1.439,97 MWh	R\$ 2.939.385,73	R\$ 1.202.409,16	R\$ 1.736.976,57	R\$ 24.574.148,12
30	R\$ -	1.432,77 MWh	R\$ 3.065.951,27	R\$ 1.260.485,52	R\$ 1.805.465,75	R\$ 26.379.613,87

Fonte: Autor.

3.5 MODELAGEM FINANCEIRA DA UFV ENERCRED

A UFV Enercred possui uma potência nominal de saída de 2.000 kW, dessa forma ela pode estar enquadrada em GD I ou GD III, a depender da data em que o seu projeto foi protocolado. A seguir, será realizada a modelagem financeira desse projeto tanto na GD I, quanto na GD III. Além disso, também será levado em consideração o tipo de unidade beneficiária, se será do Grupo B ou do Grupo A.

Destaco também que essa usina, por ter potência nominal superior a 1 MW não possui o benefício do ICMS na compensação da energia, dessa forma é necessário que o consumidor remunere a distribuidora pelo Imposto de Comercialização de Mercadoria e Serviços, reduzindo a sua economia devido ao investimento em central geradora em relação aos projetos estudados anteriormente.

3.5.1 Unidades Consumidoras do Grupo B

Nessa seção, serão realizadas as modelagens financeiras considerando que todas as unidades consumidoras que se beneficiarão da energia gerada pela UFV Enercred serão do Grupo B.

Para essa análise, será utilizada a curva de geração P90, por ser mais conservadora e apresentar uma maior confiabilidade para análises financeiras. Além disso, as tarifas utilizadas são referentes a Resolução Homologatória N° 3.325, de 25 de Abril de 2024 e os reajustes de despesas/tarifas são iguais ao reajuste IPCA acumulado de 2024.

3.5.1.1 GD I

A Tabela 25 apresentará as premissas utilizadas no estudo. Já a Tabela 26 apresentará o fluxo de caixa do projeto.

Tabela 25 – Premissas do Estudo - UFV Enercred - GD I - U. B. Grupo B.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DA USINA	
Classificação da Usina	100% Remota
Potência AC	2.000,00 kW
Fator de Dimensionamento do Inversor	23,98%
Potência DC	2.479,68 kWp
Custo do Investimento	4.000,00 R\$/kWp
Fator de Capacidade	16,12%
Custo de O&M	R\$100,00 /kWp/ano
Seguro	0,50%
Prazo Obra e Conexão	12 meses
Vida Útil da Planta	30 anos
Tempo de GD	30 anos
Degradação no Segundo Ano de Operação	2%
Degradação nos Anos Seguintes	0,50%
REAJUSTES FINANCEIROS	
Reajuste das Despesas (a.a.)	4,83%
Reajuste Tarifário	4,83%
IMPOSTOS	
PIS/COFINS	5%
ICMS	20,50%
TARIFA NEOENERGIA PERNAMBUCO B3 CONVENCIONAL	
TUSD	410,50 R\$/MWh
TE	333,82 R\$/MWh
TARIFA NEOENERGIA PERNAMBUCO A4 GERAÇÃO	
TUSD Geração	9,5 R\$/kW

Fonte: Autor.

Tabela 26 – Fluxo de Caixa - UFV Enercred - GD I - U.B. Grupo B.

ANO	INVESTI- MENTO	GERAÇÃO ANUAL	ECONOMIA C/ ENERGIA	CUSTOS OPERACIO- NAIS	ECONOMIA LÍQUIDA	FLUXO DE CAIXA ACUMULADO
0	-R\$ 9.918.720,00	0,00 MWh	R\$ -	R\$ -	-R\$ 9.918.720,00	-R\$ 9.918.720,00
1	R\$ -	3.502,00 MWh	R\$ 2.876.324,04	R\$ 628.401,75	R\$ 2.247.922,29	-R\$ 7.670.797,71
2	R\$ -	3.431,96 MWh	R\$ 2.954.945,48	R\$ 658.753,55	R\$ 2.296.191,93	-R\$ 5.374.605,78
3	R\$ -	3.414,80 MWh	R\$ 3.082.181,00	R\$ 690.571,35	R\$ 2.391.609,65	-R\$ 2.982.996,13
4	R\$ -	3.397,73 MWh	R\$ 3.214.895,09	R\$ 723.925,95	R\$ 2.490.969,14	-R\$ 492.026,99
5	R\$ -	3.380,74 MWh	R\$ 3.353.323,65	R\$ 758.891,57	R\$ 2.594.432,08	R\$ 2.102.405,09
6	R\$ -	3.363,83 MWh	R\$ 3.497.712,74	R\$ 795.546,03	R\$ 2.702.166,70	R\$ 4.804.571,79
7	R\$ -	3.347,01 MWh	R\$ 3.648.319,00	R\$ 833.970,91	R\$ 2.814.348,10	R\$ 7.618.919,89
8	R\$ -	3.330,28 MWh	R\$ 3.805.410,15	R\$ 874.251,70	R\$ 2.931.158,44	R\$ 10.550.078,33
9	R\$ -	3.313,63 MWh	R\$ 3.969.265,40	R\$ 916.478,06	R\$ 3.052.787,34	R\$ 13.602.865,67
10	R\$ -	3.297,06 MWh	R\$ 4.140.176,01	R\$ 960.743,95	R\$ 3.179.432,06	R\$ 16.782.297,74
11	R\$ -	3.280,57 MWh	R\$ 4.318.445,78	R\$ 1.007.147,88	R\$ 3.311.297,90	R\$ 20.093.595,64
12	R\$ -	3.264,17 MWh	R\$ 4.504.391,58	R\$ 1.055.793,12	R\$ 3.448.598,45	R\$ 23.542.194,09
13	R\$ -	3.247,85 MWh	R\$ 4.698.343,92	R\$ 1.106.787,93	R\$ 3.591.555,99	R\$ 27.133.750,08
14	R\$ -	3.231,61 MWh	R\$ 4.900.647,57	R\$ 1.160.245,79	R\$ 3.740.401,78	R\$ 30.874.151,86
15	-R\$ 2.012.516,35	3.215,45 MWh	R\$ 5.111.662,10	R\$ 1.216.285,66	R\$ 1.882.860,09	R\$ 32.757.011,95
16	R\$ -	3.199,38 MWh	R\$ 5.331.762,60	R\$ 1.275.032,26	R\$ 4.056.730,34	R\$ 36.813.742,29
17	R\$ -	3.183,38 MWh	R\$ 5.561.340,30	R\$ 1.336.616,32	R\$ 4.224.723,98	R\$ 41.038.466,27
18	R\$ -	3.167,46 MWh	R\$ 5.800.803,27	R\$ 1.401.174,88	R\$ 4.399.628,39	R\$ 45.438.094,66
19	R\$ -	3.151,63 MWh	R\$ 6.050.577,16	R\$ 1.468.851,63	R\$ 4.581.725,53	R\$ 50.019.820,19
20	R\$ -	3.135,87 MWh	R\$ 6.311.105,94	R\$ 1.539.797,17	R\$ 4.771.308,77	R\$ 54.791.128,96
21	R\$ -	3.120,19 MWh	R\$ 6.582.852,69	R\$ 1.614.169,37	R\$ 4.968.683,32	R\$ 59.759.812,28
22	R\$ -	3.104,59 MWh	R\$ 6.866.300,45	R\$ 1.692.133,75	R\$ 5.174.166,71	R\$ 64.933.978,99
23	R\$ -	3.089,06 MWh	R\$ 7.161.953,05	R\$ 1.773.863,81	R\$ 5.388.089,24	R\$ 70.322.068,23
24	R\$ -	3.073,62 MWh	R\$ 7.470.336,01	R\$ 1.859.541,43	R\$ 5.610.794,58	R\$ 75.932.862,81
25	R\$ -	3.058,25 MWh	R\$ 7.791.997,47	R\$ 1.949.357,28	R\$ 5.842.640,19	R\$ 81.775.503,00
26	R\$ -	3.042,96 MWh	R\$ 8.127.509,19	R\$ 2.043.511,24	R\$ 6.083.997,96	R\$ 87.859.500,96
27	R\$ -	3.027,74 MWh	R\$ 8.477.467,55	R\$ 2.142.212,83	R\$ 6.335.254,72	R\$ 94.194.755,67
28	R\$ -	3.012,61 MWh	R\$ 8.842.494,59	R\$ 2.245.681,71	R\$ 6.596.812,87	R\$ 100.791.568,55
29	R\$ -	2.997,54 MWh	R\$ 9.223.239,14	R\$ 2.354.148,14	R\$ 6.869.091,00	R\$ 107.660.659,55
30	R\$ -	2.982,56 MWh	R\$ 9.620.377,98	R\$ 2.467.853,49	R\$ 7.152.524,49	R\$ 114.813.184,03

Fonte: Autor.

3.5.1.2 GD III

A Tabela 27 apresentará as premissas utilizadas no estudo. Já a Tabela 28 apresentará o fluxo de caixa do projeto, considerando o início de operação da UFV a partir de 2023.

Tabela 27 – Premissas do Estudo - UFV Enercred - GD III - U. B. Grupo B.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DA USINA	
Classificação da Usina	100% Remota
Potência AC	2.000,00 kW
Fator de Dimensionamento do Inversor	23,98%
Potência DC	2.479,68 kWp
Custo do Investimento	4.000,00 R\$/kWp
Fator de Capacidade	16,12%
Custo de O&M	R\$100,00 /kWp/ano
Seguro	0,50%
Prazo Obra e Conexão	12 meses
Vida Útil da Planta	30 anos
Tempo de GD	30 anos
Degradação no Segundo Ano de Operação	2%
Degradação nos Anos Seguintes	0,50%
Ano de Entrada em Operação do Projeto	A partir de 2023
REAJUSTES FINANCEIROS	
Reajuste das Despesas (a.a.)	4,83%
Reajuste Tarifário	4,83%
IMPOSTOS	
PIS/COFINS	5%
ICMS	20,50%
TARIFA NEOENERGIA PERNAMBUCO B3 CONVENCIONAL	
TUSD	410,50 R\$/MWh
TE	333,82 R\$/MWh
% de Compensação TUSD	38,77%
% de Compensação TE	93,04%
TARIFA NEOENERGIA PERNAMBUCO A4 GERAÇÃO	
TUSD Geração	9,5 R\$/kW

Fonte: Autor.

Tabela 28 – Fluxo de Caixa - UFV Enercred - GD III - U.B. Grupo B (Início de Operação a Partir de 2023).

