

CINTIA SABRINA WEIRICH

ANÁLISE ECONÔMICA DE SISTEMAS DE GERAÇÃO DE
ELETRICIDADE NO MODO GD: MOTOR GERADOR A BIOGÁS E
PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

CASCABEL
PARANÁ – BRASIL
FEVEREIRO - 2021

CINTIA SABRINA WEIRICH

**ANÁLISE ECONÔMICA DE SISTEMAS DE GERAÇÃO DE
ELETRICIDADE NO MODO GD: MOTOR GERADOR A BIOGÁS E
PAINÉIS FOTOVOLTAICOS**

Dissertação apresentada à Universidade Estadual do Oeste do Paraná, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia na Agricultura, para obtenção do título de Mestre.

Orientador: Dr. Samuel Nelson Melegari de Souza.

Coorientador: Dr. Carlos Eduardo Camargo Nogueira.

CASCADEL
PARANÁ – BRASIL
FEVEREIRO - 2021

Ficha de identificação da obra elaborada através do Formulário de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da Unioeste.

Weirich, Cintia Sabrina

Análise econômica de sistemas de geração de eletricidade no modo GD: motor gerador a biogás e painéis fotovoltaicos / Cintia Sabrina Weirich; orientador(a), Samuel Nelson Melegari de Souza; coorientador(a), Carlos Eduardo Camargo Nogueira, 2021.

117 f.

Dissertação (mestrado), Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Campus de Cascavel, Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia na Agricultura, 2021.

1. Geração distribuída. 2. análise econômica. 3. biogás. 4. energia solar. I. Melegari de Souza, Samuel Nelson. II. Camargo Nogueira, Carlos Eduardo. III. Título.

CINTIA SABRINA WEIRICH

Análise econômica de sistemas de geração de eletricidade no modo GD: motor gerador a biogás e painéis fotovoltaicos

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia na Agricultura em cumprimento parcial aos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Energia na Agricultura, área de concentração Agroenergia, linha de pesquisa Fontes renováveis e racionalização de energia na agroindústria e agricultura, APROVADA pela seguinte banca examinadora:



Orientador(a) - Samuel Nelson Melegari de Souza
Universidade Estadual do Oeste do Paraná - Campus de Cascavel (UNIOESTE)



Jair Antonio Cruz Siqueira
Universidade Estadual do Oeste do Paraná - Campus de Cascavel (UNIOESTE)



Willian Cézar Nadaleti
Universidade Federal de Pelotas (UFPel)

Cascavel, 23 de fevereiro de 2021

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por me dar sabedoria ao escolher os caminhos a trilhar em minha vida, por me trazer calma e coragem e pela força profunda em todos os momentos.

Ao Luís Henrique Slongo, meu companheiro de vida, pela ajuda e compreensão nos momentos em que não estive presente.

A minha família, pelo esforço em me proporcionar bons estudos, por sempre me darem forças e acreditarem no meu potencial e por me incentivarem ao esforço e evolução.

Ao professor Dr. Samuel Nelson Melegari de Souza, pela orientação e contribuições durante todo o curso.

Ao coorientador, professor Dr. Carlos Eduardo Camargo Nogueira, pelo auxílio e contribuições nas análises e pesquisa.

Aos professores Dr. Jair Antonio Cruz Siqueira e Dr. Alfredo Petrauski, por compartilhar conhecimentos e experiências únicas em suas aulas.

Aos proprietários dos sistemas a biogás, que cederam parte do seu tempo e compartilharam experiências e informações que foram de extrema importância para a concretização desse estudo.

Ao Juliano de Souza, colega e fornecedor de serviços para sistemas a biogás, pela ajuda e inúmeras contribuições.

A todos os professores do programa, que contribuíram para o aprendizado e a construção do conhecimento.

Aos colegas do PPGEA, que fizeram parte dessa caminhada durante esses dois anos e foram importantes para a conclusão desse ciclo.

À Vanderléia L. S. Schmidt, pela disposição e prontidão a ajudar.

Aos meus amigos, agradeço pelo apoio e pelas palavras que me motivaram a dar o meu melhor.

A todos, muito obrigada!

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Fontes de energia disponíveis no planeta.....	5
Figura 2 - A célula fotovoltaica.	6
Figura 3 - Sistema isolado utilizando banco de baterias.	7
Figura 4 - Temperatura média anual no Brasil.	9
Figura 5 - Total diário da irradiação direta normal média anual.	9
Figura 6 - Níveis de irradiação solar por regiões do Brasil.	10
Figura 7 - Comparativo das médias mensais de irradiação solar global horizontal para as cinco regiões brasileiras e alguns países europeus.	11
Figura 8 - Etapas da digestão anaeróbia em um biodigestor.	13
Figura 9 - Estrutura do sistema pela técnica do fluxo contínuo.	15
Figura 10 - Modelo do biodigestor de mistura completa.	16
Figura 11 - Modelo do biodigestor indiano.	16
Figura 12 - Modelo do biodigestor chinês.	17
Figura 13 - Modelo do biodigestor canadense.	17
Figura 14 - Esquema de uma turbina a gás.	19
Figura 15 - Produção de suínos no Brasil.	20
Figura 16 - Produção de galináceos no Brasil em 2016.	21
Figura 17 - Potencial de geração de biogás na pecuária paranaense.	22
Figura 18 - Produção mundial de biogás por continente.	23
Figura 19 - Produção de energia a partir do biogás por países da União Europeia e por fonte utilizada.	24
Figura 20 - Microgeração distribuída conectada à rede.	25
Figura 21 - Componentes da fatura de energia.	26
Figura 22 - Quantidade de conexões de geração distribuída no Brasil por ano.	27
Figura 23 - Círculo vicioso da geração distribuída no Brasil.	28
Figura 24 - Matriz energética alemã em 2018.	32
Figura 25 - Comparação de instalações fotovoltaicas na Alemanha e na China.	32
Figura 26 - Relação entre VPL e TIR.	33
Figura 27 - Desenvolvimento do trabalho.	37
Figura 28 - Imagem aérea da propriedade e granjas vizinhas.	40
Figura 29 - Filtro para retirada de umidade do biogás.	40
Figura 30 - Imagem aérea da propriedade e do biodigestor.	42
Figura 31 - Instalações do biodigestor na propriedade.	42
Figura 32 - Filtro utilizado para a remoção de umidade do biogás.	43
Figura 33 - Painéis fotovoltaicos instalados.	44
Figura 34 - Instalação dos inversores e autotransformadores no local.	44
Figura 35 - Geração anual para o sistema 1.	49
Figura 36 - Comparação de custos e geração para o sistema 1.	52
Figura 37 - Simulação da alternativa 0 para o sistema 1.	53
Figura 38 - Simulação da alternativa 1 para o sistema 1.	54
Figura 39 - Simulação da alternativa 2 para o sistema 1.	55
Figura 40 - Simulação da alternativa 3 para o sistema 1.	56
Figura 41 - Simulação da alternativa 4 para o sistema 1.	57
Figura 42 - Simulação da alternativa 5 para o sistema 1.	58
Figura 43 - Comparação das seis alternativas para o sistema 1.	58
Figura 44 - Geração anual para o sistema 2.	60
Figura 45 - Comparação de custos e geração para o sistema 2.	63
Figura 46 - Simulação da alternativa 0 para o sistema 2.	64

Figura 47 - Simulação da alternativa 1 para o sistema 2.	65
Figura 48 - Simulação da alternativa 2 para o sistema 2.	66
Figura 49 - Simulação da alternativa 3 para o sistema 2.	67
Figura 50 - Simulação da alternativa 4 para o sistema 2.	68
Figura 51 - Simulação da alternativa 5 para o sistema 2.	69
Figura 52 - Comparação das seis alternativas para o sistema 2.	70
Figura 53 – Geração anual para o sistema 3.	71
Figura 54 – Comparação de custos e geração para o sistema 3.	73
Figura 55 – Simulação da alternativa 0 para o sistema 3.	74
Figura 56 – Simulação da alternativa 1 para o sistema 3.	75
Figura 57 - Simulação da alternativa 2 para o sistema 3.	76
Figura 58 - Simulação da alternativa 3 para o sistema 3.	77
Figura 59 - Simulação da alternativa 4 para o sistema 3.	78
Figura 60 - Simulação da alternativa 5 para o sistema 3.	79
Figura 61 – Comparação das seis alternativas para o sistema 3.	79
Figura 62 – Comparação de custos e geração para o sistema 4.	83
Figura 63 - Simulação da alternativa 0 para o sistema 4.	84
Figura 64 - Simulação da alternativa 1 para o sistema 4.	85
Figura 65 – Comparação das seis alternativas para o sistema 4.	85
Figura 66 - Aplicativo para cálculo de viabilidade econômica.	87
Figura 67 - Simulação do aplicativo para o sistema 1.	88
Figura 68 - Simulação do aplicativo para o sistema 2.	89
Figura 69 - Simulação do aplicativo para o sistema 3.	90
Figura 70 - Simulação do aplicativo para o sistema 4.	91

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Composição do biogás.....	14
Tabela 2 - Taxas e percentuais utilizados para os cálculos.	47
Tabela 3 - Investimentos iniciais para o sistema 1.	50
Tabela 4 - Custos anuais de manutenção e operação do sistema 1.....	50
Tabela 5 - Investimentos iniciais para o sistema 2.	60
Tabela 6 - Custos anuais de manutenção e operação do sistema 2.....	61
Tabela 7 - Investimentos iniciais para o sistema 3.	71
Tabela 8 - Custos de manutenção e operação anuais do sistema 3.....	72
Tabela 9 – Investimentos iniciais para o sistema 4.	81

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Comparativo entre as seis alternativas para o sistema 1.....	59
Quadro 2 - Comparativo entre as seis alternativas para o sistema 2.....	70
Quadro 3 - Comparação entre as seis alternativas para o sistema 3.....	80
Quadro 4 - Comparação entre as seis alternativas para o sistema 4.....	86
Quadro 5 - Resumo dos resultados econômicos para os quatro sistemas.	91
Quadro 6 - Resumo dos resultados obtidos para LCOE para os quatro sistemas. ...	92

WEIRICH, Cintia Sabrina. Universidade Estadual do Oeste do Paraná, fevereiro de 2021. **Análise econômica de sistemas de geração de eletricidade no modo GD: motor gerador a biogás e painéis fotovoltaicos.** Professor orientador Dr. Samuel Nelson Melegari de Souza.

RESUMO

Devido à necessidade de o Brasil diversificar sua matriz energética e reduzir a dependência pela fonte hídrica, as fontes de energia solar fotovoltaica e o biogás vêm ganhando destaque no cenário nacional, principalmente por serem fontes limpas e inesgotáveis. O sol é a maior fonte de energia do planeta e pode ser utilizado para a geração de energia, já o biogás reduz a poluição dos solos e das águas e produz o biofertilizante e a energia elétrica, esta pela queima do gás gerado pelo biodigestor. Em virtude disso, a partir de 2012, com a Resolução Normativa 482 da ANEEL, inseriu-se no mercado a possibilidade de geração de créditos de energia que são injetados na rede da concessionária e, posteriormente, compensados pelo consumidor. Com o aumento geração distribuída, está prevista uma alteração da resolução normativa, acarretando a necessidade de maiores cálculos de viabilidade econômica dos empreendimentos. Assim, com auxílio dos programas Excel e MATLAB, utilizando os cálculos do Valor Presente Líquido (VPL), *payback* descontado e custo nivelado de energia, foi calculada a viabilidade econômica de dois sistemas a biogás e um sistema fotovoltaico implantados na região Oeste do Paraná, relacionando os sistemas com as possíveis alterações normativas. Concluiu-se que para um dos sistemas a biogás e para o sistema solar fotovoltaico, a alternativa 4 poderia inviabilizar esses investimentos, visto que o tempo de retorno ficou em 24 e 20 anos, com saldo acumulado ao final da vida útil dos sistemas de R\$ 8.530,70 e R\$ 42.200,69 – valores muito baixos para investimentos altos a longo prazo. Em relação ao custo nivelado de energia, os sistemas apresentaram valores de 0,202 R\$/kWh e 0,329 R\$/kWh, sendo viável em relação as tarifas da concessionária. A alternativa 5 inviabilizaria totalmente os investimentos, com saldo acumulado final de R\$ -178.102,82 e R\$ -57.573,99, respectivamente. Para um dos sistemas a biogás, em virtude de participar do regime de cooperativa, todas as alternativas propostas são viáveis, com saldo acumulado na alternativa 5 de R\$ 1.476.649,16, com tempo de retorno de três anos, e custo nivelado de energia de 0,208 R\$/kWh. Para a simulação de um sistema híbrido, operando com energia solar fotovoltaica e biogás, o tempo de retorno de investimento foi de 15 anos na alternativa 0, com saldo de R\$ 1.160.220,31. Nas demais alternativas o investimento é inviável, com saldo acumulado na alternativa 5 de R\$ -899.776,69. Portanto, a alteração das formas de compensação para as alternativas 4 e 5 inviabilizariam o crescimento da geração distribuída no Brasil. Ademais, com o auxílio do MATLAB, criou-se um aplicativo que permite a interação do usuário para verificar a viabilidade econômica de um investimento, relacionando-o com as seis alternativas e o LCOE.