ANO	INVESTIMENTO	GERAÇÃO ANUAL	ECONOMIA C/ ENERGIA	CUSTOS OPERACIONAIS	ECONOMIA LÍQUIDA	FLUXO DE CAIXA ACUMULADO
0	-R\$ 9.918.720,00	0,00 MWh	R\$ -	R\$ -	-R\$ 9.918.720,00	-R\$ 9.918.720,00
1	R\$ -	3.502,00 MWh	R\$ 1.815.235,06	R\$ 628.401,75	R\$ 1.186.833,31	-R\$ 8.731.886,69
2	R\$ -	3.431,96 MWh	R\$ 1.864.852,70	R\$ 658.753,55	R\$ 1.206.099,14	-R\$ 7.525.787,54
3	R\$ -	3.414,80 MWh	R\$ 1.945.150,46	R\$ 690.571,35	R\$ 1.254.579,11	-R\$ 6.271.208,44
4	R\$ -	3.397,73 MWh	R\$ 2.028.905,72	R\$ 723.925,95	R\$ 1.304.979,77	-R\$ 4.966.228,66
5	R\$ -	3.380,74 MWh	R\$ 2.116.267,36	R\$ 758.891,57	R\$ 1.357.375,79	-R\$ 3.608.852,88
6	R\$ -	3.363,83 MWh	R\$ 2.207.390,65	R\$ 795.546,03	R\$ 1.411.844,62	-R\$ 2.197.008,26
7	R\$ -	3.347,01 MWh	R\$ 2.302.437,58	R\$ 833.970,91	R\$ 1.468.466,68	-R\$ 728.541,58
8	R\$ -	3.330,28 MWh	R\$ 2.401.577,09	R\$ 874.251,70	R\$ 1.527.325,39	R\$ 798.783,81
9	R\$ -	3.313,63 MWh	R\$ 2.504.985,40	R\$ 916.478,06	R\$ 1.588.507,34	R\$ 2.387.291,15
10	R\$ -	3.297,06 MWh	R\$ 2.612.846,31	R\$ 960.743,95	R\$ 1.652.102,37	R\$ 4.039.393,52
11	R\$ -	3.280,57 MWh	R\$ 2.725.351,56	R\$ 1.007.147,88	R\$ 1.718.203,68	R\$ 5.757.597,19
12	R\$ -	3.264,17 MWh	R\$ 2.842.701,11	R\$ 1.055.793,12	R\$ 1.786.907,98	R\$ 7.544.505,17
13	R\$ -	3.247,85 MWh	R\$ 2.965.103,55	R\$ 1.106.787,93	R\$ 1.858.315,62	R\$ 9.402.820,79
14	R\$ -	3.231,61 MWh	R\$ 3.092.776,46	R\$ 1.160.245,79	R\$ 1.932.530,67	R\$ 11.335.351,47
15	-R\$ 2.012.516,35	3.215,45 MWh	R\$ 3.225.946,78	R\$ 1.216.285,66	-R\$ 2.855,23	R\$ 11.332.496,24
16	R\$ -	3.199,38 MWh	R\$ 3.364.851,21	R\$ 1.275.032,26	R\$ 2.089.818,95	R\$ 13.422.315,19
17	R\$ -	3.183,38 MWh	R\$ 3.509.736,65	R\$ 1.336.616,32	R\$ 2.173.120,34	R\$ 15.595.435,53
18	R\$ -	3.167,46 MWh	R\$ 3.660.860,65	R\$ 1.401.174,88	R\$ 2.259.685,77	R\$ 17.855.121,29
19	R\$ -	3.151,63 MWh	R\$ 3.818.491,82	R\$ 1.468.851,63	R\$ 2.349.640,19	R\$ 20.204.761,48
20	R\$ -	3.135,87 MWh	R\$ 3.982.910,35	R\$ 1.539.797,17	R\$ 2.443.113,18	R\$ 22.647.874,66
21	R\$ -	3.120,19 MWh	R\$ 4.154.408,49	R\$ 1.614.169,37	R\$ 2.540.239,13	R\$ 25.188.113,79
22	R\$ -	3.104,59 MWh	R\$ 4.333.291,09	R\$ 1.692.133,75	R\$ 2.641.157,34	R\$ 27.829.271,13
23	R\$ -	3.089,06 MWh	R\$ 4.519.876,11	R\$ 1.773.863,81	R\$ 2.746.012,30	R\$ 30.575.283,43
24	R\$ -	3.073,62 MWh	R\$ 4.714.495,19	R\$ 1.859.541,43	R\$ 2.854.953,76	R\$ 33.430.237,19
25	R\$ -	3.058,25 MWh	R\$ 4.917.494,28	R\$ 1.949.357,28	R\$ 2.968.137,00	R\$ 36.398.374,19
26	R\$ -	3.042,96 MWh	R\$ 5.129.234,21	R\$ 2.043.511,24	R\$ 3.085.722,97	R\$ 39.484.097,16
27	R\$ -	3.027,74 MWh	R\$ 5.350.091,34	R\$ 2.142.212,83	R\$ 3.207.878,51	R\$ 42.691.975,67
28	R\$ -	3.012,61 MWh	R\$ 5.580.458,25	R\$ 2.245.681,71	R\$ 3.334.776,54	R\$ 46.026.752,21
29	R\$ -	2.997,54 MWh	R\$ 5.820.744,41	R\$ 2.354.148,14	R\$ 3.466.596,27	R\$ 49.493.348,48
30	R\$ -	2.982,56 MWh	R\$ 6.071.376,93	R\$ 2.467.853,49	R\$ 3.603.523,44	R\$ 53.096.871,92

Fonte: Autor.

3.5.2 Unidades Consumidoras do Grupo A

Nessa seção, serão realizadas as modelagens financeiras considerando que todas as unidades consumidoras que se beneficiarão da energia gerada pela UFV Enercred serão do Grupo A.

Para essa análise, será utilizada a curva de geração P90, por ser mais conservadora e apresentar uma maior confiabilidade para análises financeiras. Além disso, as tarifas utilizadas são referentes à Resolução Homologatória N° 3.325, de 25 de Abril de 2024 e os reajustes de despesas/tarifas são iguais ao reajuste IPCA acumulado de 2024.

Nessa seção, também será analisado o conceito da Participação Horária Ponta no Consumo Total. Para modelagem de fluxo de caixa, será considerada uma Participação Horária Ponta no Consumo Total de 20%, mas no capítulo de resultados será analisado o

impacto dessa variável na análise financeira do projeto.

3.5.2.1 GD I

A Tabela 29 apresentará as premissas utilizadas no estudo. Já a Tabela 30 apresentará o fluxo de caixa do projeto.

Tabela 29 – Premissas do Estudo - UFV Enercred - GD I - U. B. Grupo A.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DA USINA	
Classificação da Usina	100% Remota
Potência AC	2.000,00 kW
Fator de Dimensionamento do Inversor	23,98%
Potência DC	2.479,68 kWp
Custo do Investimento	4.000,00 R\$/kWp
Fator de Capacidade	16,12%
Custo de O&M	R\$100,00 /kWp/ano
Seguro	0,50%
Prazo Obra e Conexão	12 meses
Vida Útil da Planta	30 anos
Tempo de GD	30 anos
Degradação no Segundo Ano de Operação	2%
Degradação nos Anos Seguintes	0,50%
REAJUSTES FINANCEIROS	
Reajuste das Despesas (a.a.)	4,83%
Reajuste Tarifário	4,83%
IMPOSTOS	
PIS/COFINS	5%
ICMS	20,50%
TARIFA NEOENERGIA PERNAMBUCO A4 VERDE	
TUSD PONTA	1.414,32 R\$/MWh
TE PONTA	511,82 R\$/MWh
TUSD FORA PONTA	87,90 R\$/MWh
TE FORA PONTA	316,73 R\$/MWh
TARIFA NEOENERGIA PERNAMBUCO A4 GERAÇÃO	
TUSD Geração	9,5 R\$/kW
PERFIL DE CONSUMO DA UNIDADE BENEFICIÁRIA	
Participação Horária Ponta no Consumo Total	20%

Fonte: Autor.

Tabela 30 – Fluxo de Caixa - UFV Enercred - GD I - U.B. Grupo A (Participação Horária Ponta no Consumo Total de 20%).

ANO	INVESTI- MENTO	GERAÇÃO ANUAL	ECONOMIA C/ ENERGIA	CUSTOS OPERACIO- NAIS	ECONOMIA LÍQUIDA	FLUXO DE CAIXA ACU- MULADO
0	-R\$ 9.918.720,00	0,00 MWh	R\$ -	R\$ -	-R\$ 9.918.720,00	-R\$ 9.918.720,00
1	R\$ -	3.502,00 MWh	R\$ 2.172.140,03	R\$ 628.401,75	R\$ 1.543.738,28	-R\$ 8.374.981,72
2	R\$ -	3.431,96 MWh	R\$ 2.231.513,30	R\$ 658.753,55	R\$ 1.572.759,75	-R\$ 6.802.221,98
3	R\$ -	3.414,80 MWh	R\$ 2.327.598,92	R\$ 690.571,35	R\$ 1.637.027,57	-R\$ 5.165.194,41
4	R\$ -	3.397,73 MWh	R\$ 2.427.821,84	R\$ 723.925,95	R\$ 1.703.895,89	-R\$ 3.461.298,52
5	R\$ -	3.380,74 MWh	R\$ 2.532.360,20	R\$ 758.891,57	R\$ 1.773.468,63	-R\$ 1.687.829,89
6	R\$ -	3.363,83 MWh	R\$ 2.641.399,83	R\$ 795.546,03	R\$ 1.845.853,80	R\$ 158.023,91
7	R\$ -	3.347,01 MWh	R\$ 2.755.134,55	R\$ 833.970,91	R\$ 1.921.163,64	R\$ 2.079.187,55
8	R\$ -	3.330,28 MWh	R\$ 2.873.766,51	R\$ 874.251,70	R\$ 1.999.514,81	R\$ 4.078.702,36
9	R\$ -	3.313,63 MWh	R\$ 2.997.506,58	R\$ 916.478,06	R\$ 2.081.028,53	R\$ 6.159.730,88
10	R\$ -	3.297,06 MWh	R\$ 3.126.574,72	R\$ 960.743,95	R\$ 2.165.830,77	R\$ 8.325.561,66
11	R\$ -	3.280,57 MWh	R\$ 3.261.200,34	R\$ 1.007.147,88	R\$ 2.254.052,46	R\$ 10.579.614,11
12	R\$ -	3.264,17 MWh	R\$ 3.401.622,73	R\$ 1.055.793,12	R\$ 2.345.829,61	R\$ 12.925.443,72
13	R\$ -	3.247,85 MWh	R\$ 3.548.091,51	R\$ 1.106.787,93	R\$ 2.441.303,57	R\$ 15.366.747,30
14	R\$ -	3.231,61 MWh	R\$ 3.700.867,00	R\$ 1.160.245,79	R\$ 2.540.621,22	R\$ 17.907.368,51
15	-R\$ 2.012.516,35	3.215,45 MWh	R\$ 3.860.220,79	R\$ 1.216.285,66	R\$ 631.418,77	R\$ 18.538.787,29
16	R\$ -	3.199,38 MWh	R\$ 4.026.436,10	R\$ 1.275.032,26	R\$ 2.751.403,84	R\$ 21.290.191,13
17	R\$ -	3.183,38 MWh	R\$ 4.199.808,40	R\$ 1.336.616,32	R\$ 2.863.192,09	R\$ 24.153.383,22
18	R\$ -	3.167,46 MWh	R\$ 4.380.645,85	R\$ 1.401.174,88	R\$ 2.979.470,97	R\$ 27.132.854,19
19	R\$ -	3.151,63 MWh	R\$ 4.569.269,89	R\$ 1.468.851,63	R\$ 3.100.418,26	R\$ 30.233.272,45
20	R\$ -	3.135,87 MWh	R\$ 4.766.015,80	R\$ 1.539.797,17	R\$ 3.226.218,63	R\$ 33.459.491,08
21	R\$ -	3.120,19 MWh	R\$ 4.971.233,29	R\$ 1.614.169,37	R\$ 3.357.063,92	R\$ 36.816.555,00
22	R\$ -	3.104,59 MWh	R\$ 5.185.287,14	R\$ 1.692.133,75	R\$ 3.493.153,39	R\$ 40.309.708,39
23	R\$ -	3.089,06 MWh	R\$ 5.408.557,83	R\$ 1.773.863,81	R\$ 3.634.694,02	R\$ 43.944.402,41
24	R\$ -	3.073,62 MWh	R\$ 5.641.442,21	R\$ 1.859.541,43	R\$ 3.781.900,78	R\$ 47.726.303,19
25	R\$ -	3.058,25 MWh	R\$ 5.884.354,25	R\$ 1.949.357,28	R\$ 3.934.996,97	R\$ 51.661.300,16
26	R\$ -	3.042,96 MWh	R\$ 6.137.725,72	R\$ 2.043.511,24	R\$ 4.094.214,48	R\$ 55.755.514,64
27	R\$ -	3.027,74 MWh	R\$ 6.402.006,98	R\$ 2.142.212,83	R\$ 4.259.794,15	R\$ 60.015.308,79
28	R\$ -	3.012,61 MWh	R\$ 6.677.667,80	R\$ 2.245.681,71	R\$ 4.431.986,09	R\$ 64.447.294,88
29	R\$ -	2.997,54 MWh	R\$ 6.965.198,16	R\$ 2.354.148,14	R\$ 4.611.050,02	R\$ 69.058.344,90
30	R\$ -	2.982,56 MWh	R\$ 7.265.109,14	R\$ 2.467.853,49	R\$ 4.797.255,65	R\$ 73.855.600,55

Fonte: Autor.

3.5.2.2 GD III

A Tabela 31 apresentará as premissas utilizadas no estudo. Já a Tabela 32 apresentará o fluxo de caixa do projeto, considerando o início de operação a partir de 2023.

Tabela 31 – Premissas do Estudo - UFV Enercred - GD III - U. B. Grupo A.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DA USINA	
Classificação da Usina	100% Remota
Potência AC	2.000,00 kW
Fator de Dimensionamento do Inversor	23,98%
Potência DC	2.479,68 kWp
Custo do Investimento	4.000,00 R\$/kWp
Fator de Capacidade	16,12%
Custo de O&M	R\$100,00 /kWp/ano
Seguro	0,50%
Prazo Obra e Conexão	12 meses
Vida Útil da Planta	30 anos
Tempo de GD	30 anos
Degradação no Segundo Ano de Operação	2%
Degradação nos Anos Seguintes	0,50%
Ano de Entrada em Operação do Projeto	A partir de 2023
REAJUSTES FINANCEIROS	
Reajuste das Despesas (a.a.)	4,83%
Reajuste Tarifário	4,83%
IMPOSTOS	
PIS/COFINS	5%
ICMS	20,50%
TARIFA NEOENERGIA PERNAMBUCO A4 VERDE	
TUSD PONTA	1.414,32 R\$/MWh
TE PONTA	511,82 R\$/MWh
TUSD FORA PONTA	87,90 R\$/MWh
TE FORA PONTA	316,73 R\$/MWh
% de Compensação TUSD PONTA	16,46%
% de Compensação TE PONTA	92,92%
% de Compensação TUSD FORA PONTA	98,76%
% de Compensação TE FORA PONTA	92,92%
TARIFA NEOENERGIA PERNAMBUCO A4 GERAÇÃO	
TUSD Geração	9,5 R\$/kW
PERFIL DE CONSUMO DA UNIDADE BENEFICIÁRIA	
Participação Horária Ponta no Consumo Total	20%

Fonte: Autor.

Tabela 32 – Fluxo de Caixa - UFV Enercred - GD III - U.B. Grupo A (Participação Horária Ponta no Consumo Total de 20% com Início de Operação a Partir de 2023).

ANO	INVESTI- MENTO	GERAÇÃO ANUAL	ECONOMIA C/ ENERGIA	CUSTOS OPERACIO- NAIS	ECONOMIA LÍQUIDA	FLUXO DE CAIXA ACU- MULADO
0	-R\$ 9.918.720,00	0,00 MWh	R\$ -	R\$ -	-R\$ 9.918.720,00	-R\$ 9.918.720,00
1	R\$ -	3.502,00 MWh	R\$ 1.517.018,05	R\$ 628.401,75	R\$ 888.616,30	-R\$ 9.030.103,70
2	R\$ -	3.431,96 MWh	R\$ 1.558.484,22	R\$ 658.753,55	R\$ 899.730,67	-R\$ 8.130.373,03
3	R\$ -	3.414,80 MWh	R\$ 1.625.590,22	R\$ 690.571,35	R\$ 935.018,87	-R\$ 7.195.354,16
4	R\$ -	3.397,73 MWh	R\$ 1.695.585,69	R\$ 723.925,95	R\$ 971.659,75	-R\$ 6.223.694,41
5	R\$ -	3.380,74 MWh	R\$ 1.768.595,07	R\$ 758.891,57	R\$ 1.009.703,50	-R\$ 5.213.990,91
6	R\$ -	3.363,83 MWh	R\$ 1.844.748,12	R\$ 795.546,03	R\$ 1.049.202,09	-R\$ 4.164.788,82
7	R\$ -	3.347,01 MWh	R\$ 1.924.180,21	R\$ 833.970,91	R\$ 1.090.209,30	-R\$ 3.074.579,52
8	R\$ -	3.330,28 MWh	R\$ 2.007.032,52	R\$ 874.251,70	R\$ 1.132.780,82	-R\$ 1.941.798,70
9	R\$ -	3.313,63 MWh	R\$ 2.093.452,33	R\$ 916.478,06	R\$ 1.176.974,27	-R\$ 764.824,43
10	R\$ -	3.297,06 MWh	R\$ 2.183.593,25	R\$ 960.743,95	R\$ 1.222.849,30	R\$ 458.024,87
11	R\$ -	3.280,57 MWh	R\$ 2.277.615,50	R\$ 1.007.147,88	R\$ 1.270.467,62	R\$ 1.728.492,49
12	R\$ -	3.264,17 MWh	R\$ 2.375.686,21	R\$ 1.055.793,12	R\$ 1.319.893,08	R\$ 3.048.385,57
13	R\$ -	3.247,85 MWh	R\$ 2.477.979,69	R\$ 1.106.787,93	R\$ 1.371.191,76	R\$ 4.419.577,33
14	R\$ -	3.231,61 MWh	R\$ 2.584.677,78	R\$ 1.160.245,79	R\$ 1.424.431,99	R\$ 5.844.009,32
15	-R\$ 2.012.516,35	3.215,45 MWh	R\$ 2.695.970,13	R\$ 1.216.285,66	-R\$ 532.831,88	R\$ 5.311.177,44
16	R\$ -	3.199,38 MWh	R\$ 2.812.054,56	R\$ 1.275.032,26	R\$ 1.537.022,30	R\$ 6.848.199,73
17	R\$ -	3.183,38 MWh	R\$ 2.933.137,41	R\$ 1.336.616,32	R\$ 1.596.521,09	R\$ 8.444.720,83
18	R\$ -	3.167,46 MWh	R\$ 3.059.433,91	R\$ 1.401.174,88	R\$ 1.658.259,02	R\$ 10.102.979,85
19	R\$ -	3.151,63 MWh	R\$ 3.191.168,54	R\$ 1.468.851,63	R\$ 1.722.316,91	R\$ 11.825.296,76
20	R\$ -	3.135,87 MWh	R\$ 3.328.575,47	R\$ 1.539.797,17	R\$ 1.788.778,31	R\$ 13.614.075,06
21	R\$ -	3.120,19 MWh	R\$ 3.471.898,94	R\$ 1.614.169,37	R\$ 1.857.729,57	R\$ 15.471.804,63
22	R\$ -	3.104,59 MWh	R\$ 3.621.393,70	R\$ 1.692.133,75	R\$ 1.929.259,95	R\$ 17.401.064,58
23	R\$ -	3.089,06 MWh	R\$ 3.777.325,48	R\$ 1.773.863,81	R\$ 2.003.461,67	R\$ 19.404.526,25
24	R\$ -	3.073,62 MWh	R\$ 3.939.971,45	R\$ 1.859.541,43	R\$ 2.080.430,02	R\$ 21.484.956,26
25	R\$ -	3.058,25 MWh	R\$ 4.109.620,71	R\$ 1.949.357,28	R\$ 2.160.263,43	R\$ 23.645.219,69
26	R\$ -	3.042,96 MWh	R\$ 4.286.574,81	R\$ 2.043.511,24	R\$ 2.243.063,57	R\$ 25.888.283,26
27	R\$ -	3.027,74 MWh	R\$ 4.471.148,29	R\$ 2.142.212,83	R\$ 2.328.935,46	R\$ 28.217.218,72
28	R\$ -	3.012,61 MWh	R\$ 4.663.669,23	R\$ 2.245.681,71	R\$ 2.417.987,52	R\$ 30.635.206,25
29	R\$ -	2.997,54 MWh	R\$ 4.864.479,83	R\$ 2.354.148,14	R\$ 2.510.331,70	R\$ 33.145.537,94
30	R\$ -	2.982,56 MWh	R\$ 5.073.937,04	R\$ 2.467.853,49	R\$ 2.606.083,55	R\$ 35.751.621,49

Fonte: Autor.

4 RESULTADOS - AVALIAÇÃO DE INDICADORES ECONÔMICOS

Após realizar a modelagem financeira para as UFVs Frevo 12, Frevo 6 e Enercred, onde foi elaborado um fluxo de caixa para os 30 anos dos projetos, considerando as particularidades de cada regra do Sistema de Compensação de Energia Elétrica em que cada usina pode ser enquadrada, serão aplicadas técnicas de análise de investimentos para avaliar a viabilidade dos projetos.

Os principais indicadores utilizados nessa análise serão:

- **VPL (Valor Presente Líquido):** representa o valor do fluxo de caixa acumulado no último ano do projeto, ajustado para o valor presente.
- **LCOE (Levelized Cost of Energy):** mede o custo médio de produção do MWh ao longo da vida útil do projeto.
- **Payback:** indica o tempo necessário para que o investimento se pague.
- **TIR (Taxa Interna de Retorno):** expressa a rentabilidade do investimento.

Como métrica fundamental, a TIR será comparada a uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) de 20%, ou seja, um valor mínimo que determinará se o projeto é financeiramente viável.

4.1 UFV FREVO 12

A seguir, são apresentados os resultados das Análises Financeiras referentes à UFV Frevo 12, contemplando tanto as unidades beneficiárias do Grupo B quanto as unidades beneficiárias do Grupo A.

4.1.1 Unidades Consumidoras do Grupo B

A Tabela 33 apresentará os resultados da Análise Financeira da UFV Frevo 12, considerando unidades beneficiárias do Grupo B sob a regra do SCEE como GD I. Por sua vez, a Tabela 34 exibirá os resultados da Análise Financeira da UFV Frevo 12, considerando unidades beneficiárias do Grupo B sob a regra do SCEE como GD II (considerando diferentes cenários de entrada em operação de 2023 a 2029).

Tabela 33 – Análise Financeira - UFV Frevo 12 - GD I - U. B. Grupo B.

ANÁLISE FINANCEIRA - UFV FREVO 12 - GD I - U.B. GRUPO B	
LCOE	318,76 R\$/MWh
VPL	R\$ 2.990.122,02
PAY-BACK	41 meses
TIR	36,11%

Fonte: Autor.

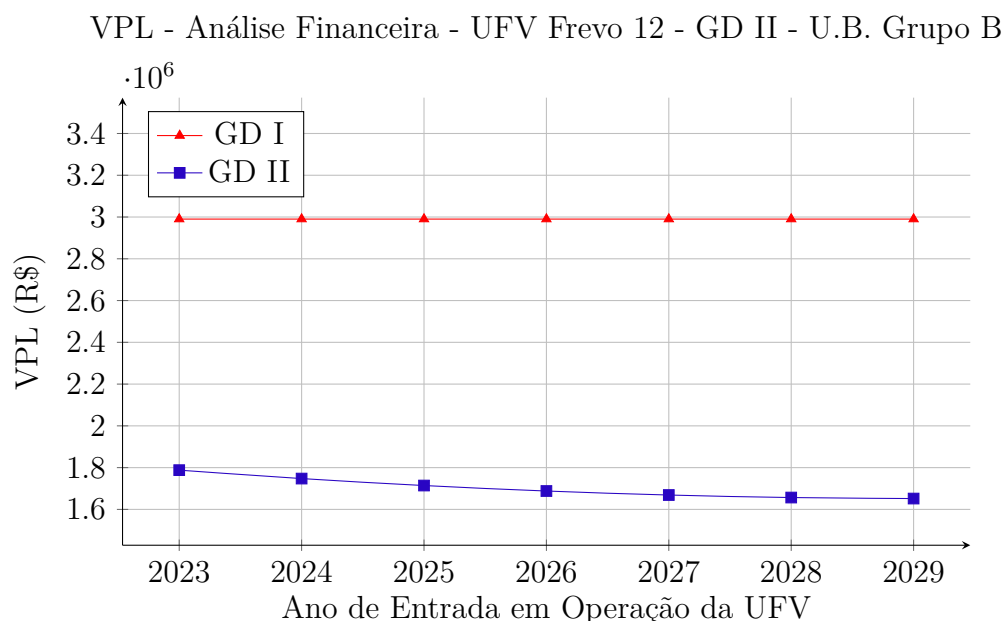
Tabela 34 – Análise Financeira - UFV Frevo 12 - GD II - U. B. Grupo B.