PALAVRAS-CHAVE: energia solar; biogás; geração distribuída; VPL; custo nivelado de energia; REN 482.

WEIRICH, Cintia Sabrina. Western Paraná State University, February 2021.
Economic analysis of electricity generation systems in DG mode: biogas engine and photovoltaic panels. Teacher mentor Dr. Samuel Nelson Melegari de Souza.

ABSTRACT

Due to the need for Brazil to diversify its energy matrix and reduce its dependence on water sources, photovoltaic solar energy sources and biogas have been gaining prominence in the national scenario, mainly because they are clean and inexhaustible sources. The sun is the largest source of energy on the planet and can be used for energy generation, whereas biogas reduces soil and water pollution and produces biofertilizer and electricity, the latter by burning the gas generated by the biodigester. As a result, as of 2012, with the Normative Resolution 482 of ANEEL, it was introduced in the market the possibility of generating energy credits that are injected into the concessionaire's network and subsequently compensated by the consumer. With the increase in distributed generation, a change in the normative resolution is expected, resulting in the need for greater calculations of the economic viability of the projects. Thus, with the aid of Excel and MATLAB software, using the calculations of the Net Present Value (NPV), discounted payback, and levelized cost of energy, the economic viability of two biogas systems and a photovoltaic system implemented in the western region of Paraná was calculated, relating the systems possible regulatory changes. It was concluded that for one of the biogas systems and for the photovoltaic solar system, the alternative 4 could make these investments unfeasible, since the payback time was 24 and 20 years, with an accumulated balance at the end of the systems' useful life of R\$ 8,530.70 and R\$ 42,200.69 – very low values for high long-term investments. In relation to the levelized cost of energy, the systems presented values of 0.202 R\$/kWh and 0.329 R\$/kWh, being feasible in relation to the concessionaire's tariffs. The alternative 5 would make investments totally unfeasible, with a final accumulated balance of R\$ -178,102.82 and R\$ -57,573.99, respectively. For one of the biogas systems, by virtue of participating in the cooperative scheme, all the proposed alternatives are viable, with an accumulated balance in alternative 5 of R\$ 1,476,649.16, with a three-year payback time, and a levelized cost of energy of 0.208 R\$/kWh. For the simulation of a hybrid system, operating with photovoltaic solar energy and biogas, the return on investment was 15 years in the alternative 0, with a balance of R\$ 1,160,220.31. In other alternatives, investment is not feasible, with accumulated balance in alternative 5 of R\$ -899,776.69. Therefore, changing the forms of compensation for alternatives 4 and 5 would make the growth of distributed generation in Brazil unfeasible. In addition, with the help of MATLAB, an application that allows user interaction to verify the economic viability of an investment, relating it to the six alternatives and the LCOE, was created.

KEYWORDS: solar energy; biogas; distributed generation; NPV; levelized cost of energy; REN 482.

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO	1
1.1 Objetivo Geral	3
1.2 Objetivos Específicos	4
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	5
2.1 A Energia Solar	5
2.2.1 <i>Energia solar fotovoltaica</i>	6
2.2.2 <i>O potencial da fonte de energia solar no Brasil</i>	8
2.3 O biogás	12
2.3.1 <i>Origem do biogás</i>	12
2.3.2 <i>Técnicas para implantação de biodigestores</i>	14
2.3.3 <i>Modelos de biodigestores</i>	15
2.3.4 <i>Conversão do biogás em energia elétrica</i>	18
2.3.5 <i>Potencial do biogás no Brasil</i>	19
2.4 A geração distribuída	24
2.4.1 <i>Anteprojeto de Lei N°2 de 2019</i>	29
2.5 Comparação da geração distribuída com outros países	31
2.6 Indicadores econômicos	33
2.6.1 <i>Valor Presente Líquido (VPL)</i>	33
2.6.2 <i>Custo nivelado de energia (LCOE)</i>	34
2.7 Ferramenta para programação - MATLAB	35
3. MATERIAL E MÉTODOS	36
3.1 Material	37
3.1.1 <i>Sistema 1: a biogás, modelo mistura completa em Maripá</i>	39
3.1.2 <i>Sistema 2: a biogás, modelo mistura completa em Ouro Verde do Oeste</i>	41
3.1.3 <i>Sistema 3: solar fotovoltaico</i>	43
3.1.4 <i>Sistema 4: solar fotovoltaico e a biogás – híbrido</i>	45
3.2 Métodos	45
3.2.1 <i>Cálculo do valor presente líquido (VPL)</i>	45
3.2.2 <i>Custo nivelado de energia para os sistemas analisados</i>	46
3.2.3 <i>Dados econômicos</i>	47
3.2.4 <i>Simulação da viabilidade de investimento utilizando a ferramenta MATLAB</i>	48
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO	49
4.1 Sistema 1 - a biogás, modelo mistura completa em Maripá	49
4.1.1 <i>Investimentos</i>	50
4.1.2 <i>Resultados para LCOE</i>	51

4.1.3 <i>Análise de viabilidade econômica</i>	53
4.1.3.1 <i>Alternativa 0</i>	53
4.1.3.2 <i>Alternativa 1</i>	54
4.1.3.3 <i>Alternativa 2</i>	54
4.1.3.4 <i>Alternativa 3</i>	55
4.1.3.5 <i>Alternativa 4</i>	56
4.1.3.6 <i>Alternativa 5</i>	57
4.1.3 <i>Análise econômica com base nas alternativas propostas na PL</i>	59
4.2 Sistema 2: a biogás, modelo mistura completa em Ouro Verde do Oeste ...	59
4.2.1 <i>Investimentos</i>	60
4.2.2 <i>Resultados para LCOE</i>	62
4.2.3 <i>Análise de viabilidade econômica</i>	64
4.2.3.1 <i>Alternativa 0</i>	64
4.2.3.2 <i>Alternativa 1</i>	65
4.2.3.3 <i>Alternativa 2</i>	66
4.2.3.4 <i>Alternativa 3</i>	66
4.2.3.5 <i>Alternativa 4</i>	67
4.2.3.6 <i>Alternativa 5</i>	68
4.2.4 <i>Análise econômica com base nas alternativas da PL</i>	70
4.3 Sistema 3: solar fotovoltaico	70
4.3.1 <i>Investimentos</i>	71
4.3.2 <i>Resultados para LCOE</i>	72
4.3.3 <i>Análise de viabilidade econômica</i>	74
4.3.3.1 <i>Alternativa 0</i>	74
4.3.3.2 <i>Alternativa 1</i>	75
4.3.3.3 <i>Alternativa 2</i>	75
4.3.3.4 <i>Alternativa 3</i>	76
4.3.3.5 <i>Alternativa 4</i>	77
4.3.3.6 <i>Alternativa 5</i>	78
4.3.4 <i>Análise econômica com base nas alternativas propostas na PL</i>	80
4.4 Sistema 4: híbrido – solar fotovoltaico e a biogás	80
4.4.1 <i>Investimentos</i>	81
4.4.2 <i>Resultados para LCOE</i>	81
4.4.3 <i>Análise de viabilidade econômica</i>	83
4.4.3.1 <i>Alternativa 0</i>	83
4.4.3.2 <i>Alternativas 1 a 5</i>	84
4.5 Aplicativo para análise de viabilidade econômica utilizando o MATLAB	86

4.6 Resumo dos resultados	91
5. CONCLUSÕES.....	93
5.1 Conclusões para o Sistema 1	93
5.2 Conclusões para o Sistema 2	94
5.3 Conclusões para o Sistema 3	94
5.4 Conclusões para o Sistema 4	94
5.5 Conclusões sobre o aplicativo	95
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	96

1. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, a utilização de recursos naturais renováveis tem aumentado no Brasil e no mundo devido à preocupação com a natureza e com o meio ambiente, o qual tem sido muito explorado desde a revolução industrial, período no qual o desenvolvimento tecnológico e industrial exigiu fontes de energia em larga escala. As fontes mais utilizadas para tal processo são: o gás natural, o carvão mineral e o petróleo, que são os combustíveis fósseis encontrados na natureza, sendo, porém, esgotáveis e que levam milhares de anos para serem produzidos por meio da decomposição da matéria orgânica. Assim, a queima desses combustíveis para a geração de energia gera inúmeros problemas a curto e longo prazo, pois libera toneladas de dióxido de carbono na atmosfera, levando ao aquecimento global, ao efeito estufa, a poluição do ar, e a degradação dos ecossistemas, dentre outras consequências (TOLMASQUIM, 2016).

Com a necessidade de se reduzir esses problemas e melhorar a qualidade de vida no planeta, muitos estudos e aplicações acerca das fontes alternativas de energia estão sendo desenvolvidos. Dentre essas fontes, pode-se citar: a força dos ventos e das marés, a intensidade dos raios solares, a utilização de biomassa e a fonte hídrica (NASCIMENTO; ALVES, 2016).

No Brasil, a fonte limpa mais utilizada para a geração de energia é a hídrica, ou seja, por meio das usinas hidrelétricas. Segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2019), a energia hidrelétrica corresponde a 63,96% do total produzido no país; logo depois está a fóssil (combustíveis fósseis), correspondendo a 15,95%; e, em seguida, estão a eólica, com 8,9%; a biomassa, com 8,78%; a solar, com 1,24%; e a nuclear, com 1,17%.

Segundo Bondarik, Pilatti e Horst (2018), com o aumento da demanda de energia elétrica e com as estiagens que ocorreram no país, reduzindo o volume de água nos reservatórios, percebeu-se o quanto o Brasil é dependente da fonte hídrica, e isto mostra a necessidade de diversificar as fontes utilizadas, já que o país possui várias outras em abundância ainda pouco exploradas.

Visto que o Brasil é um país tropical e possui um grande potencial de energia solar durante todo o ano, sendo esta uma fonte limpa e inesgotável, a energia solar é uma boa alternativa em todas as regiões do Brasil. De acordo com o Plano Nacional de Energia 2030, do Ministério de Minas e Energia (MME, 2007), os tipos mais

utilizados são a solar térmica, para aquecimento de água, secagem ou aquecimento industrial, e a solar fotovoltaica, em sistemas isolados ou conectados à rede (MELO et al., 2018).

Visando à redução da emissão dos gases de efeito estufa e da exploração dos recursos naturais, a energia produzida a partir da biomassa também é uma fonte de alto potencial energético. Segundo o Balanço Energético Nacional (BEN, 2020), a biomassa consiste em matéria orgânica de origem animal ou vegetal, e pode ser originada de produtos ou subprodutos da biomassa energética florestal, resíduos de atividades agrícolas e da produção animal e dos rejeitos urbanos. O tratamento desses resíduos é feito por meio da digestão anaeróbia, dentro dos biodigestores, que reduzem a poluição e geram o biofertilizante e o biogás, o qual pode ser utilizado para geração de energia elétrica (AVACI et al., 2013).

Devido ao constante aumento da demanda por fontes renováveis de energia, que podem ser utilizadas conectadas à rede das concessionárias, na chamada geração distribuída ou em sistemas isolados, há a necessidade de um maior conhecimento técnico e econômico sobre os projetos nessa área. No Brasil, esse tipo de comercialização de energia ainda é muito recente e há a necessidade de aprofundar as pesquisas nesse setor, principalmente no que diz respeito ao custo e tempo de retorno dos investimentos.

A grande maioria das empresas do setor não aprofunda os cálculos de viabilidade como deveriam ser feitos, por falta de conhecimento em ferramentas que auxiliam nesses casos, o que pode gerar prejuízo a longo prazo para o consumidor que aderiu ao sistema. Como o Brasil é um país de clima tropical e com grandiosa capacidade de expansão das tecnologias, este é um assunto de grande relevância, pois favorece a sociedade como um todo, social, econômica e ambientalmente.

Desse modo, com a utilização dos métodos de cálculo da viabilidade econômica, como o Valor Presente Líquido (VPL) e o custo nivelado de energia, relacionando-os com as alternativas de alterações da Resolução Normativa – REN 482, foram calculados o tempo de retorno de quatro empreendimentos em operação no Oeste do Paraná: um sistema a biogás mistura completa em Maripá, um sistema a biogás mistura completa em Ouro Verde do Oeste, um sistema solar fotovoltaico em Palotina, e uma simulação para um sistema híbrido, utilizando biogás e energia solar fotovoltaica, instalado em uma propriedade rural da região.

O investimento mais rentável e vantajoso foi o sistema 2 – sistema a biogás

mistura completa em Ouro Verde do Oeste, pois está cadastrado como cooperativa, enviando o excedente dos créditos gerados para uma cooperativa e recebendo R\$ 0,50 centavos por kWh, com custo nivelado de energia de 0,208 R\$/kWh. O tempo de retorno dos investimentos foi de dois anos nas alternativas 0, 1, 2 e 3, e de 3 anos nas alternativas 4 e 5. Na alternativa 5, o saldo acumulado ao final da vida útil do sistema foi de R\$ 1.476.649,16.