ANÁLISE FINANCEIRA - UFV FREVO 12 - GD II - U.B. GRUPO B				
ANO	LCOE	VPL	PAY-BACK	TIR
2023	318,76 R\$/MWh	R\$ 1.787.948,21	48 meses	28,09%
2024	318,76 R\$/MWh	R\$ 1.747.599,70	52 meses	26,58%
2025	318,76 R\$/MWh	R\$ 1.714.270,01	56 meses	25,31%
2026	318,76 R\$/MWh	R\$ 1.687.994,41	59 meses	24,30%
2027	318,76 R\$/MWh	R\$ 1.668.808,35	62 meses	23,55%
2028	318,76 R\$/MWh	R\$ 1.656.747,46	63 meses	23,07%
2029	318,76 R\$/MWh	R\$ 1.651.884,20	64 meses	22,87%

Fonte: Autor.

A Figura 18 ilustra o gráfico do Valor Presente Líquido (VPL) da UFV Frevo 12, comparando os resultados obtidos para o SCEE nas modalidades GD I e GD II. A análise demonstra uma redução de aproximadamente 40% a 45% no VPL ao final do projeto na modalidade GD II, em comparação com a GD I.

Figura 18 – Gráfico da Análise Financeira do VPL para a UFV Frevo 12 considerando unidades beneficiárias do Grupo B.



A Figura 20, por sua vez, apresenta o gráfico do Payback, evidenciando que o tempo de retorno do investimento aumenta entre 7 e 23 meses. Além disso, a Taxa Interna de Retorno (TIR) sofre uma diminuição de 8% a 15%, conforme ilustrado no gráfico da TIR na Figura 19.

Figura 19 – Gráfico da Análise Financeira da TIR para a UFV Frevo 12 considerando unidades beneficiárias do Grupo B.

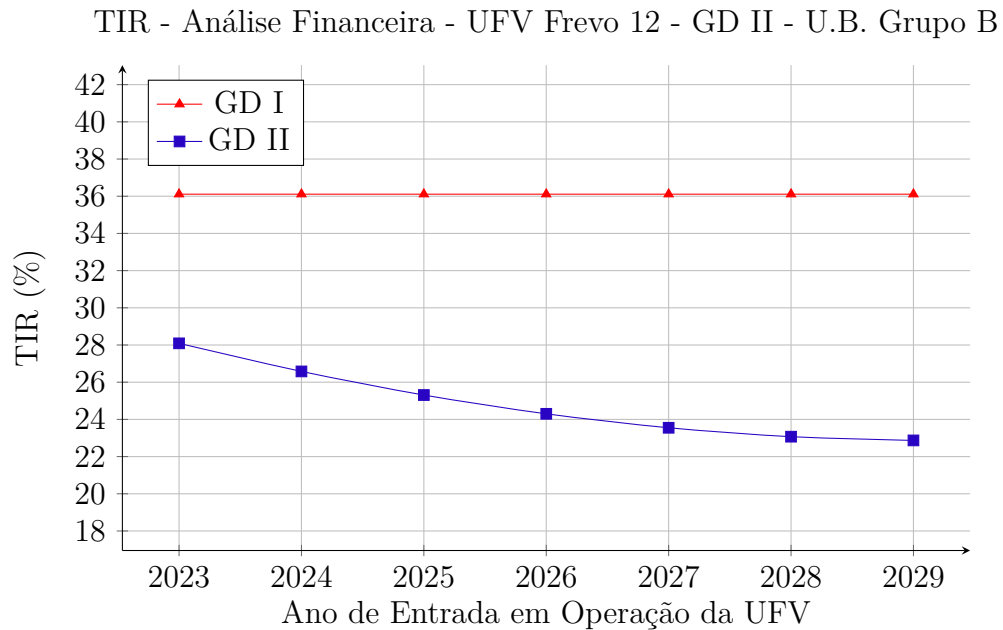
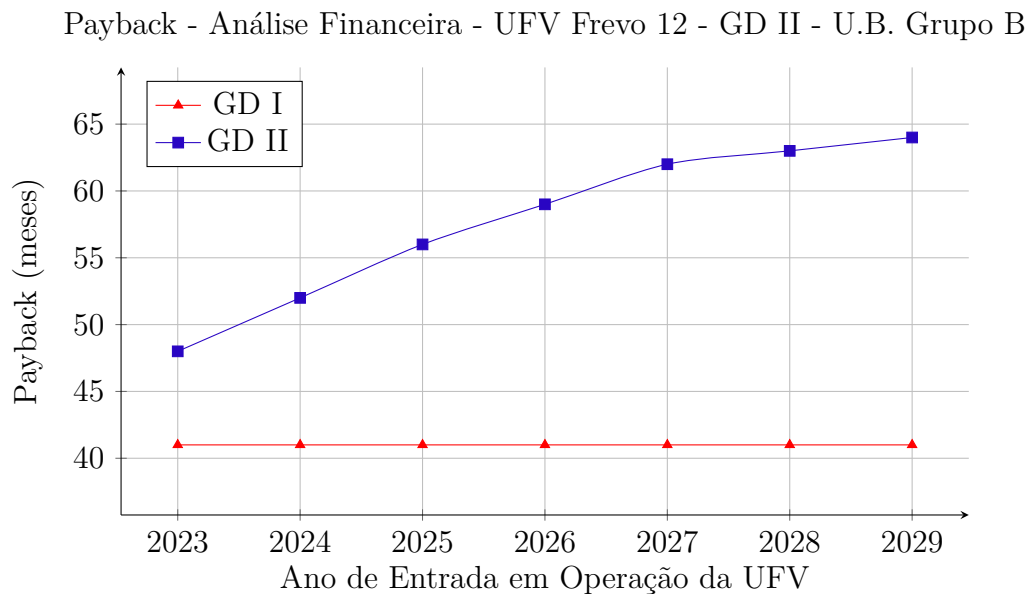


Figura 20 – Gráfico da Análise Financeira do Payback para a UFV Frevo 12 considerando unidades beneficiárias do Grupo B.



4.1.2 Unidades Consumidoras do Grupo A

A Tabela 35 apresentará os resultados da Análise Financeira da UFV Frevo 12, considerando unidades beneficiárias do Grupo A sob a regra do SCEE como GD I. Por sua vez, a Tabela 36 exibirá os resultados da Análise Financeira da UFV Frevo 12, considerando unidades beneficiárias do Grupo A sob a regra do SCEE como GD II.

Tabela 35 – Análise Financeira - UFV Frevo 12 - GD I - U. B. Grupo A.

ANÁLISE FINANCEIRA - UFV FREVO 12 - GD I - U.B. GRUPO A				
Participação Horária Ponta	LCOE	VPL	PAY-BACK	TIR
0%	318,76 R\$/MWh	R\$ 973.124,92	88 meses	16,25%
10%	318,76 R\$/MWh	R\$ 1.440.619,37	70 meses	20,82%
20%	318,76 R\$/MWh	R\$ 1.908.113,82	58 meses	25,35%
30%	318,76 R\$/MWh	R\$ 2.375.608,27	50 meses	29,93%
40%	318,76 R\$/MWh	R\$ 2.843.102,72	43 meses	34,61%
50%	318,76 R\$/MWh	R\$ 3.310.597,17	38 meses	39,41%
60%	318,76 R\$/MWh	R\$ 3.778.091,62	35 meses	44,36%
70%	318,76 R\$/MWh	R\$ 4.245.586,07	31 meses	49,46%
80%	318,76 R\$/MWh	R\$ 4.713.080,52	29 meses	54,72%
90%	318,76 R\$/MWh	R\$ 5.180.574,97	27 meses	60,15%
100%	318,76 R\$/MWh	R\$ 5.648.069,43	25 meses	65,75%

Fonte: Autor.

Tabela 36 – Análise Financeira - UFV Frevo 12 - GD II - U. B. Grupo A (20% entrando em 2025).

ANÁLISE FINANCEIRA - UFV FREVO 12 - GD II - U.B. GRUPO A				
Participação Horária Ponta	LCOE	VPL	PAY-BACK	TIR
0%	318,76 R\$/MWh	R\$ 973.124,92	88 meses	16,25%
10%	318,76 R\$/MWh	R\$ 1.077.136,46	81 meses	17,62%
20%	318,76 R\$/MWh	R\$ 1.181.148,00	74 meses	19,05%
30%	318,76 R\$/MWh	R\$ 1.285.159,54	69 meses	20,55%
40%	318,76 R\$/MWh	R\$ 1.389.171,08	63 meses	22,12%
50%	318,76 R\$/MWh	R\$ 1.493.182,62	58 meses	23,77%
60%	318,76 R\$/MWh	R\$ 1.597.194,16	53 meses	25,51%
70%	318,76 R\$/MWh	R\$ 1.701.205,70	49 meses	27,34%
80%	318,76 R\$/MWh	R\$ 1.805.217,24	45 meses	29,27%
90%	318,76 R\$/MWh	R\$ 1.909.228,78	42 meses	31,29%
100%	318,76 R\$/MWh	R\$ 2.013.240,32	39 meses	33,42%

Fonte: Autor.

A Figura 21 apresenta o gráfico do Valor Presente Líquido (VPL) da UFV Frevo 12, comparando os resultados obtidos para o SCEE nas modalidades GD I e GD II. Já a Figura 22 mostra o gráfico da TIR, enquanto a Figura 23 exibe o gráfico do Payback, permitindo uma análise completa dos indicadores financeiros para ambas as modalidades.

Figura 21 – Gráfico da Análise Financeira do VPL para a UFV Frevo 12 considerando unidades beneficiárias do Grupo A.

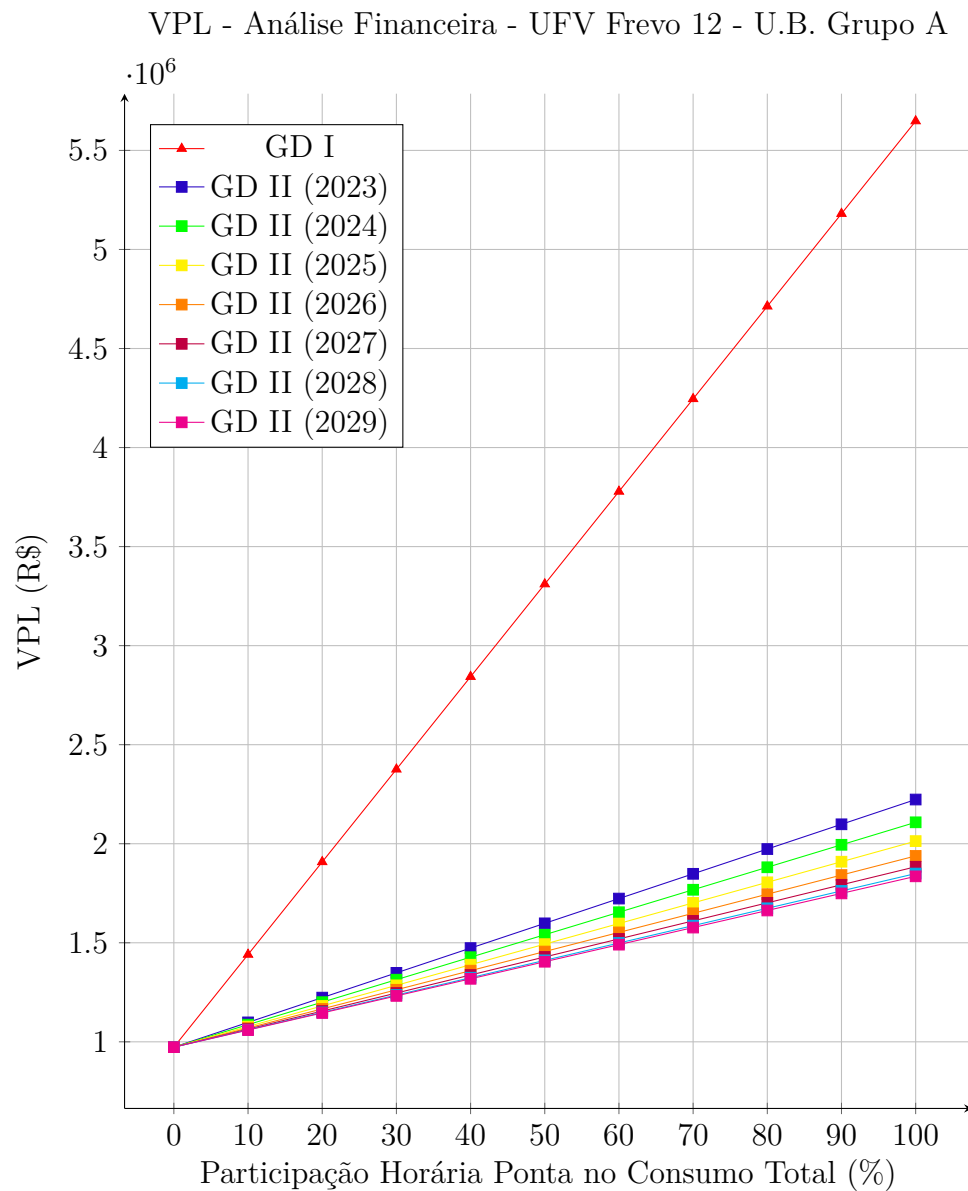


Figura 22 – Gráfico da Análise Financeira da TIR para a UFV Frevo 12 considerando unidades beneficiárias do Grupo A.