O sistema 1 e sistema 3 apresentaram LCOE de 0,202 R\$/kWh e 0,329 kWh. Os tempos de retorno do investimento muito próximos mesmo com fontes diferentes, das alternativas 0 a 3, mostraram-se viáveis. Contudo, a alternativa 4 pode inviabilizar esses empreendimentos, pois o tempo de retorno é muito alto, de 24 e 20 anos, não sendo atrativo para os investidores, pois o saldo acumulado final será de R\$ 8.530,70 e R\$ 42.200,69. A alternativa 5 inviabiliza totalmente esses investimentos, com saldo acumulado final de R\$ -178.102,82 e R\$ -57.573,99.

Para a simulação do sistema híbrido, operando durante o dia com a fonte solar fotovoltaica e durante a noite com o biogás, o LCOE obtido foi de 0,363 R\$/kWh. Na alternativa 0, o tempo de retorno do investimento será de 15 anos, com saldo de R\$ 1.160.220,31. Da alternativa 1 até a 5, o investimento se torna totalmente inviável, com saldo acumulado na alternativa 5 de R\$ -899.776,69 – prejuízo maior que o valor inicial investido.

Por fim, foi criado um aplicativo em MATLAB em que o usuário insere os dados de entrada, escolhe uma das alternativas de alteração da norma e obtém o tempo de retorno do investimento como resultado, além do valor do LCOE, que é o custo do kWh gerado pelo sistema.

Portanto, analisando as seis alternativas, concluiu-se que a alternativa 4 pode inviabilizar o mercado da Geração Distribuída (GD) no Brasil, visto que os investimentos não serão tão atrativos tendo em vista o elevado tempo de retorno do investimento. A alternativa 5 inviabiliza totalmente o crescimento da GD no Brasil, já que os investimentos não retornarão lucro dentro da vida útil dos sistemas – alguns podem gerar um prejuízo maior que o investimento inicial.

1.1 Objetivo Geral

Avaliar a viabilidade econômica das fontes de energias renováveis solar fotovoltaica e o biogás de plantas reais instaladas na região Oeste do Paraná, com potência instalada de 75 kW.

1.2 Objetivos Específicos

Este trabalho tem os seguintes objetivos específicos:

- Fazer o levantamento total dos custos para instalação, operação e manutenção de sistemas fotovoltaicos e a biogás, já instalados em propriedades no Oeste do Paraná, e a simulação para um sistema híbrido;
- Com auxílio do método do VPL, comparar os custos dos sistemas fotovoltaico e a biogás e o custo nivelado de energia (LCOE) dos investimentos;
- Criar um aplicativo, desenvolvido em MATLAB, que permita entrar com parâmetros de investimento e custos de um sistema e retorne a viabilidade do investimento em anos.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

No Brasil, existem várias fontes de energias renováveis disponíveis, muitas delas ainda pouco exploradas em virtude da falta de conhecimento em tecnologias e, principalmente, pelo alto custo dos investimentos. Nos tópicos abaixo, pode-se conhecer melhor as fontes escolhidas para este trabalho e entender um pouco da legislação que regulamenta a conexão da geração distribuída no país.

2.1 A Energia Solar

O sol é uma estrela que emite luz e é essencial para a vida no planeta, principalmente para os seres vivos, para as condições meteorológicas e para a economia. Pode-se afirmar que ele é responsável de forma direta ou indireta por todas as outras formas de energia disponíveis (NASCIMENTO; ALVES, 2016). Na Figura 1, abaixo, vemos que a luz solar é a maior fonte de energia inesgotável no planeta.

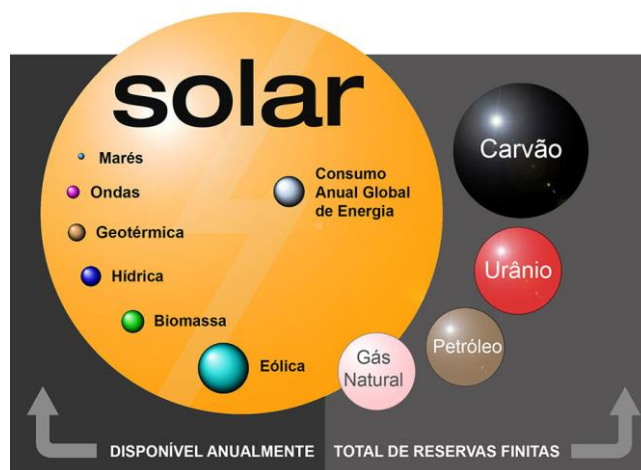


Figura 1 - Fontes de energia disponíveis no planeta.
Fonte: Portal Solar (2016).

Na economia, a incidência dos raios solares é utilizada como fonte de energia térmica, como, por exemplo, para aquecimento e secagem nas agroindústrias, em residências como aquecedores de água e para a geração de eletricidade em usinas solares térmicas (VILLALVA, 2015). A irradiação solar também pode ser utilizada como forma de geração de energia. Para isso, é necessário fazer uso de painéis fotovoltaicos, os quais são feitos de um material semicondutor chamado silício, que, por sua vez, é composto de elétrons. A movimentação dos elétrons ocorre pela

transferência de energia dos fótons, proveniente da luz solar, e essa movimentação faz surgir uma corrente elétrica (UFPR, 2016).

Ainda, de acordo com Davies, Frisso e Brandão (2018), o Brasil apresenta bons índices de irradiação solar para produção de energia. Para as regiões com menor irradiação, o valor fica em torno de 1642 kWh/m² ao ano, já na Alemanha – um dos países mais desenvolvidos da Europa nesse assunto – nas áreas de maior incidência solar esse valor fica em torno de 1300 kWh/m² ao ano. Portanto, fica claro o potencial de energia solar fotovoltaica no Brasil, um setor que já está sendo aquecido pelas regulamentações que favorecem a inserção da geração distribuída no mercado, mas que ainda depende de maior incentivo governamental para se consolidar.

2.2.1 Energia solar fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica é a eletricidade produzida diretamente por meio da irradiação solar, incidente sobre um material semicondutor (DASSI et al., 2015). Um material semicondutor não possui as características de um condutor e nem de um material isolante, e suas propriedades podem ser alteradas pela adição de impurezas. No caso da célula fotovoltaica, ela é composta pela junção de duas camadas de material semicondutor, uma do tipo P e outra do tipo N, como mostra a Figura 2, a seguir (ALVARENGA; FERREIRA; FORTES, 2014).

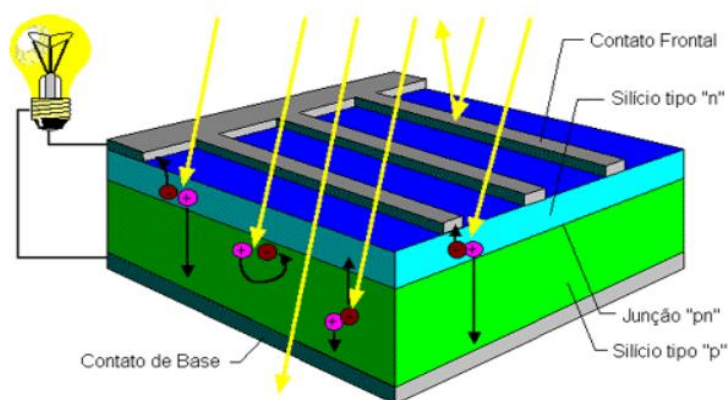


Figura 2 - A célula fotovoltaica.
Fonte: CRESESB (2014).

A camada do tipo N possui mais elétrons do que a camada do tipo P, e quando há incidência da luz solar sobre a célula fotovoltaica, os elétrons se movimentam da camada N para a camada P, produzindo uma corrente elétrica (VILLALVA, 2015;

MACHADO; MIRANDA, 2014).

O material semicondutor mais utilizado na indústria eletrônica e para a produção das células fotovoltaicas é o silício, o qual é extraído das pedras de quartzo. Com a aplicação das tecnologias adequadas, ele pode ser utilizado na produção dos painéis monocristalinos, policristalinos ou de silício amorfo (VILLALVA, 2015).

Segundo Villalva (2015), os painéis monocristalinos são feitos a partir do lingote de silício puro, que são fatiados e submetidos a processos químicos, e possuem as características mais ordenadas. De acordo com Tolmasquim (2014), a eficiência é maior que os demais painéis, em torno de 18%, porém o custo de produção é maior.

Os painéis policristalinos são feitos a partir do lingote de silício, formado por pequenos cristais, apresentando a estrutura mais heterogênea, o que resulta em menor eficiência, em torno de 15%, porém o custo de fabricação é menor e compensa a redução da eficiência (VILLALVA, 2015).

Os painéis de silício amorfo são produzidos por meio da deposição de finas camadas de silício e outros materiais sobre uma superfície, e para sua produção são utilizadas menores quantidades de material semicondutor. Todavia, apresentam algumas desvantagens, como a degradação mais acelerada, quando comparados com os cristalinos; e a baixa eficiência, em torno de 9% (NIEDZIALKOSKI, 2013).

Os painéis mais utilizados atualmente são os policristalinos, em razão da relação custo x eficiência. Em um sistema, os painéis são conectados em série ou em paralelo e funcionam como o gerador do sistema. Eles são conectados com um inversor de frequência e com a rede de energia local ou, no caso dos sistemas isolados, a um conjunto de baterias, como mostrado na Figura 3:

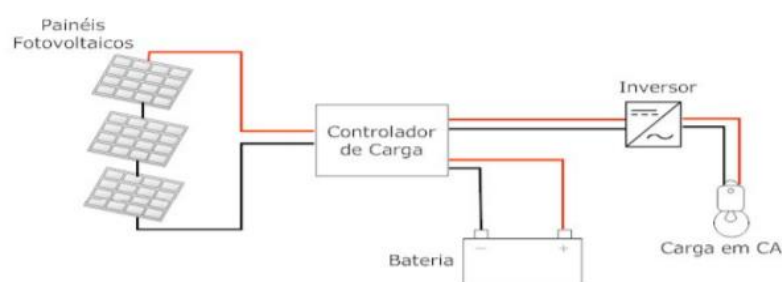


Figura 3 - Sistema isolado utilizando banco de baterias.
Fonte: Serrão (2010).

Atualmente, os custos de instalação de um sistema fotovoltaico ainda são altos

se comparados a outras fontes de energia e a outros países onde a energia solar fotovoltaica já está consolidada, como na Alemanha. Todavia, deve-se levar em conta algumas vantagens da instalação desse sistema, tais como: a redução de impactos ambientais e de emissões de gases de efeito estufa, o baixo custo de manutenção, menos falhas de energia, e maior eficiência em altitudes elevadas, pois recebem maior radiação solar (BALFOUR; SHAW; NASH, 2016).

2.2.2 O potencial da fonte de energia solar no Brasil

O Brasil, considerado um país tropical ou subtropical, e parte do sertão nordestino como semiárido, está situado entre os trópicos de câncer e de capricórnio, e quase todo seu território está abaixo da linha do Equador. Além disso, para medir o potencial do recurso solar em uma localidade, deve-se levar em conta as condições meteorológicas, astronômicas e a concentração de gases na atmosfera (INPE, 2017).

O clima no Brasil é muito variado, em virtude da extensão territorial, dos diferentes tipos de relevo e das influências das massas de ar. As diferenças sazonais no tempo e clima, a suspensão dos gases aerossóis na atmosfera, que são os gases emitidos principalmente pelas queimadas, poluição industrial, são os principais fatores que influenciam na irradiação solar. Na Figura 4, pode-se observar as médias anuais e diferenças de temperatura em todo o território brasileiro:

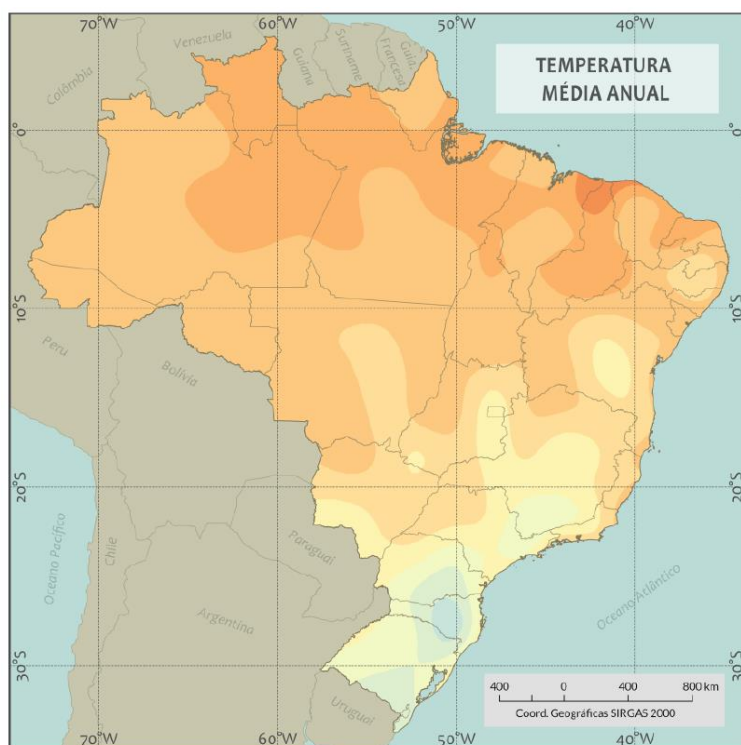


Figura 4 - Temperatura média anual no Brasil.
Fonte: INPE (2017).

As temperaturas médias anuais no Brasil ficam entre 18° e 29°, com os maiores valores registrados na região Nordeste, no mês de dezembro, acima de 33°C, e os menores no Sul, chegando aos 8°C nas regiões de serra.

O INPE (2017) traz um levantamento de mais de 17 anos de dados de satélites e estudos sobre a irradiação solar e o potencial no Brasil. Na Figura 5, abaixo, o mapa mostra que a irradiação direta normal no Brasil é alta para a aplicação da energia solar fotovoltaica em praticamente toda a extensão do território. Essa irradiação é medida de acordo com a média anual, a irradiação difusa e a fotossinteticamente ativa. Os dados destacam para o alto nível de irradiação solar no Brasil e a sua baixa variabilidade.

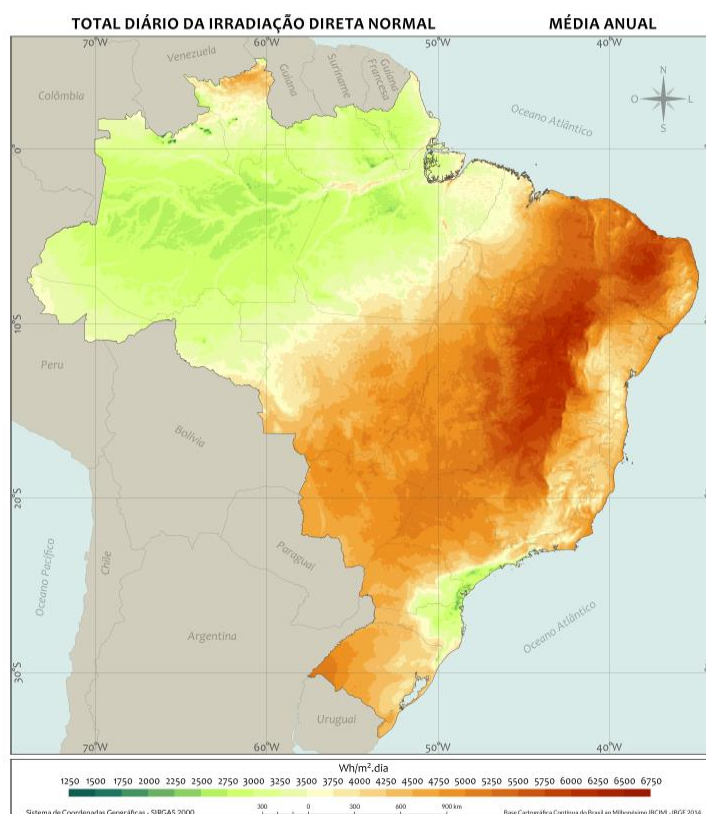


Figura 5 - Total diário da irradiação direta normal média anual.
Fonte: INPE (2017).

Os valores de radiação solar que incidem na superfície terrestre são obtidos por meio do modelo BRASIL-SR, que foi desenvolvido na Alemanha e posteriormente

adaptado para o Brasil. O modelo utiliza dados meteorológicos e imagens de satélites, utilização do método de transferência radiativa de “dois-fluxos” e cálculo das componentes da irradiação solar incidente na superfície em Wh/m^2 (INPE, 2017).

A Figura 6 traz os valores médios anuais de irradiação solar por regiões do Brasil:



Figura 6 - Níveis de irradiação solar por regiões do Brasil.
Fonte: INPE (2017).

A região Nordeste apresenta os melhores resultados, com valor médio diário de irradiação global horizontal de 5,49 kWh/m^2 e a irradiação direta normal de 5,05 kWh/m^2 . As regiões Sudeste e Centro Oeste apresentam valores próximos de irradiação global horizontal de 5,07 kWh/m^2 e a irradiação no plano inclinado ficou em 5,26 kWh/m^2 e 5,20 kWh/m^2 respectivamente. Já a região Sul apresenta valor médio

diário de irradiação global horizontal de 4,53 kWh/m² e irradiação direta normal de 4,20 kWh/m². E a região Norte possui o valor de irradiação global horizontal médio de 4,64 kWh/m² e a irradiação direta normal de 3,26 kWh/m².

A região Norte e a região Sul apresentam valores menores pelas características climáticas da região. Percebe-se que essas regiões apresentam índices menores por possuírem maior variabilidade climática durante as estações do ano e maior índice pluviométrico, diminuindo a irradiação solar média ao longo do ano.

É possível fazer uma comparação dos níveis de irradiação solar das regiões do Brasil com países europeus, como Alemanha, Itália, França, Portugal, onde as tecnologias para obtenção de energia elétrica por meio da irradiação solar já estão bem consolidadas no mercado.

A Figura 7 traz um comparativo da variação da irradiação global horizontal média mensal entre as regiões do Brasil e alguns países europeus, em formato de *box-plot*.

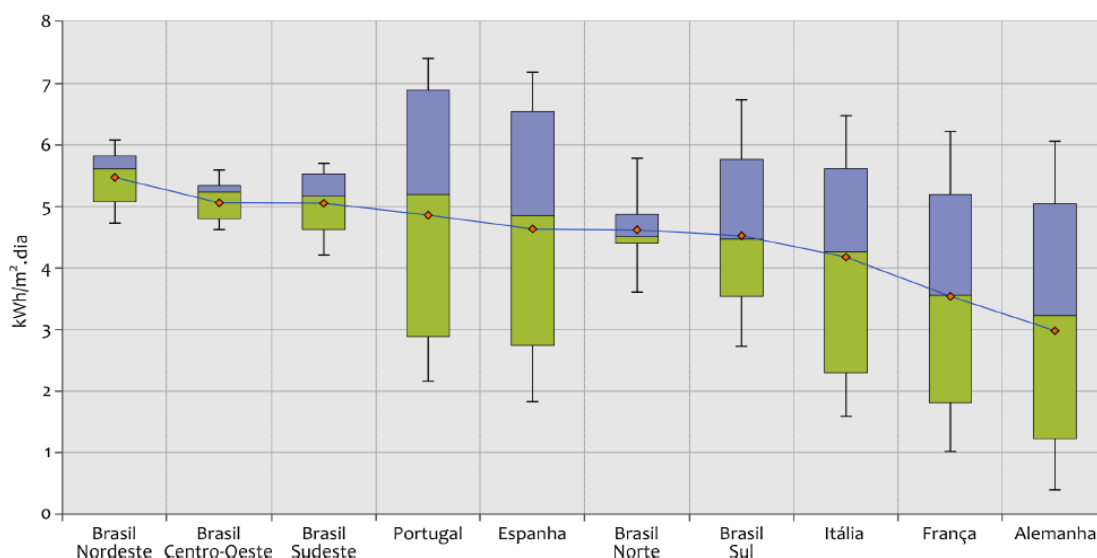


Figura 7 - Comparativo das médias mensais de irradiação solar global horizontal para as cinco regiões brasileiras e alguns países europeus.

Fonte: INPE (2017).

As caixas representam 50% dos valores; as linhas verticais, os valores máximos e mínimos; e os losangos, as médias. Com base na Figura 7 é possível perceber que o Brasil possui níveis elevados de irradiação solar e a variação mensal muito baixa, sendo este um fator muito importante para a utilização como fonte de energia.

Ao se comparar a região Nordeste com Portugal e Espanha, conclui-se que a variabilidade mensal é muito menor na primeira. A região Sul do Brasil, que apresenta maiores variações climáticas no decorrer das estações do ano, possui maior variabilidade na irradiação solar, sendo bastante similar às características da Itália, França e Alemanha, o que não é um ponto negativo, pois a Alemanha é um dos países com o maior número de instalações de sistemas fotovoltaicos para a geração de energia elétrica.

2.3 O biogás

Devido ao constante crescimento da cadeia produtiva do setor agropecuário brasileiro, a preocupação sobre os impactos ambientais causados por essas atividades também aumentou, como, por exemplo, as emissões de gás metano provocadas pelos animais e a poluição dos solos e das águas pelo depósito indevido dos resíduos (KERKHOFF et al., 2015).

Dessa forma, medidas devem ser tomadas e tecnologias empregadas para minimizar os efeitos dessa crescente demanda. Assim, o emprego de biodigestores se torna uma importante ferramenta, que por meio da digestão anaeróbia dos rejeitos, a qual é feita pelas bactérias na ausência de gás carbônico, transforma o rejeito em biogás e biofertilizante (CALZA et al., 2015).

O biometano produzido a partir do tratamento de rejeitos agropecuários pode ser utilizado como fonte de energia, que pode ser aplicada dentro das propriedades rurais como fonte de energia para ligação de máquinas; como biocombustível em automóveis; e pode ser convertido em energia elétrica e utilizado na geração distribuída, reduzindo custos com energia elétrica (MORENO M. A. P.; MANZANO; MORENO, A. J. P, 2019; PTI).

2.3.1 Origem do biogás

O biogás é originado a partir de um processo biológico que ocorre naturalmente na natureza, por meio da decomposição de resíduos orgânicos em um meio anaeróbico, ou seja, na ausência de oxigênio. Esse processo ocorre no rúmen de alguns animais, em pântanos, esterqueiras, fundo de lagos, entre outros (FNR, 2010).

O resultado da decomposição da matéria orgânica consiste em uma mistura de gases composta por metano (50% a 75%) e dióxido de carbono (25% a 50%). Também pode conter pequenas quantidades de outros gases, como hidrogênio,

sulfeto de hidrogênio, amônia, e alguns metais pesados, que variam muito em consequência do tipo de substrato empregado no biodigestor, da técnica de fermentação e da característica de construção da usina (FNR, 2010). Na Figura 8, é possível visualizar cada etapa do processo da digestão anaeróbia até a formação do biogás:

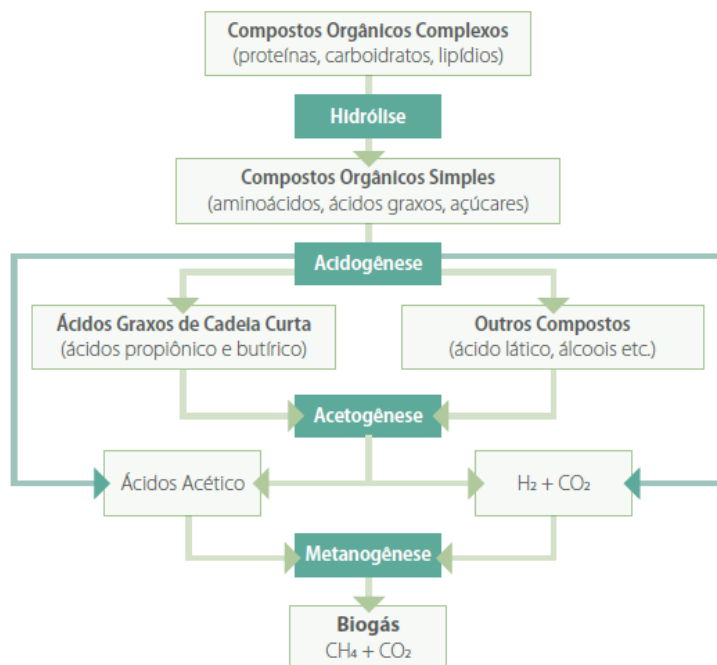


Figura 8 - Etapas da digestão anaeróbia em um biodigestor.
Fonte: SENAI (2016).

No biodigestor a matéria orgânica utilizada passa por alguns processos até chegar no produto final, o biogás. O primeiro estágio corresponde a hidrólise, onde os compostos orgânicos complexos, como proteínas, carboidratos, lipídios, são transformados por meio de bactérias que provocam reações bioquímicas, em compostos orgânicos simples, que são os aminoácidos, ácidos graxos, açúcares.

Na acidogênese, que corresponde ao segundo estágio, as bactérias fermentativas acidogênicas transformam os compostos simples em ácidos graxos de cadeia curta em outros compostos, como ácido láctico e álcoois, que dependem da concentração de hidrogênio intermediário (KARLSSON et al., 2014).

No terceiro estágio, ocorre a acetogênese, em que as bactérias acetogênicas convertem os compostos formados em ácido acético, hidrogênio e dióxido de carbono, que são os precursores para a formação futura do biogás. Nesse estágio, é de suma

importância que as bactérias acetogênicas estejam associadas as arqueas metanogênicas, para que a concentração de hidrogênio não fique elevada e iniba a metanogênese (FNR, 2010; SENAI, 2016).

No último estágio, que corresponde a metanogênese, as bactérias, chamadas arqueas metanogênicas, convertem os produtos formados anteriormente em metano (CH_4), dióxido de carbono (CO_2), vapor d'água e outros gases. Desses componentes o mais importante é o metano, pois representa a parte utilizada como combustível do biogás (FNR, 2010; SENAI, 2016).