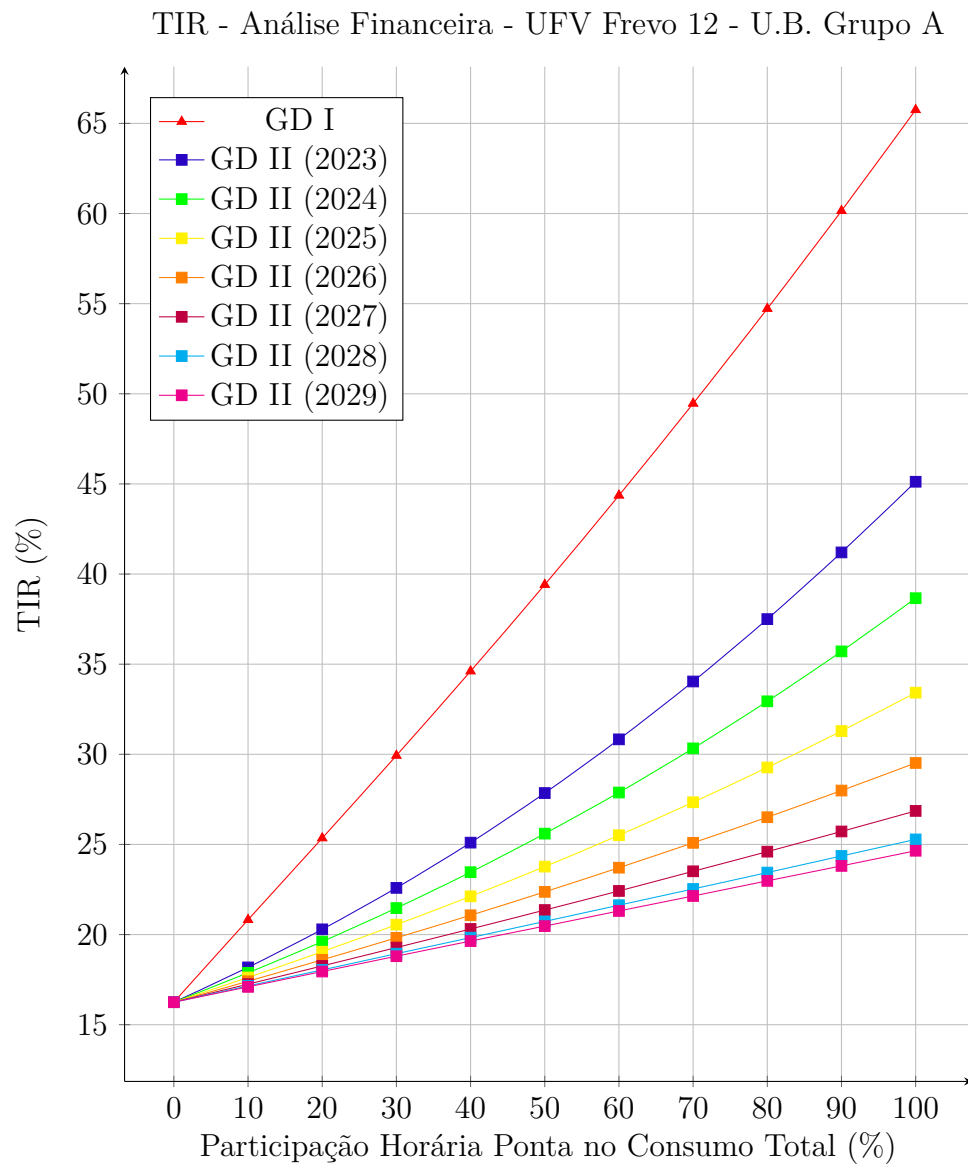
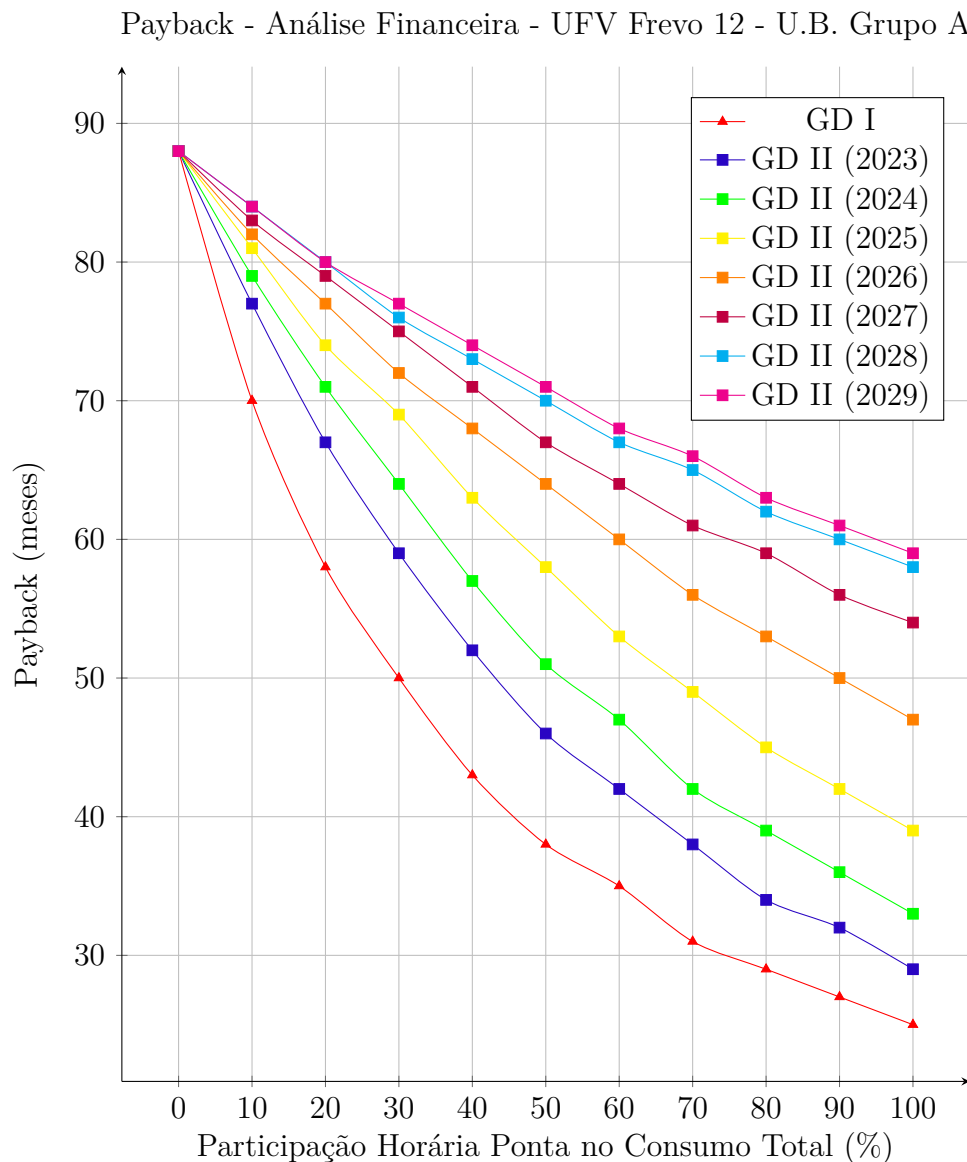


Figura 23 – Gráfico da Análise Financeira do Payback para a UFV Frevo 12 considerando unidades beneficiárias do Grupo A.



No cenário de unidades beneficiárias de alta tensão, a modalidade GD I se apresenta como uma oportunidade de investimento substancialmente mais vantajosa para unidades com perfil de consumo de pelo menos 10% no horário de ponta. O projeto demonstra uma TIR que pode atingir até 65,75%, um Payback de no mínimo 25 meses e um VPL que se aproxima dos 5,5 milhões de reais.

A modalidade GD II não apresenta o mesmo nível de atratividade, mas ainda assim se torna atraente a depender do ano de entrada em operação do projeto e do perfil de consumo da unidade beneficiária. Para unidades beneficiárias com aproximadamente 40% do consumo no Horário de Ponta, o projeto se torna viável até mesmo no pior cenário, considerando a entrada em operação do projeto no ano de 2029.

É possível observar também que, independentemente da regra do SCEE adotada (GD I ou GD II) e do ano de entrada em operação para a GD II, a viabilidade financeira

do projeto não sofre impactos para unidades beneficiárias pertencentes ao Grupo A que possuem todo o consumo no Horário de Fora Ponta. Isso ocorre porque, na Neoenergia Pernambuco, o Fio B para o Horário de Ponta é igual a R\$ 0,00 para a modalidade estudada.

4.1.3 Comentários

A UFV Frevo 12 é uma usina fotovoltaica com potência nominal de 100 kW, proporcionando às unidades beneficiárias a compensação da energia gerada e, consequentemente, isenção do ICMS. Isso representa uma vantagem tributária significativa, uma vez que as unidades beneficiárias não precisarão arcar com qualquer parcela de tributos sobre o consumo de energia.

A entrada em operação da usina pode se dar nas modalidades GD I ou GD II, dependendo do momento de sua ativação no Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE).

Ao analisar os LCOEs (Levelized Cost of Energy), que indicam o custo médio ponderado da energia ao longo da vida útil do projeto, verifica-se que esse valor permanece estável em todos os cenários estudados. Essa estabilidade ocorre porque o LCOE é influenciado principalmente pelo CAPEX, OPEX e o volume de energia gerado, fatores que não são impactados pelas diferentes modalidades analisadas. No entanto, ao avaliar indicadores financeiros como o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o Payback, torna-se essencial considerar o ano de entrada em operação do projeto, pois a parcela compensável do Fio B sofre alterações anuais.

Dessa forma, um investidor que optasse por investir no ativo de geração em um momento anterior ao Marco Legal da GD, com o modelo de SCEE na modalidade GD I, obteria o retorno desejado, com uma rentabilidade expressiva e um prazo de retorno competitivo. Contudo, caso esse mesmo investidor realizasse um novo estudo considerando a modalidade GD II, seria necessário avaliar o perfil das unidades beneficiárias. Considerando unidades beneficiárias do Grupo B, o projeto ainda assim é viável, mas para unidades beneficiárias do Grupo A, o investidor poderia ou não optar por realizar o investimento, uma vez que apenas alguns dos cenários apresentados se mostram suficientemente atrativos.

4.2 UFV FREVO 6

A seguir, serão apresentados os resultados das Análises Financeiras para a UFV Frevo 6, contemplando tanto as unidades beneficiárias do Grupo B quanto as unidades beneficiárias do Grupo A.

4.2.1 Unidades Consumidoras do Grupo B

A Tabela 37 apresentará os resultados da Análise Financeira da UFV Frevo 6, considerando unidades beneficiárias do Grupo B sob a regra do SCEE como GD I. Por sua vez, a Tabela 38 exibirá os resultados da Análise Financeira da UFV Frevo 6, considerando unidades beneficiárias do Grupo B sob a regra do SCEE como GD III.

Tabela 37 – Análise Financeira - UFV Frevo 6 - GD I - U. B. Grupo B.

ANÁLISE FINANCEIRA - UFV FREVO 6 - GD I - U.B. GRUPO B	
LCOE	321,37 R\$/MWh
VPL	R\$ 30.745.282,42
PAY-BACK	43 meses
TIR	35,19%

Fonte: Autor.

Tabela 38 – Análise Financeira - UFV Frevo 6 - GD III - U. B. Grupo B.

ANÁLISE FINANCEIRA - UFV FREVO 6 - GD III - U.B. GRUPO B	
LCOE	321,37 R\$/MWh
VPL	R\$ 13.914.978,05
PAY-BACK	74 meses
TIR	19,58%

Fonte: Autor.

A análise dos resultados obtidos para a UFV Frevo 6, considerando unidades beneficiárias do Grupo B e o SCEE nas modalidades GD I e GD III, revela uma redução superior a 50% no Valor Presente Líquido (VPL) ao final do projeto na modalidade GD III em comparação com a GD I. Além disso, o tempo de retorno do investimento é ampliado em 31 meses, enquanto a Taxa Interna de Retorno (TIR) apresenta uma diminuição de aproximadamente 15%.

4.2.2 Unidades Consumidoras do Grupo A

A Tabela 39 apresentará os resultados da Análise Financeira da UFV Frevo 6, considerando unidades beneficiárias do Grupo A sob a regra do SCEE como GD I. Por sua vez, a Tabela 40 exibirá os resultados da Análise Financeira da UFV Frevo 6, considerando unidades beneficiárias do Grupo A sob a regra do SCEE como GD III.

Tabela 39 – Análise Financeira - UFV Frevo 6 - GD I - U. B. Grupo A.

ANÁLISE FINANCEIRA - UFV FREVO 6 - GD I - U.B. GRUPO A				
Participação Horária Ponta	LCOE	VPL	PAY-BACK	TIR
0%	321,37 R\$/MWh	R\$ 9.924.307,94	90 meses	15,88%
10%	321,37 R\$/MWh	R\$ 14.750.140,39	71 meses	20,34%
20%	321,37 R\$/MWh	R\$ 19.575.972,84	59 meses	24,75%
30%	321,37 R\$/MWh	R\$ 24.401.805,28	51 meses	29,20%
40%	321,37 R\$/MWh	R\$ 29.227.637,73	44 meses	33,74%
50%	321,37 R\$/MWh	R\$ 34.053.470,18	39 meses	38,39%
60%	321,37 R\$/MWh	R\$ 38.879.302,63	35 meses	43,18%
70%	321,37 R\$/MWh	R\$ 43.705.135,07	32 meses	48,11%
80%	321,37 R\$/MWh	R\$ 48.530.967,52	30 meses	53,19%
90%	321,37 R\$/MWh	R\$ 53.356.799,97	27 meses	58,42%
100%	321,37 R\$/MWh	R\$ 58.182.632,41	25 meses	63,83%

Fonte: Autor.

Tabela 40 – Análise Financeira - UFV Frevo 6 - GD III - U. B. Grupo A.

ANÁLISE FINANCEIRA - UFV FREVO 6 - GD III - U.B. GRUPO A				
Participação Horária Ponta	LCOE	VPL	PAY-BACK	TIR
0%	321,37 R\$/MWh	R\$ 8.483.012,53	97 meses	14,50%
10%	321,37 R\$/MWh	R\$ 8.833.933,00	95 meses	14,84%
20%	321,37 R\$/MWh	R\$ 9.184.853,47	93 meses	15,18%
30%	321,37 R\$/MWh	R\$ 9.535.773,95	92 meses	15,51%
40%	321,37 R\$/MWh	R\$ 9.886.694,42	90 meses	15,84%
50%	321,37 R\$/MWh	R\$ 10.237.614,89	88 meses	16,17%
60%	321,37 R\$/MWh	R\$ 10.588.535,36	87 meses	16,50%
70%	321,37 R\$/MWh	R\$ 10.939.455,84	85 meses	16,83%
80%	321,37 R\$/MWh	R\$ 11.290.376,31	84 meses	17,16%
90%	321,37 R\$/MWh	R\$ 11.641.296,78	82 meses	17,48%
100%	321,37 R\$/MWh	R\$ 11.992.217,25	81 meses	17,81%

Fonte: Autor.

A Figura 24 apresenta o gráfico do Valor Presente Líquido (VPL) da UFV Frevo 6, comparando os resultados obtidos para o SCEE nas modalidades GD I e GD III. Já a Figura 25 mostra o gráfico da TIR, enquanto a Figura 26 exibe o gráfico do Payback, permitindo uma análise completa dos indicadores financeiros para ambas as modalidades.

Figura 24 – Gráfico da Análise Financeira do VPL para a UFV Frevo 6 considerando unidades beneficiárias do Grupo A.

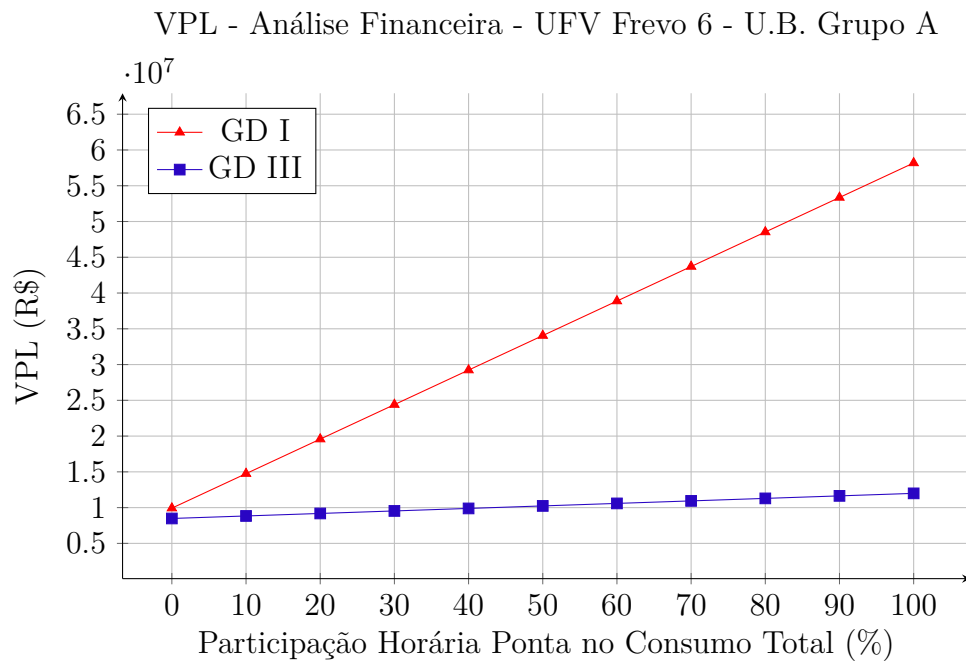


Figura 25 – Gráfico da Análise Financeira da TIR para a UFV Frevo 6 considerando unidades beneficiárias do Grupo A.

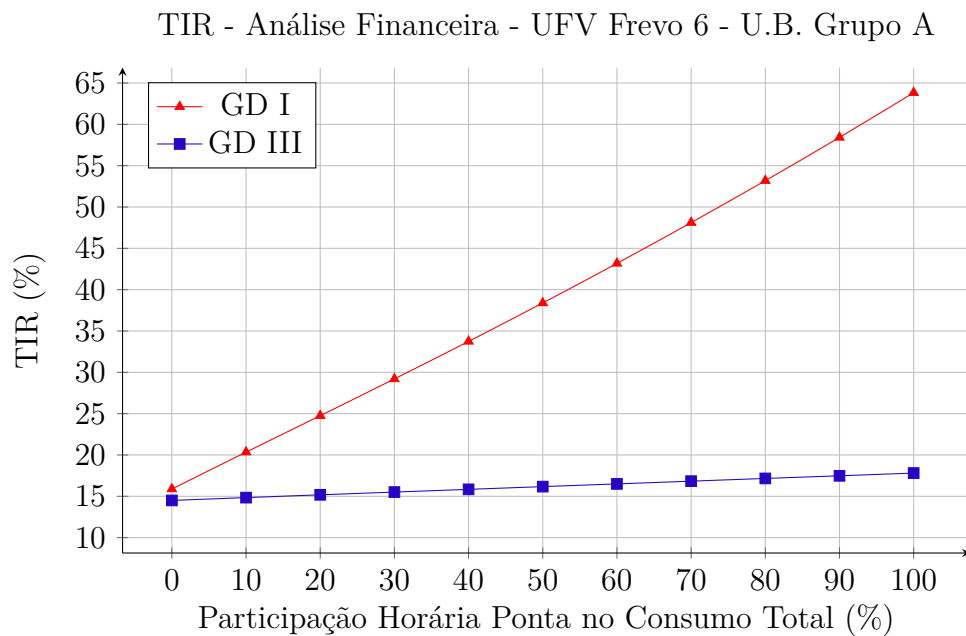
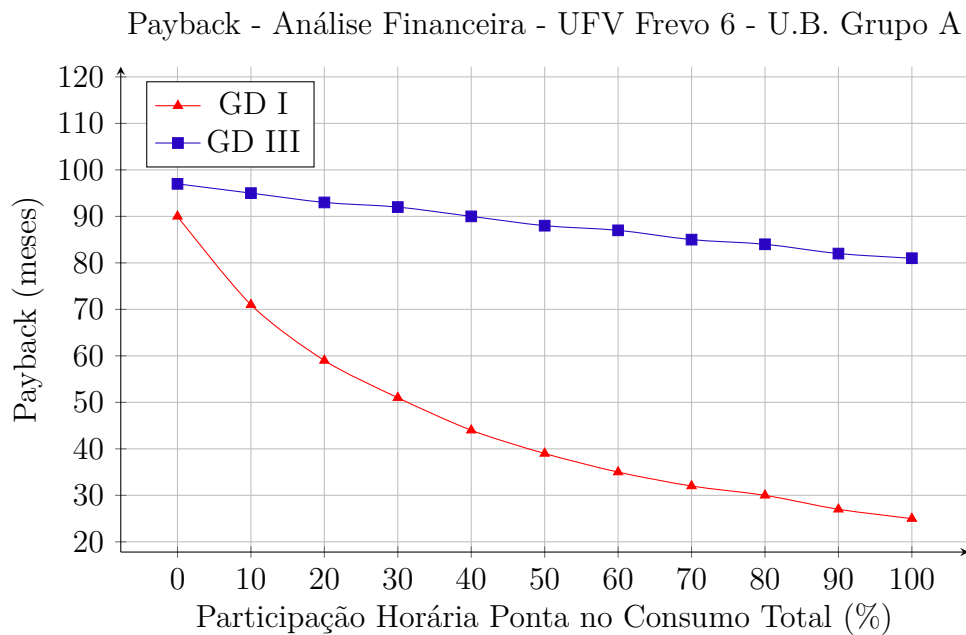


Figura 26 – Gráfico da Análise Financeira do Payback para a UFV Frevo 6 considerando unidades beneficiárias do Grupo A.