O rendimento do metano é influenciado principalmente pelas características do substrato empregado, pelos teores de gordura, proteínas e carboidratos, bem como pela temperatura de fermentação, o nível de carga do reator, e por outras condições do meio, como valor do pH; disponibilidade de nutrientes; e concentração de substâncias inibidoras, como ácidos graxos voláteis, oxigênio, nitrogênio amoniacal, metais pesados e sulfeto de hidrogênio (H_2S) (FNR, 2010). A concentração de sulfeto de hidrogênio é de extrema importância na qualidade do biogás, pois podem inibir o processo de digestão e acarretam corrosões nos equipamentos das usinas. Na Tabela 1, pode-se ter uma visão geral da composição do biogás:

Tabela 1 - Composição do biogás.

Componente	Concentração
Metano (CH_4)	50% a 75% em vol.
Dióxido de carbono (CO_2)	25% a 45% em vol.
Água (H_2O)	2% a 7% em vol. (20-40C)
Sulfeto de hidrogênio (H_2S)	20 - 20.000 ppm
Nitrogênio (N_2)	< 2% em vol.
Oxigênio (O_2)	< 2% em vol.
Hidrogênio (H_2)	<1% em vol.

Fonte: Adaptado de FNR (2010).

2.3.2 Técnicas para implantação de biodigestores

Para a construção de usinas de biogás, existem várias combinações possíveis, entre tecnologias e equipamentos, que devem ser escolhidas de acordo com a localidade, o tipo de substrato que será utilizado e a frequência de alimentação do biodigestor.

As técnicas mais utilizadas para a alimentação são de fluxo descontínuo e contínuo. No descontínuo, ou também conhecido por batelada, o material adicionado no biodigestor é transformado de uma só vez, não havendo retirada nem adição de material até o fim do processo, o que faz com que a produção de biogás diminua com o tempo. Somente quando o material foi digerido é que se retira do reator para inserção de uma nova quantidade de substrato (KARLSSON et al., 2014). Neste tipo de sistema, é interessante o enchimento de mais biodigestores em intervalos entre si, também chamado de bateria de reservatórios, para que a produção do biogás seja constante (FNR, 2010).

Já a técnica de fluxo contínuo é caracterizada pela alimentação contínua do biodigestor, a matéria orgânica pode ser inserida várias vezes ao dia (FNR, 2010). Portanto, o biodigestor sempre estará cheio, com produção constante de biogás, o que o torna mais interessante, principalmente para a produção de energia a partir do gás gerado. A Figura 9 traz um esquema genérico da estrutura desse sistema:

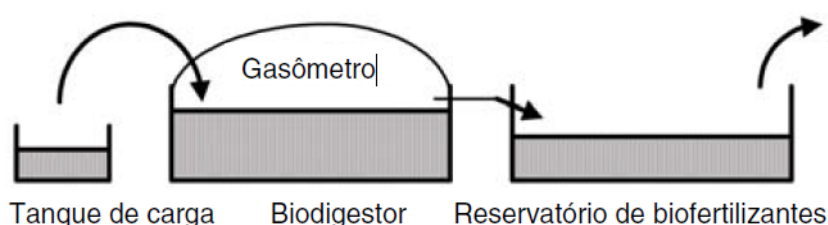


Figura 9 - Estrutura do sistema pela técnica do fluxo contínuo.
Fonte: FNR (2010).

2.3.3 Modelos de biodigestores

Existem alguns modelos de construção de biodigestores: o de mistura completa, o chinês, o indiano e o canadense. De acordo com o Guia Prático do Biogás (FNR, 2010), no biodigestor de mistura completa o reator é construído de aço ou concreto, acima ou abaixo do solo, sobre o reservatório é instalada uma cobertura impermeável a gás, geralmente de lona de PEAD (polietileno de alta densidade), e os agitadores são instalados no interior do reator ou na lateral, que são necessários para tornar a mistura uniforme e evitar que o material se deposite no fundo do biodigestor (KARLSSON et al., 2014). A Figura 10 traz um esquemático do modelo de mistura completa:

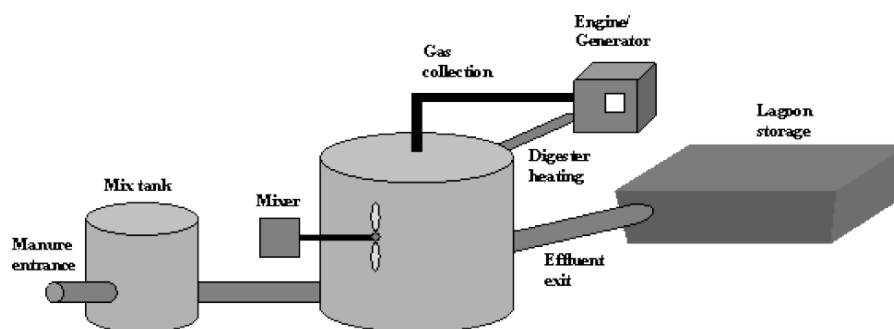


Figura 10 - Modelo do biodigestor de mistura completa.
Fonte: NREL (2013).

O biodigestor modelo indiano, como visto na Figura 11, a seguir, tem a estrutura de um cilindro vertical, construído com tijolos e revestido com cimento e impermeabilizantes. De um lado é conectado o tubo de entrada, para a adição de matéria orgânica, e do outro o tubo de saída, para a retirada do gás (NISHIMURA, 2009).

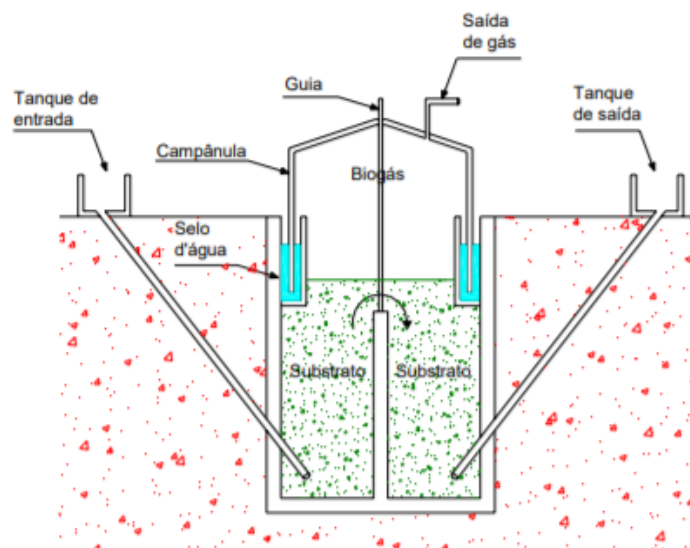


Figura 11 - Modelo do biodigestor indiano.
Fonte: NISHIMURA (2009).

Esse biodigestor possui uma parede no centro dividindo-o em duas câmaras que possibilitam a circulação do material dentro do cilindro. Assim, quando o material se torna menos denso, ele sobe e cai para a outra metade. Para não ocorrer vazamento de gás, na parte superior há uma campânula que flutua sobre o substrato ou um selo d'água (DEGANUTTI et al., 2002; NISHIMURA, 2009).

A Figura 12, abaixo, mostra a estrutura do biodigestor modelo chinês, que é construído em alvenaria e totalmente enterrado, devendo ser bem impermeabilizado para que não ocorra vazamento de gás, com o teto em formato de abóboda para o armazenamento do gás dentro do próprio reator, já que não possui gasômetro.

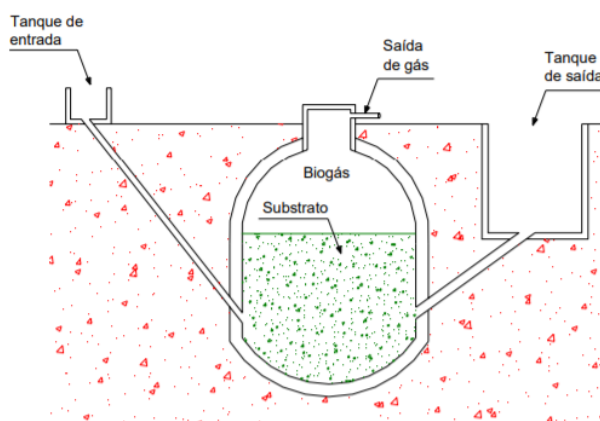


Figura 12 - Modelo do biodigestor chinês.
Fonte: NISHIMURA (2009).

O funcionamento segue o princípio da prensa hidráulica: quando a pressão do reator aumenta o efluente se desloca para o tanque de saída e no sentido contrário quando ocorre descompressão (DEGANUTTI et al., 2002; NISHIMURA, 2009).

O modelo canadense, conforme a Figura 13, possui uma base retangular construída em alvenaria, e o gasômetro de geomembrana de PEAD, fixada sobre uma valeta coberta de água ao redor de todo o perímetro do biodigestor (NISHIMURA, 2009).

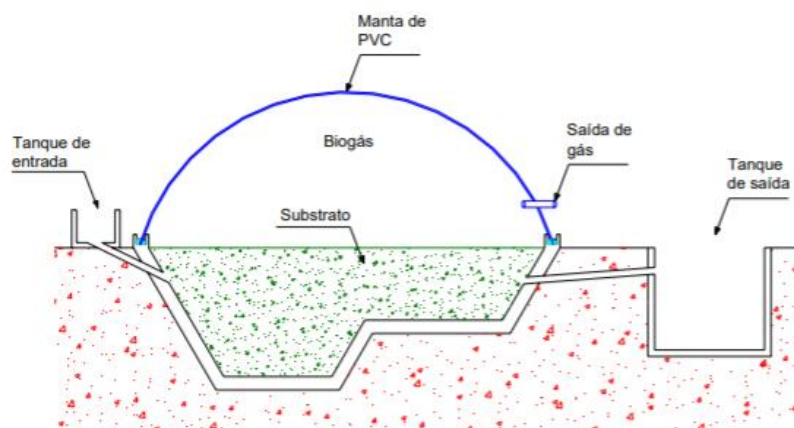


Figura 13 - Modelo do biodigestor canadense.
Fonte: NISHIMURA (2009).

2.3.4 Conversão do biogás em energia elétrica

Após a transformação da matéria orgânica em biogás, utilizando as técnicas e modelos apresentados acima, o gás é convertido em energia elétrica. Nesse processo, é empregado um motor gerador, que transforma a energia química presente no biogás em energia mecânica por meio da combustão que ocorre no motor, que então é convertida em energia elétrica com o auxílio do gerador. As três principais tecnologias disponíveis no mercado para essa conversão são as turbinas a gás, os motores de combustão interna e as microturbinas.

Os motores de combustão interna podem ser do ciclo Otto ou do ciclo Diesel. Basicamente, a operação dos motores do ciclo Otto é pela explosão do combustível por meio de uma fagulha na câmara de combustão (PROBIOGÁS, 2017). Neles, a exigência mínima do teor de metano é de 45%, menos que isso o motor não tem a capacidade de operar. Eles possuem a vida útil em torno de 60.000 horas de operação e são construídos especialmente para a utilização com gás, exigindo pouca manutenção (FNR, 2010).

Os motores do ciclo Diesel nem sempre são desenvolvidos especialmente para operar com gás e, em alguns casos, exigem algumas adaptações. O princípio de funcionamento é que a combustão ocorre pela compressão do combustível na câmara de combustão (PROBIOGÁS, 2017). A vida útil é, aproximadamente, de 35.000 horas de operação. É possível adaptar motores comuns de baixo custo para operarem com biogás, o que torna o custo menor, porém a eficiência total é menor que a de motores do ciclo Otto (FNR, 2010).

As turbinas a gás, de acordo com o esquema da Figura 14, abaixo, utilizam o princípio do ciclo Brayton e são constituídas por compressor, câmara de combustão e turbina de expansão. Essa tecnologia pode ser empregada em projetos maiores pois são encontradas em potências de 500 kW e 250 MW, são menos sujeitas à corrosão interna e podem ser utilizadas em sistemas de cogeração, para geração de energia térmica e elétrica (PROBIOGÁS, 2017).

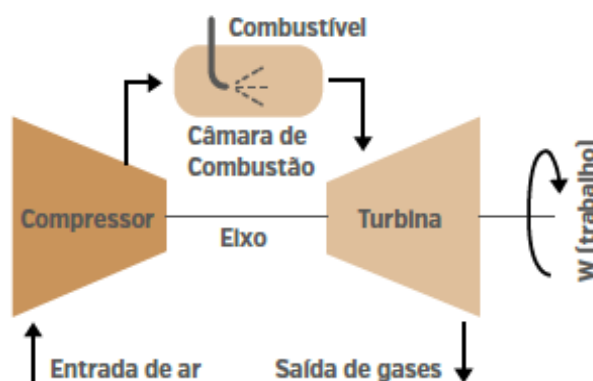


Figura 14 - Esquema de uma turbina a gás.
Fonte: PROBIOGÁS (2017).

As microturbinas são pequenas turbinas e podem operar na faixa de 30 a 1000 kW. Seu pequeno porte aumenta a flexibilidade, pois podem ser utilizadas em locais de baixa produção de biogás. Ainda, geram menos emissões de gases, por exemplo, de óxido de nitrogênio, quando comparadas aos motores de combustão interna, porém ainda são mais caras quando comparadas as outras tecnologias (PROBIOGÁS, 2017).

2.3.5 Potencial do biogás no Brasil

Sabe-se que o Brasil é um país com a economia baseada na agropecuária, que consiste principalmente na produção de sementes, como o milho e a soja, e na pecuária, com forte produção de suínos, bovinos e aves. Toda essa produção gera resíduos que causam inúmeros impactos ambientais, como a poluição de rios e dos solos, emissão de gases do efeito estufa, causados pelo incorreto depósito ou armazenamento dos resíduos.

Hoje em dia, já é possível transformar o resíduo, que também é chamado de um passivo ambiental, em um ativo, com a produção do biogás, convertendo em energia térmica ou elétrica, que pode se tornar fonte de renda para muitas famílias e empresas. Além disso, o digestato gerado após o tratamento da matéria orgânica pode ser utilizado para a fertilização do solo, já que é um excelente biofertilizante.

De acordo com o Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial (SENAI, 2016), o Brasil possui cerca de 1 bilhão de aves, mais de 211 milhões de bovinos e 38 milhões de suínos, que geram uma quantidade significativa de dejetos, em torno de 1,1 milhão de toneladas diariamente, considerando apenas os animais que são criados em

confinamento parcial ou total, o que facilita o recolhimento dos dejetos.

A produção de bovinos efetiva no Brasil, em 2016, foi de 218,23 milhões de cabeças, com a liderança da região Centro-Oeste, com 34,4% do total nacional, em que o estado do Mato Grosso possui o maior plantel, com mais de 25 a 31 milhões de cabeças de gado. Na região Sul do Brasil, a maior produção está no estado do Rio Grande do Sul, com mais de 13 a 19 milhões de cabeças.

Ainda com foco na pecuária brasileira, e segundo dados do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE, 2016), o país tem alta produção de suínos, com destaque para a região Sul do Brasil, onde os estados do Paraná e Santa Catarina lideram a produção. A Figura 15, a seguir, mostra a produção de suínos no Brasil em 2016.

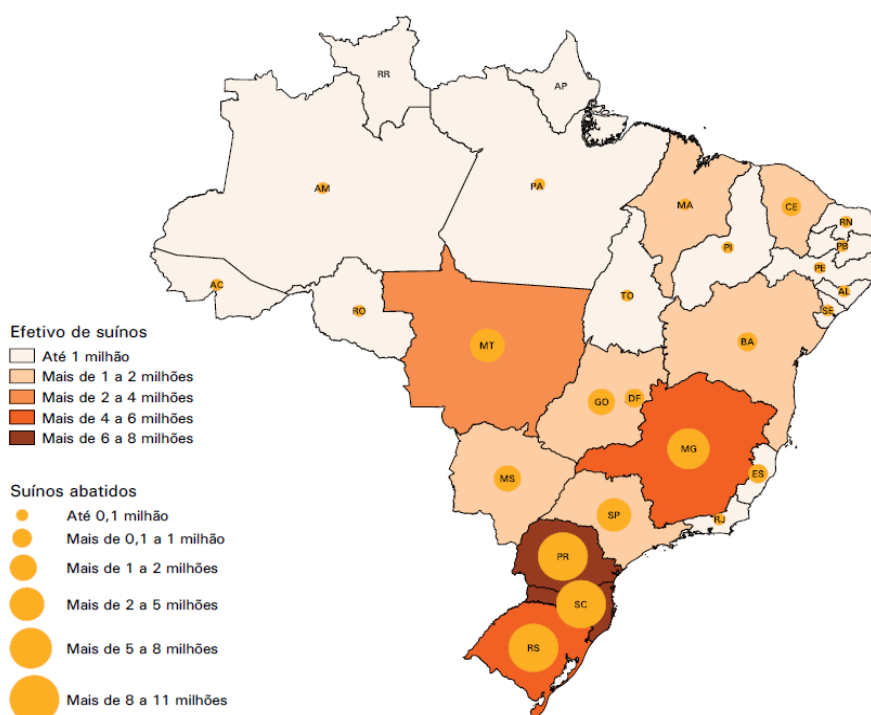


Figura 15 - Produção de suínos no Brasil.
Fonte: IBGE (2016).

Ainda segundo dados do IBGE (2016), a avicultura também é bastante expressiva na região Sul, onde o Paraná lidera com mais de 200 até 350 milhões de cabeças de frango, como demonstrado na Figura 16, abaixo, que mantém o Brasil como o maior exportador mundial de frango, com destino principalmente a Arábia Saudita, China e Japão.

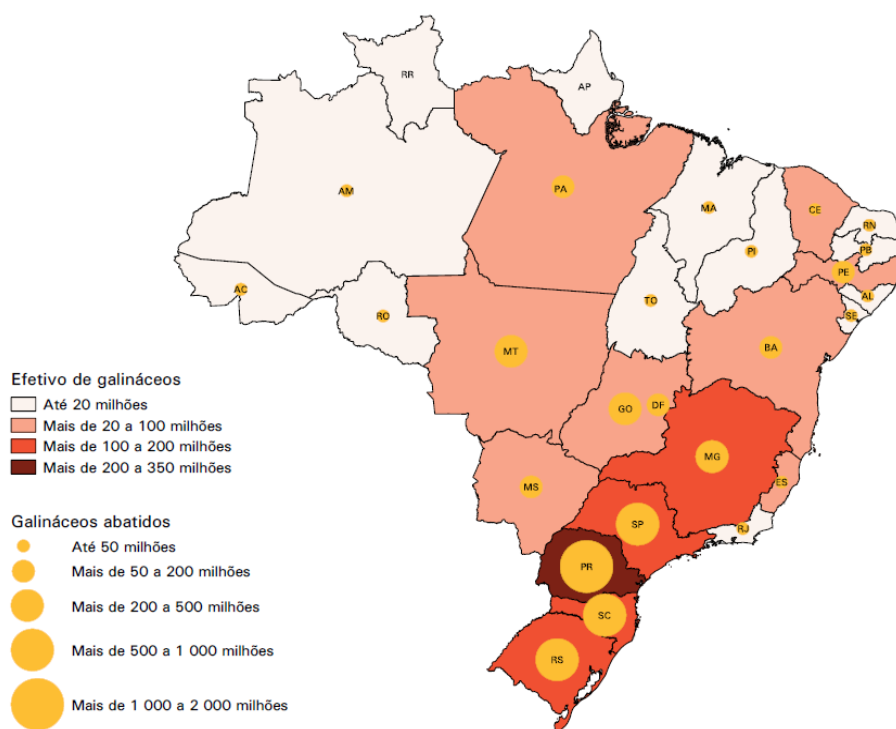


Figura 16 - Produção de galináceos no Brasil em 2016.
Fonte: IBGE (2016).

Também é significativa a produção de laticínios. A região Sul do Brasil respondeu, em 2016, por 37% do total nacional, mantendo a liderança, com foco na região Oeste do Paraná, correspondendo a mais de 100 a 255 milhões de litros de leite ao ano.

Na região Sul do Brasil, segundo o Centro Internacional de Energias Renováveis (CIBIOGÁS, 2020), a maioria das plantas de biogás utiliza resíduos da suinocultura para a geração de energia, o que corresponde a 46%. Já a utilização dos resíduos de fecularia corresponde a 27%; a codigestão – que utiliza mais de um tipo de substrato – a 13%; os resíduos da bovinocultura a 10%; e de abatedouros a 1% (MARTINEZ; BUHRING; MULLER, 2019).

Mais especificamente no Paraná, a utilização de resíduos da suinocultura nas usinas de biogás corresponde a 27% (CIBIOGÁS, 2020). Na Figura 17, o SENAI (2016) trouxe o potencial de geração de biogás no estado do Paraná, dividido pelas mesorregiões:

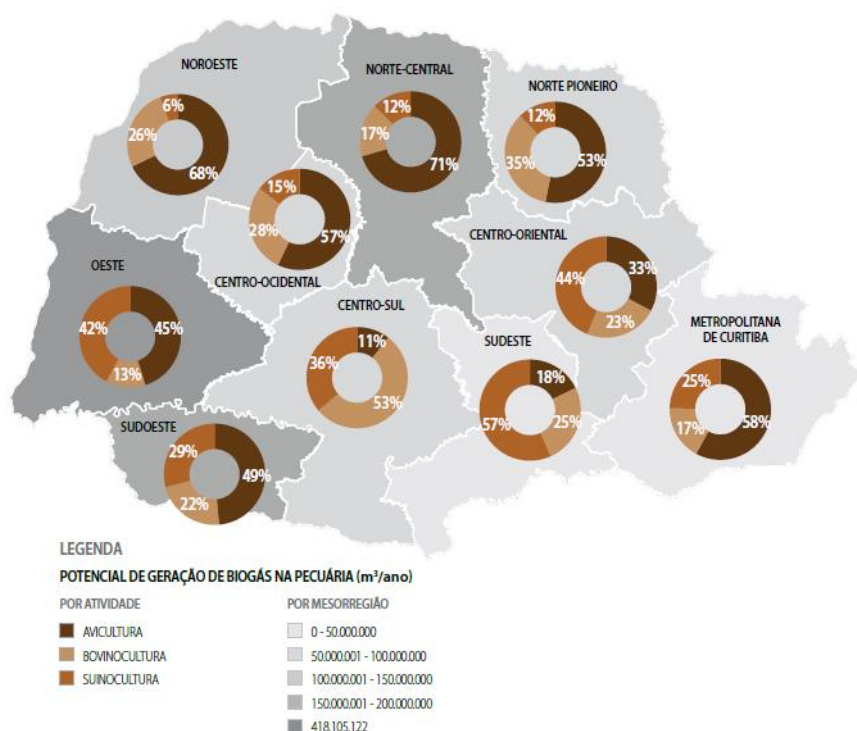


Figura 17 - Potencial de geração de biogás na pecuária paranaense.
Fonte: SENAI (2016).

Segundo dados do CIBIOGÁS (2020), o Brasil conta com 521 plantas de biogás em operação, sendo que 408 são de pequeno porte, que utilizam menos de 500.000 Nm³ de rejeitos ao ano. Dessas, 416 plantas utilizam resíduos da agropecuária, 62 usinas utilizam resíduos industriais e 43 plantas produzem biogás a partir de resíduos sólidos urbanos e de estações de tratamento de esgoto.

Considerando todo esse potencial disponível no Brasil, é possível, a partir de políticas públicas favoráveis, incentivos e boas taxas de financiamento, aumentar o número de usinas de biogás e tornar esse passivo ambiental em fonte de renda e modelo de utilização dos recursos para a produção sustentável de energia.

Raboni e Urbini (2014) apresentaram o número de plantas de biogás para alguns países da União Européia, destacando que esses países possuem papel de liderança mundial na produção de biogás, com ênfase para a Alemanha, que possui o maior número de plantas instaladas e a maior produção de biogás.

A Figura 18 mostra a produção mundial de biogás desde 2012 e uma tendência até 2022:

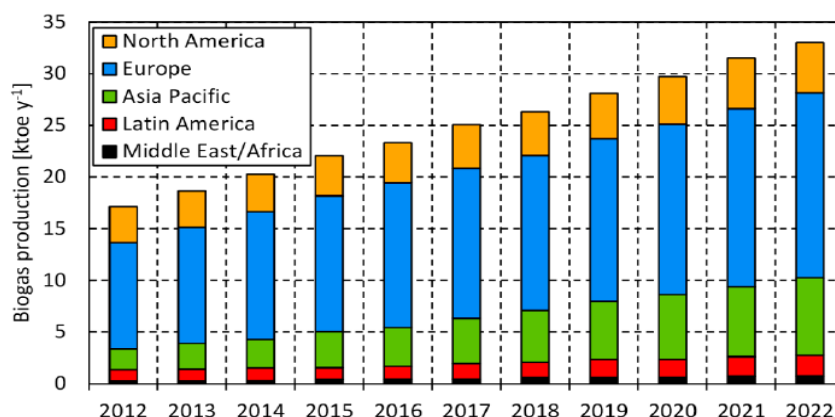


Figura 18 - Produção mundial de biogás por continente.

Fonte: Raboni e Urbini (2014).

É possível perceber que a América Latina, onde se enquadra o Brasil, possui as menores contribuições, já a União Europeia é dominante na geração de biogás. Isso se deve, principalmente, às políticas de incentivos para utilização das fontes alternativas de energia, com forte estímulo para a geração de biogás de aterros sanitários e resíduos agrícolas, que promoveram a reciclagem e recuperação desses resíduos, tornando-os fonte de renda e restringindo a deposição de rejeitos de forma descontrolada no meio ambiente.

A Figura 19, na sequência, mostra a quantidade de plantas de geração de biogás por países da União Europeia e por fonte utilizada. Em vermelho são as plantas que produzem biogás com resíduos de aterros sanitários; em amarelo, biogás proveniente de estações de tratamento de água residuais municipais e industriais; e, em verde, plantas de digestão anaeróbia que são alimentadas por diferentes tipos de matéria orgânica, como dejetos animais, resíduos agrícolas e florestais, resíduos de alimentos, entre outros.