A análise dos resultados obtidos para a UFV Frevo 6, considerando unidades beneficiárias do Grupo A e o SCEE nas modalidades GD I e GD III, evidencia que a modalidade GD I apresenta uma perspectiva de investimento consideravelmente mais favorável. Para a GD I, a TIR do projeto pode atingir 63,83%, o projeto tem um Payback de no mínimo 25 meses e um VPL que pode se aproximar de R\$ 60 milhões. A modalidade GD III, mesmo com aumento do consumo no horário de ponta, não apresenta a mesma atratividade financeira. A TIR se limita entre 14,5% e 17,81%, o Payback supera 81 meses, e o VPL não ultrapassa R\$ 12 milhões, configurando um cenário de baixa rentabilidade e inviabilidade financeira.

4.2.3 Comentários

A UFV Frevo 6 é uma usina fotovoltaica com potência nominal de 1.000 kW, proporcionando às unidades beneficiárias a compensação da energia gerada e, consequentemente, isenção do ICMS. Isso representa uma vantagem tributária significativa, uma vez que as unidades beneficiárias não precisarão arcar com qualquer parcela de tributos sobre o consumo de energia.

A entrada em operação da usina pode se dar nas modalidades GD I ou GD III, dependendo do momento de sua ativação no Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE).

Ao analisar os estudos financeiros realizados, um investidor que optasse por investir em um ativo com o modelo de SCEE na modalidade GD I, ou seja, anterior à Lei 14.300, obteria o retorno desejado, com uma rentabilidade expressiva e um prazo de retorno

competitivo, tanto considerando unidades beneficiárias do Grupo B quanto unidades do Grupo A. Contudo, caso esse mesmo investidor realizasse um novo estudo considerando as mudanças trazidas pela Lei 14.300, na modalidade GD III, ele optaria apenas por realizar o investimento considerando unidades beneficiárias do Grupo B, uma vez que o cenário apresentado considerando unidades beneficiárias do Grupo A não se mostra suficientemente atrativo. Isso indicaria a necessidade de reavaliar a estratégia e considerar alternativas mais viáveis para atender às suas necessidades energéticas, possivelmente explorando outras soluções tecnológicas ou modelos de negócios que possam garantir uma melhor rentabilidade e adequação ao perfil de consumo.

4.3 UFV ENERCRED

A seguir, serão apresentados os resultados das Análises Financeiras para a UFV Enercred, contemplando tanto as unidades beneficiárias do Grupo B quanto as unidades beneficiárias do Grupo A.

4.3.1 Unidades Consumidoras do Grupo B

A Tabela 41 apresentará os resultados da Análise Financeira da UFV Enercred, considerando unidades beneficiárias do Grupo B sob a regra do SCEE como GD I. Por sua vez, a Tabela 42 exibirá os resultados da Análise Financeira da UFV Enercred, considerando unidades beneficiárias do Grupo B sob a regra do SCEE como GD III.

Tabela 41 – Análise Financeira - UFV Enercred - GD I - U. B. Grupo B.

ANÁLISE FINANCEIRA - UFV ENERCRED - GD I - U.B. GRUPO B	
LCOE	299,84 R\$/MWh
VPL	R\$ 46.607.842,89
PAY-BACK	51 meses
TIR	29,13%

Fonte: Autor.

Tabela 42 – Análise Financeira - UFV Enercred - GD III - U. B. Grupo B.

ANÁLISE FINANCEIRA - UFV ENERCRED - GD III - U.B. GRUPO B	
LCOE	299,84 R\$/MWh
VPL	R\$ 18.754.854,65
PAY-BACK	90 meses
TIR	15,75%

Fonte: Autor.

A análise dos resultados obtidos para a UFV Enercred, considerando unidades beneficiárias do Grupo B e o SCEE nas modalidades GD I e GD III, revela uma redução

significativa de aproximadamente 60% no Valor Presente Líquido (VPL) ao final do projeto na modalidade GD III em comparação com a GD I. Além disso, o tempo de retorno do investimento é ampliado em 49 meses, enquanto a Taxa Interna de Retorno (TIR) apresenta uma diminuição de aproximadamente 15%.

4.3.2 Unidades Consumidoras do Grupo A

A Tabela 43 apresentará os resultados da Análise Financeira da UFV Enercred, considerando unidades beneficiárias do Grupo A sob a regra do SCEE como GD I. Por sua vez, a Tabela 44 exibirá os resultados da Análise Financeira da UFV Enercred, considerando unidades beneficiárias do Grupo A sob a regra do SCEE como GD III.

Tabela 43 – Análise Financeira - UFV Enercred - GD I - U. B. Grupo A.

ANÁLISE FINANCEIRA - UFV ENERCRED - GD I - U.B. GRUPO A				
Participação Horária Ponta	LCOE	VPL	PAY-BACK	TIR
0%	299,84 R\$/MWh	R\$ 12.150.571,98	111 meses	12,40%
10%	299,84 R\$/MWh	R\$ 20.136.990,49	87 meses	16,43%
20%	299,84 R\$/MWh	R\$ 28.123.409,00	71 meses	20,28%
30%	299,84 R\$/MWh	R\$ 36.109.827,51	61 meses	24,08%
40%	299,84 R\$/MWh	R\$ 44.096.246,02	53 meses	27,91%
50%	299,84 R\$/MWh	R\$ 52.082.664,53	47 meses	31,80%
60%	299,84 R\$/MWh	R\$ 60.069.083,04	42 meses	35,77%
70%	299,84 R\$/MWh	R\$ 68.055.501,55	38 meses	39,83%
80%	299,84 R\$/MWh	R\$ 76.041.920,06	35 meses	43,99%
90%	299,84 R\$/MWh	R\$ 84.028.338,57	32 meses	48,26%
100%	299,84 R\$/MWh	R\$ 92.014.757,08	30 meses	52,64%

Fonte: Autor.

Tabela 44 – Análise Financeira - UFV Enercred - GD III - U. B. Grupo A.

ANÁLISE FINANCEIRA - UFV ENERCRED - GD III - U.B. GRUPO A				
Participação Horária Ponta	LCOE	VPL	PAY-BACK	TIR
0%	299,84 R\$/MWh	R\$ 9.765.327,89	121 meses	11,12%
10%	299,84 R\$/MWh	R\$ 10.346.076,97	119 meses	11,44%
20%	299,84 R\$/MWh	R\$ 10.926.826,05	116 meses	11,75%
30%	299,84 R\$/MWh	R\$ 11.507.575,13	114 meses	12,06%
40%	299,84 R\$/MWh	R\$ 12.088.324,21	111 meses	12,37%
50%	299,84 R\$/MWh	R\$ 12.669.073,29	109 meses	12,67%
60%	299,84 R\$/MWh	R\$ 13.249.822,37	107 meses	12,97%
70%	299,84 R\$/MWh	R\$ 13.830.571,45	105 meses	13,27%
80%	299,84 R\$/MWh	R\$ 14.411.320,53	103 meses	13,57%
90%	299,84 R\$/MWh	R\$ 14.992.069,61	101 meses	13,87%
100%	299,84 R\$/MWh	R\$ 15.572.818,69	99 meses	14,16%

Fonte: Autor.

A Figura 27 apresenta o gráfico do Valor Presente Líquido (VPL) da UFV Enercred, comparando os resultados obtidos para o SCEE nas modalidades GD I e GD III. Já a Figura 28 mostra o gráfico da TIR, enquanto a Figura 29 exibe o gráfico do Payback, permitindo uma análise completa dos indicadores financeiros para ambas as modalidades.

Figura 27 – Gráfico da Análise Financeira do VPL para a UFV Enercred considerando unidades beneficiárias do Grupo A.

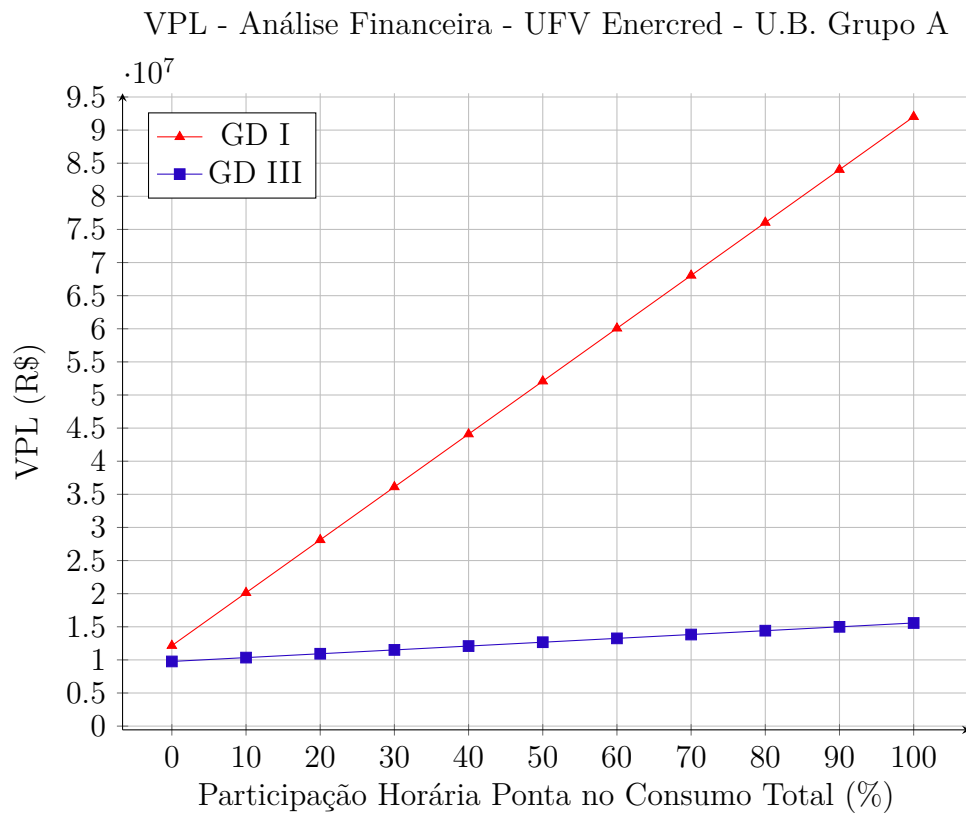


Figura 28 – Gráfico da Análise Financeira da TIR para a UFV Enercred considerando unidades beneficiárias do Grupo A.