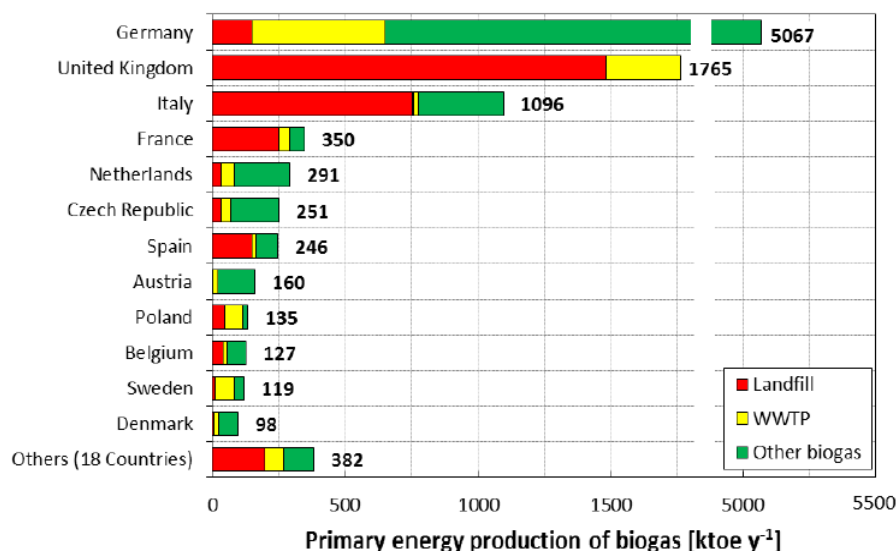


Figura 19 - Produção de energia a partir do biogás por países da União Europeia e por fonte utilizada.

Fonte: Raboni e Urbini (2014).

2.4 A geração distribuída

A geração distribuída foi um grande avanço na história da energia elétrica no Brasil, pois permitiu, a partir de 2012, que qualquer consumidor final tivesse a oportunidade de ingressar no mercado da geração distribuída, sendo na microgeração ou minigeração (NETO; COSTA; VASCONCELOS, 2014). A geração distribuída se caracteriza pela conexão de um sistema de geração de energia por meio de uma fonte de energia renovável, sendo a solar fotovoltaica, a eólica e a biomassa as mais utilizadas.

Com o crescimento desses sistemas no país, a ANEEL determinou as diretrizes e normas para a conexão de geração distribuída pelas concessionárias e usuários de todo o país, colocando em vigor a resolução normativa nº 482/2012 (ANEEL, 2012), que estabelece as normas para conexão ao sistema, por meio da micro e da minigeração distribuída (GONÇALVES, 2018).

Em 2015, em virtude do aumento das conexões dos sistemas na rede, a ANEEL (2015) revisou a REN Nº 482/2012 pela resolução normativa nº 687/2015, que alterou e incluiu alguns pontos, como o prazo de validade dos créditos, que passou de 36 para 60 meses, e o prazo de aprovação dos projetos pelas concessionárias, de 82 para 34 dias (ANEEL, 2015; JUNIOR; MENDES, 2016).

Segundo Azevedo (2016), a microgeração se caracteriza por sistemas com potência menor ou igual a 75 kW, e a minigeração por potência instalada de até 3 MW

para fonte hídrica e menor ou igual 5 MW para outras fontes de cogeração qualificada, conectadas a rede de energia elétrica da concessionária por meio das unidades consumidoras. A Figura 20 traz um esquemático da conexão da microgeração distribuída através de um sistema fotovoltaico:

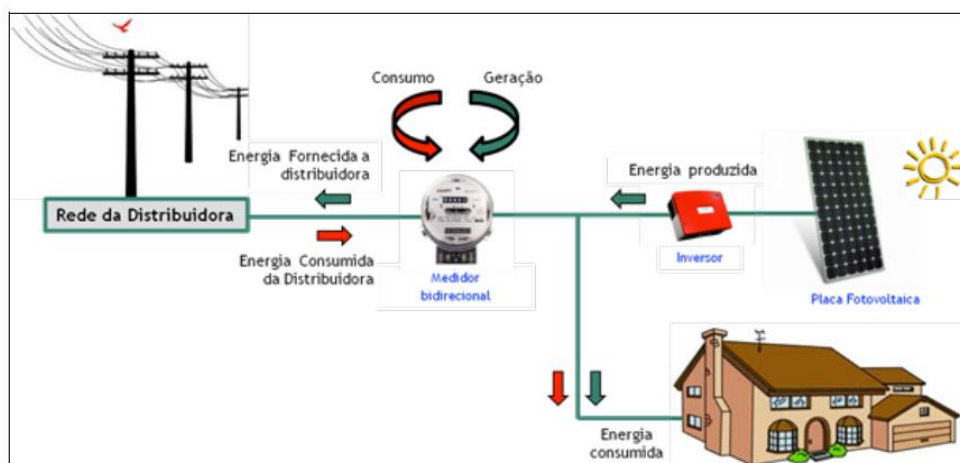


Figura 20 - Microgeração distribuída conectada à rede.
Fonte: Dassi (2015).

Ainda pela REN nº 482/2012, a ANEEL permitiu o sistema de compensação de energia, onde o excedente de energia produzido em um mês pode ser utilizado em outra unidade consumidora de mesma titularidade, ou pode ficar em um saldo para utilizar na mesma fatura em meses de produção menor, isso dentro de um período de 60 meses. De acordo com os dados do BEN (2020), a geração distribuída atingiu 2.226 GWh no ano de 2019, com destaque para a energia fotovoltaica, que gerou 1.659 GWh e 1.992 MW de potência instalada.

Em uma escala mundial, os países de maior destaque são os países da União Europeia, o Japão, os Estados Unidos e, na América Latina, o Chile, que se destacam por maior número de conexões de geração distribuída (AZEVEDO, 2016). Nessa escala, o Brasil representa menos de 5% das conexões.

Com a crescente demanda pelas instalações de sistemas de micro e minigeração distribuída, a ANEEL está em um processo de revisão da REN 482, que deveria ter sido publicada até o final de 2019, porém permanece em consulta. A principal modificação será no esquema de compensação dos créditos gerados. Vale mencionar, para o melhor entendimento da fatura de energia, que ela possui várias componentes divididas no grupo da Tarifa de Energia (TE) e no grupo da Tarifa de

Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), conforme a Figura 21:

TARIFA DE ENERGIA					
TE		TUSD			
ENERGIA	ENCARGOS	FIO A (trans.)	FIO B (distribuição)	ENCARGOS	PERDAS
38%	12%	6%	28%	8%	8%

Figura 21 - Componentes da fatura de energia.
Fonte: Ecori Energia Solar (2018).

Alguns resultados mostram que se o sistema de compensação não for alterado, os consumidores que não optarem pela geração própria poderão ter custos elevados de energia elétrica. A alternativa 0 não alteraria o sistema de compensação e poderia ser mantida até chegar a 3,365 GW de potência instalada. Após isso, o sistema migraria para a alternativa 1, deixando de compensar da fatura a parcela de distribuição do fio B, que corresponde a, aproximadamente, 28% da conta de energia. Dessa forma, acredita-se que até 2035 seria atingida a marca de 17 GW de potência instalada de geração distribuída.

Na alternativa 2, a parcela da fatura que deixaria de ser compensada corresponde ao transporte fio B e transporte fio A, 28% e 6%, respectivamente, resultando em 34% da fatura de energia sem compensação. Na alternativa 3, deixaria de ser compensado 28% do transporte fio B, 6% do transporte fio A e 8% correspondente aos encargos, um total de 42%. Na alternativa 4, além dos itens da alternativa 3, também deixaria de compensar a parcela de 8% referente às perdas, totalizando 50%.

O cenário menos favorável para o consumidor que aderir ao sistema de compensação de energia seria a alternativa 5, em que deixariam de ser compensados os itens da alternativa 4 mais os encargos da TE, correspondente a 12%, totalizando 62%, ou seja, apenas 38% da conta de energia seria compensada pelos créditos gerados.

Ainda, segundo a ANEEL (2019), para a compensação remota as mudanças ocorrerão de forma gradativa, a alternativa 0 será mantida durante mais alguns anos, para a consolidação do mercado, e após isso migrará para a alternativa 1, até atingir

1,25 GW de potência instalada (O SETOR ELÉTRICO, 2019). O sistema migrará até atingir a alternativa 3, que, reduziria em 98% dos custos para os usuários.

Haverá, também, um período de transição para os consumidores já conectados ao sistema de geração distribuída e para aqueles que entrarem durante o período de publicação e acionamento das alternativas propostas, até que todos estejam dentro das mesmas regras. Esse período de transição será de 10 anos a partir da data de publicação da nova regulamentação.

Vale ressaltar que assim como mostra a Figura 22, na sequência, até o final de janeiro de 2021, a geração distribuída já atingiu 4,66 GW instalados, com mais de 390 mil unidades geradoras e mais de 487 mil unidades que recebem créditos excedentes (ANEEL, 2021).



Figura 22 - Quantidade de conexões de geração distribuída no Brasil por ano.
Fonte: ANEEL (2021).

O maior crescimento nas conexões se deu nos últimos anos, principalmente a partir de 2018, quando os custos de aquisição se tornaram mais competitivos no mercado interno.

Ainda, em uma sessão no dia 18 de novembro de 2020, o Tribunal de Contas da União (TCU, 2020) emitiu um relatório sobre possível violação pela ANEEL, em que beneficia os consumidores de energia elétrica que possuem geração de energia instalada em unidade consumidora de sua titularidade, por meio das regulações da geração distribuída. O documento cita que, em 2018, o subsídio para a geração distribuída foi cerca de R\$ 205 milhões; em 2019, aproximadamente R\$ 315 milhões; e que, até 2035, pode chegar a R\$ 55 bilhões.

Segundo o TCU (2020), o atual sistema de compensação de energia elétrica (SCEE) descumpra a Constituição Federal, na medida em que institui a diferenciação tarifária para os consumidores de energia elétrica que possuem sistema de geração

distribuída instalada na unidade consumidora. Portanto, determinou que a ANEEL adote providências para retirar a diferenciação tarifária entre os consumidores, promovida em função ou não da adesão ao sistema de compensação de energia elétrica. O documento traz os efeitos colaterais da GD e a forma de regulamentação adotada no Brasil, explicando esses efeitos negativos que recaem para as distribuidoras e demais consumidores.

Uma das justificativas é que os prossumidores – consumidores que geram sua própria energia – não remuneram adequadamente a rede de distribuição, pois, quando recebem a devolução dos créditos que foram gerados em meses anteriores, não é feita a cobrança dos valores referentes ao uso da rede e encargos incidentes sobre a totalidade do consumo (TCU, 2020).

Outra justificativa é que o sistema de compensação institui subsídio cruzado, fazendo com que os usuários que têm maior poder aquisitivo para instalar um sistema de geração de energia sejam beneficiados, visto que são subsidiados pelos demais consumidores em relação aos encargos diferenciados cobrados na fatura. Há também o desequilíbrio tarifário provocado pela GD, pois a geração ocorre durante o dia, horário em que a energia é mais barata, e os créditos são utilizados em outros períodos, como no horário de ponta, onde as tarifas são mais caras, e para baixa tensão são praticados os mesmos valores tarifários em qualquer horário (TCU, 2020).

Em terceiro lugar, a medida em que a adesão ao sistema de compensação é maior, a tarifa é elevada para os demais consumidores, o que incentiva mais usuários a entrar no modelo praticado, como mostra a Figura 23:

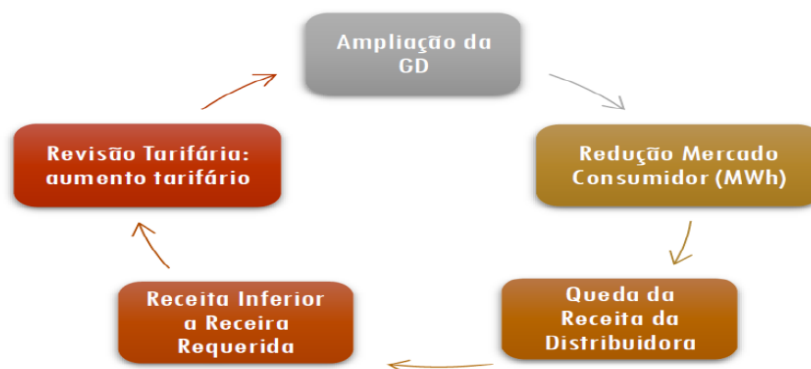


Figura 23 - Círculo vicioso da geração distribuída no Brasil.
Fonte: TCU (2020).

Em quarto lugar, a geração distribuída advém de fontes intermitentes, como solar, eólica e biogás, que exigem melhorias nas redes de distribuição das concessionárias, pois a infraestrutura é antiga e foi construída para operar com fluxo unidirecional de potência, vindo das usinas e subestações até os consumidores, e não no sentido inverso – custos que serão divididos e pagos por todos os usuários da rede (TCU, 2020).

Por último, o TCU (2020) justifica que a GD não estimula investimentos em pesquisas e desenvolvimento de novas tecnologias viáveis e eficientes para o armazenamento de energia, como baterias mais baratas, pois os prosumidores já utilizam a rede de distribuição da concessionária como uma bateria virtual, armazenando energia sem custos adicionais.