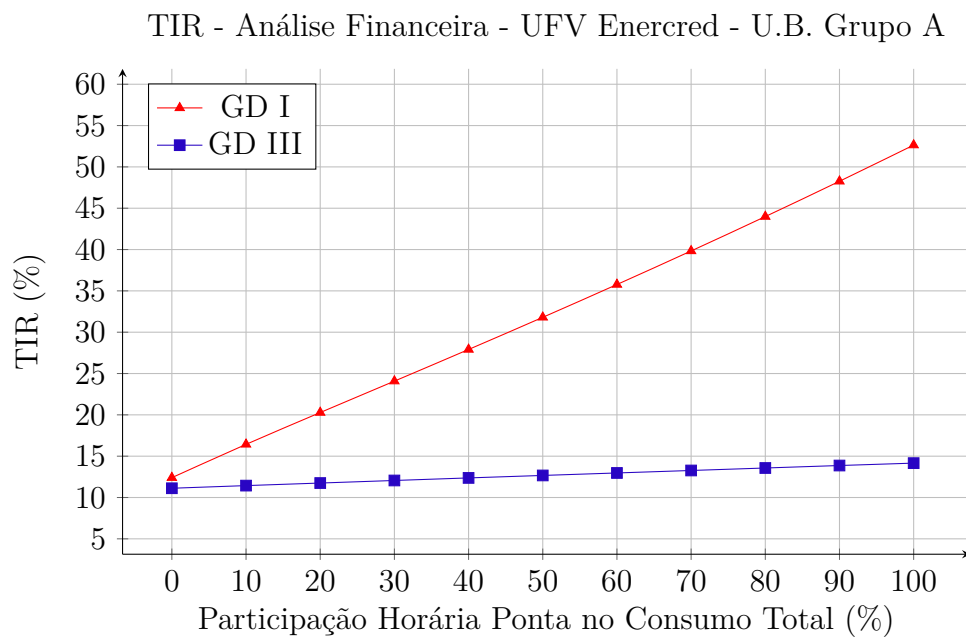
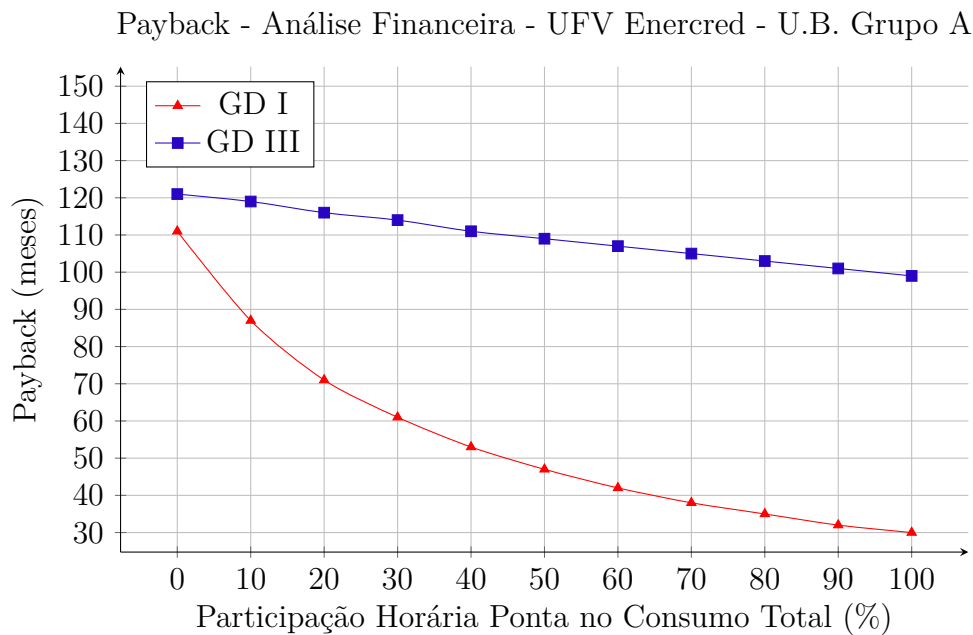


Figura 29 – Gráfico da Análise Financeira do Payback para a UFV Enercred considerando unidades beneficiárias do Grupo A.



A análise dos resultados obtidos para a UFV Enercred, considerando unidades beneficiárias do Grupo A e o SCEE nas modalidades GD I e GD III, evidencia que a modalidade GD I apresenta uma perspectiva de investimento consideravelmente mais favorável. Quando o consumo no horário de ponta atinge ao menos 20%, a TIR do projeto pode chegar até 52,64%, com um Payback de 30 meses e um VPL aproximado de R\$ 92 milhões. A modalidade GD III, mesmo com aumento do consumo no horário de ponta, não apresenta a mesma atratividade financeira. A TIR fica entre 11,12% e 14,16%, o Payback supera 99 meses, e o VPL não ultrapassa R\$ 16 milhões, configurando um cenário de baixa rentabilidade e inviabilidade financeira.

4.3.3 Comentários

A UFV Enercred é uma usina fotovoltaica com potência nominal de 2.500 kW, oferecendo às unidades beneficiárias a compensação de energia gerada. No entanto, por se tratar de uma usina com potência superior a 1.000 kW, as unidades não se beneficiam da isenção do ICMS, o que implica que todas as unidades beneficiárias deverão arcar com tributos sobre o consumo de energia, independentemente de ela ser compensada ou não. Isso não representa uma vantagem tributária significativa, impactando diretamente o fluxo de caixa das unidades.

A entrada em operação da usina pode ocorrer nas modalidades GD I ou GD III, dependendo do momento em que a usina for integrada ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Ao analisarmos o LCOE (Levelized Cost of Energy) nas duas modalidades, observamos que o custo médio ponderado da energia se mantém constante, uma

vez que o LCOE depende principalmente de variáveis como CAPEX, OPEX e o volume de energia gerado, fatores que permanecem inalterados entre as diferentes modalidades.

Ao analisar os estudos financeiros realizados, um investidor que optasse por investir em uma usina anterior ao Marco Legal da GD, na modalidade GD I, obteria um retorno substancialmente mais alto, com uma rentabilidade expressiva e um prazo de retorno competitivo. No entanto, caso o investidor reconsiderasse sua decisão e realizasse um novo estudo posterior ao Marco Legal da GD, com a modalidade GD III, ele provavelmente não faria o investimento, uma vez que nenhum dos cenários analisados se mostra financeiramente atrativo o suficiente. Isso indicaria a necessidade de reavaliar a estratégia de investimento, considerando alternativas que ofereçam um retorno mais adequado ao perfil do investidor, como novas soluções tecnológicas ou modelos de negócios que possam garantir maior rentabilidade e melhor adequação ao consumo de energia da unidade.

5 CONCLUSÕES

O Marco Legal da Geração Distribuída (GD) introduziu novos desafios ao mercado de energia elétrica, reduzindo parte da atratividade econômica desse tipo de investimento para os investidores em comparação ao cenário anterior. Por outro lado, as novas regras trouxeram maior justiça regulatória para as Distribuidoras e Permissionárias de Energia, que passaram a ser devidamente remuneradas pelos serviços de distribuição que anteriormente não eram contemplados em suas receitas.

Observou-se também que as novas regulamentações tornaram a análise de viabilidade financeira de projetos de GD mais complexa. Agora, é imprescindível que o investidor compreenda detalhadamente a composição tarifária da distribuidora responsável pela área de concessão onde o projeto será instalado, bem como o tipo e o perfil de consumo da unidade consumidora que se beneficiará da energia gerada. Esse cenário exige que o investidor busque profissionais qualificados para a realização do estudo de viabilidade, considerando que uma análise inadequada pode comprometer significativamente o fluxo de caixa esperado do projeto.

Adicionalmente, a Lei 14.300 trouxe à tona uma percepção mais evidente sobre os riscos regulatórios associados aos investimentos em GD. Persiste um receio no mercado quanto às regras que vigorarão no sistema de compensação de energia elétrica após 2028, uma vez que ainda não foram definidas. Além disso, existe a preocupação de que novas alterações regulatórias possam ocorrer e impactar negativamente projetos futuros, afastando potenciais investidores.

Contudo, constatou-se que ainda há viabilidade financeira para novos projetos de geração distribuída dentro das regras estabelecidas pelo novo SCEE. Porém, o investidor precisa adotar uma visão abrangente e estratégica, não se limitando apenas às oportunidades da Geração Distribuída no Ambiente de Contratação Regulada. Assim como ocorreram mudanças na GD, o Ambiente de Contratação Livre também está em transformação. Desde janeiro de 2024, qualquer unidade consumidora do Grupo A já pode migrar para o Mercado Livre de Energia, beneficiando-se de descontos que podem alcançar até 40%. A expectativa é que, a partir de 2028, o Mercado Livre de Energia também se expanda para todas as unidades do Grupo B.

Para os investidores que ainda desejam investir em geração própria, existe a possibilidade de atuar no Mercado Livre de Energia como Autoprodutor de Energia, o que pode apresentar vantagens econômicas relevantes.

Por fim, conclui-se que o consumidor de energia elétrica, após muito tempo, finalmente dispõe de alternativas reais quanto à forma de consumo de energia. Pode optar por adquirir energia da distribuidora pelo método convencional, contratar energia no Mercado Livre ou até mesmo gerar sua própria energia. Contudo, diante desse cenário de múltiplas opções,

é essencial que os consumidores sejam devidamente orientados, para que possam fazer escolhas conscientes e bem fundamentadas, evitando problemas futuros.

5.1 TRABALHOS FUTUROS

As transformações em curso no mercado de energia elétrica abrem espaço para novos estudos que podem complementar e expandir os resultados deste trabalho. Sugere-se, portanto, a realização das seguintes análises:

- Análise comparativa da viabilidade financeira entre investimentos em Geração Distribuída e a contratação de energia no Ambiente de Contratação Livre, considerando diferentes perfis de consumo das unidades consumidoras;
- Estudo de viabilidade econômica de projetos de Geração Distribuída em relação à Autoprodução de Energia no Mercado Livre, avaliando potenciais vantagens e desvantagens.

REFERÊNCIAS

ABSOLAR. *Infográfico*. 2024. <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 17 janeiro de 2025.

ANEEL. *Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica*: Cadernos temáticos aneel. 2. ed. Brasília, DF: ANEEL, 2016. (Cadernos temáticos ANEEL). 31 p. : il.

ANEEL. *Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica*. [S.l.], 2022. Acessado em 18 de janeiro de 2025. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/proret>>.

CEPEL/CRESESB. *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. Rio de Janeiro, Brasil: Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), 2014. Acesso em: 01 fev. 2025. Disponível em: <<https://cresesb.cepel.br/index.php?section=publicacoes&task=livro&cid=48>>.

CONFAZ. *Convênio ICMS 6, de 5 de abril de 2013*. 2013. Acesso em: 9 mar. 2025. Disponível em: <https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2013/CV006_13>.

CONFAZ. *Convênio ICMS 16, de 22 de abril de 2015*. 2015. Acesso em: 9 mar. 2025. Disponível em: <https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016_15>.

IEMA. *Prioridades para a integração das fontes renováveis variáveis no sistema elétrico*. 2016. <http://energiaeambiente.org.br/wp-content/uploads/2016/01/NT_integracao_final.pdf>. Disponível em: <http://energiaeambiente.org.br/wp-content/uploads/2016/01/NT_integracao_final.pdf>. Acesso em: 17 jan. 2025.

LEI 13.169. *Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015*. 2015. Acesso em: 9 mar. 2025. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2015/Lei/L13169.htm>.

LEI 14.300. *Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022*. 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, dispõe sobre o Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Diário Oficial da União, Brasília, 7 jan. 2022. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2021-2022/2022/lei/L14300.htm>. Acesso em: 9 mar. 2025.

LIMA, J. W. M. *Economia do Setor Eletro-Energético: Volume I*. [S.l.: s.n.], 2011. Professor José Wanderley Marangon Lima.

MYHR, A.; BJERKSETER, C.; ÅGOTNES, A.; NYGAARD, T. A. Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a life cycle perspective. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 66, p. 714–728, 2014. University of Life Sciences (UMB), Department of Mathematical Sciences and Technology, Box 5003, Drøbakveien 31, 1430 Ås, Norway. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.01.017>>.

- REN 1.000. *Resolução Normativa N° 1.000, de 07 de dezembro de 2021*. [S.l.], 2021. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Acesso em: 17 jan. 2025.
- REN 1.059. *Resolução Normativa N° 1.059, de 7 de fevereiro de 2023*. [S.l.], 2023. Estabelece as diretrizes para o setor elétrico. Disponível em: <www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059>. Acesso em: 17 jan. 2025.
- REN 3.171. *Resolução Homologatória N° 3.171, de 7 de fevereiro de 2023*. [S.l.], 2023. Estabelece os custos de investimento para o cálculo da garantia de fiel cumprimento na minigeração distribuída. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 9 mar. 2025.
- REN 482. *Resolução Normativa N° 482, de 17 de abril de 2012*. [S.l.], 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Acesso em: 17 jan. 2025.
- REN 687. *Resolução Normativa ANEEL N° 687, de 24 de novembro de 2015*. [S.l.], 2015. Acesso em: 9 mar. 2025.
- SHAYANI, R. A. *Método para determinação do limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em redes radiais de distribuição*. Tese (Dissertação (Doutorado em Engenharia Elétrica)) — Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2010. Publicação PPGENE.TD - 051/10.
- SolarWorld. *SolarWorld Sunfix Manual de Equipamento*. [S.l.], 2013. Acessado em: 01 de fevereiro de 2025. Disponível em: <<http://www.solarworld.co.za>>.
- TWIDELL, J.; WEIR, T. *Renewable Energy Resources*. 3rd. ed. London and New York: Routledge, 2015. ISBN 978-0415584371.
- YU, F. R.; ZHANG, P.; XIAO, W.; CHOUDHURY, P. *Communication systems for grid integration of renewable energy resources*. 2011.