Relacionado com as justificativas apresentadas, a ANEEL abriu a Consulta Pública 25/2019, em 17 de outubro de 2019, a fim de obter subsídios e informações referentes às regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída, para elaborar a alteração da REN 482/2012 e à seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Por meio desse documento, o TCU (2020) exigiu que a ANEEL se posicionasse e em até sessenta dias respondesse às questões e retirasse o subsídio diferenciado das faturas dos prosumidores – o que até o momento não aconteceu.

Garcez (2017a, 2017b) concluiu que a geração distribuída ainda é bastante fraca no Brasil em termos de número de projetos e capacidade instalada, por falta de viabilidade e de incentivos de financiamento. Acredita-se que alguns pontos podem comprometer a viabilidade de alguns empreendimentos, principalmente quando relacionados aos custos do investimento e ao tempo de retorno.

2.4.1 Anteprojeto de Lei N°2 de 2019

Esse anteprojeto de Lei foi criado para regular a geração, a transmissão, a distribuição, a comercialização, a atividade normativa e demais assuntos relacionados à energia elétrica no Brasil, trazendo pontos importantes no que se refere às alterações normativas para a geração distribuída (BRASIL, 2019). A Seção V, a partir do artigo 187º, traz as definições relacionadas à geração distribuída, sendo de grande relevância as definições a seguir:

- Tarifa de energia (TE): valor unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh, que efetua o faturamento mensal referente ao consumo de

energia;

- Tarifa de uso do sistema de distribuição – TUSD Fio B: refere-se ao faturamento mensal dos usuários do sistema de distribuição de energia elétrica da concessionária local pelo uso do sistema, composta por custos regulatórios pelo uso de ativos da distribuidora, representada em R\$/MWh ou R\$/kW;
- Tarifa de uso do sistema de distribuição de geração distribuída – TUSD Fio Bg: componente tarifária referente às centrais geradoras, incluindo as de geração distribuída, em R\$/MWh ou R\$/kW, efetuando o pagamento às centrais geradoras pelo uso do sistema, composta por custos regulatórios pelo uso de ativos da distribuidora.

No artigo 198º (BRASIL, 2019), observa-se que no faturamento mensal das unidades consumidoras participantes do SCEE, a cada posto tarifário, com exceção da componente TUSD Fio B, todas as demais componentes deverão incidir sobre a diferença positiva entre a energia ativa consumida e a injetada.

Do artigo 204º até o 206º (BRASIL, 2019), o anteprojeto de lei traz sugestões para alteração na forma de compensação dos créditos gerados pelas unidades consumidoras participantes do SCEE e declara que a TUSD Fio B dessas unidades será paga por cotas específicas da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), sendo o benefício integral no ano de 2022 e parcial até 31 de dezembro de 2031.

No artigo 206º, reforça que para as unidades consumidoras que fossem cadastradas no SCEE até 31 de dezembro de 2020 as disposições do artigo 198º não se aplicam, continuando a dedução da energia injetada de todas as componentes tarifárias, prevalecendo até 31 de dezembro de 2046 (BRASIL, 2019).

Caso uma unidade consumidora ingresse no SCEE por meio de participação em geração compartilhada formada exclusivamente por consumidores residenciais ou integrante de empreendimento de múltiplas unidades, chamado de condomínio, a partir de 1 de janeiro de 2021, a TUSD Fio B deverá ser paga da seguinte forma:

- Até 31 de dezembro de 2023, 10% pela unidade consumidora e 90% pela CDE;
- Entre 1 de janeiro de 2024 e 31 de dezembro de 2025, 30% pela unidade consumidora e 70% pela CDE;
- Entre 1 de janeiro de 2026 e 31 de dezembro de 2027, 50% pela unidade

consumidora e 50% pela CDE;

- De 1 de janeiro de 2028 até 31 de dezembro de 2029, 70% pela unidade consumidora e 30% pago pela CDE;
- De 1 de janeiro de 2030 até 31 de dezembro de 2031, 90% pela unidade consumidora e 10% pela CDE;
- A partir de 1 de janeiro de 2032, 100% pela unidade consumidora.

Segundo conta no anteprojeto de Lei nº 2 (BRASIL, 2019), no caso de a unidade consumidora ser participante do SCEE por meio de geração compartilhada, a partir de 1 de janeiro de 2021, a TUSD Fio B será paga como proposto a seguir:

- Até 31 de dezembro de 2023, 50% pela unidade consumidora e 50% por meio da CDE;
- De 1 de janeiro de 2024 até 31 de dezembro de 2025, 70% pela unidade consumidora e 30% pela CDE;
- De 1 de janeiro de 2026 até 31 de dezembro de 2027, 90% pela unidade consumidora e 10% pela CDE;
- Após 1 de janeiro de 2028, 100% pela unidade consumidora.

E, por fim, no caso de a unidade consumidora entrar no SCEE, por meio de autoconsumo remoto, com micro ou minigeração distribuída, a partir de 1 de janeiro de 2021, a unidade consumidora passará a pagar 100% da TUSD Fio B (BRASIL, 2019).

2.5 Comparação da geração distribuída com outros países

A geração distribuída já é consolidada em muitos lugares do mundo, como em muitos países europeus, principalmente a Alemanha, a Espanha, e na China e nos Estados Unidos. Na maioria dos países onde a geração distribuída já foi amplamente difundida, a legislação favoreceu que o consumidor conectasse o sistema na rede e recebesse uma remuneração por isso, o sistema era chamado de *feed-in-tariff*, no qual o consumidor que gerava energia recebia um pagamento para cada kWh injetado na rede.

Os vários incentivos governamentais promoveram a expansão das energias renováveis, bem como a preocupação com a diversificação da matriz energética, para reduzir a dependência por fonte hídrica ou petróleo e os impactos ambientais provocados pela utilização de combustíveis fósseis, e para cumprir com as obrigações

do Protocolo de Kioto em diminuir as emissões de gases do efeito estufa.

A Figura 24, a seguir, mostra a matriz energética alemã no ano de 2018. Do total, 45,4% vêm dos combustíveis fósseis, e 40,4% vêm das fontes alternativas de energia.

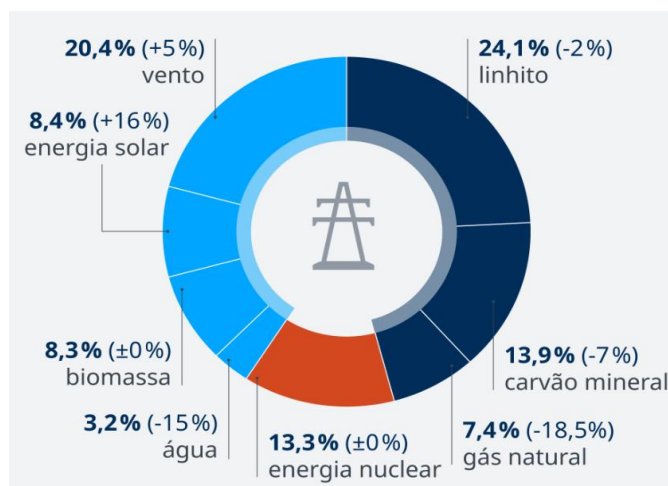


Figura 24 - Matriz energética alemã em 2018.
Fonte: DW (2019).

A Figura 25, abaixo, mostra que a China ultrapassou a Alemanha em capacidade instalada somente considerando a fonte solar fotovoltaica, com 43 GW, e a Alemanha correspondia a 40 GW. Também é possível visualizar como o custo de instalações de sistemas fotovoltaicas caiu ao longo dos anos, o que melhorou a viabilidade e atratividade para aquisição deles.

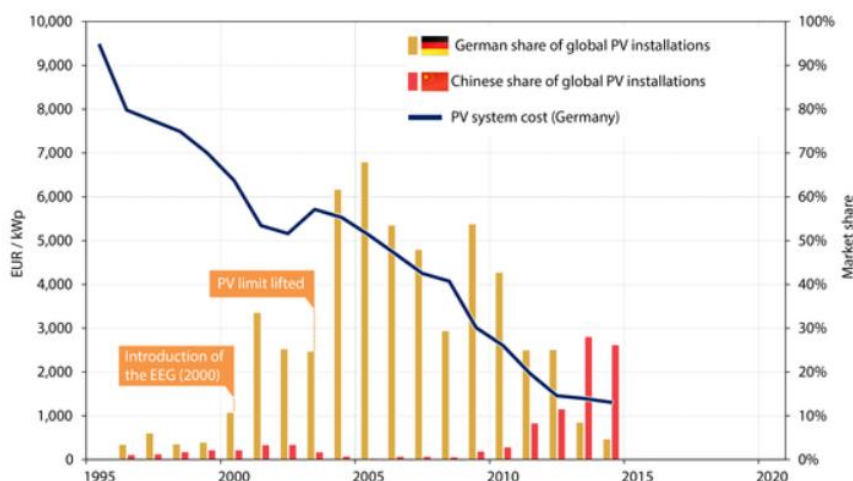


Figura 25 - Comparação de instalações fotovoltaicas na Alemanha e na China.
Fonte: Sun Volt (2016).

Segundo dados da ANEEL (2021), somando todas as fontes alternativas que geram energia e estão conectadas na rede na forma de geração distribuída, o país possui 4,66 GW de potência instalada – um número muito baixo quando comparado com os países acima citados –, o que demonstra a necessidade em tornar os sistemas mais atrativos e viáveis, por meio de incentivos governamentais e expansão das tecnologias.

2.6 Indicadores econômicos

Algumas ferramentas podem ser utilizadas para a análise econômica dos dados que serão coletados. Por meio delas será possível analisar a viabilidade de implantação de novos projetos.

2.6.1 Valor Presente Líquido (VPL)

Um dos indicadores mais utilizados para verificar a viabilidade e medir o lucro de um projeto é o Valor Presente Líquido (VPL). O VPL é a somatória dos valores de fluxo de caixa líquido ao valor presente, descontados os custos atuais, considerando uma taxa de juros (NASCIMENTO, 2019).

Basicamente o VPL pode ser interpretado como: se $VPL > 0$, o projeto será viável; se o $VPL = 0$, será indiferente, ou seja, não gera lucro nem prejuízo; e se $VPL < 0$, o projeto se torna inviável (REIS; VALVERDE; MENDONÇA, 2015).

O resultado do VPL está totalmente interligado à taxa de juros, que é a chamada Taxa Interna de Retorno (TIR). Na Figura 26, pode ser observada a relação entre os dois indicadores:

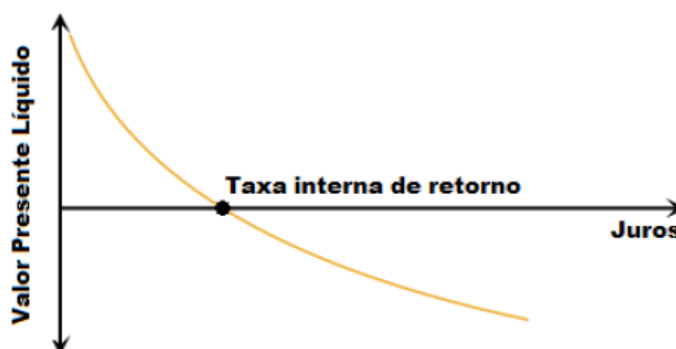


Figura 26 - Relação entre VPL e TIR.
Fonte: Nascimento (2019).

Portanto, a TIR de um investimento é encontrada quando o VPL é igual a zero. Esse é o ponto onde há o equilíbrio para que o projeto não gere prejuízo, ou seja, quando os valores das entradas são iguais aos valores do investimento.

2.6.2 Custo nivelado de energia (LCOE)

O custo nivelado de energia, *Levelized Cost of Energy* (LCOE), em inglês, determina o preço do kWh por unidade de energia gerada, em R\$/kWh. Para o cálculo, deve-se levar em consideração que os custos de eletricidade podem variar dependendo do local ou região que será analisada, a capacidade de geração do empreendimento, a complexidade do projeto, a eficiência do sistema e demais fatores.

Assim, por se tratar de uma ferramenta de alta sensibilidade, no cálculo do LCOE devem ser considerados todos os custos que interferem no projeto. Os custos líquidos considerados são todas as saídas de caixa, como investimento inicial; pagamentos de juros anuais, caso o empreendimento seja financiado; custos de operação e manutenção; e entradas de caixa, caso na região existam incentivos governamentais. Ainda, devem ser consideradas as taxas da concessionária relativas aos custos de transmissão, distribuição e conexão, caso o LCOE seja comparado com a tarifa da concessionária (BRANKER, 2011).

Também pode ser definido como o valor que o empreendimento deverá custar, quantificando todo o custo médio para implantação e operação do sistema ao longo da sua vida útil, o que inclui implantação; construção; operação; manutenção do empreendimento, incluindo financiamento; impostos; seguro; inflação; depreciação; e eventuais trocas de equipamento, dividido pela energia total gerada (SCHRAM, 2019).

O LCOE pode ser utilizado para comparar diferentes fontes de energia conectadas no sistema de geração distribuída, desde que estejam operando sob as mesmas legislações, ou com a tarifa da concessionária (NASCIMENTO, 2019; FERREIRA et al., 2018).

Lanshina et. al. (2018) compararam as fontes convencionais de geração de energia com as fontes alternativas na Rússia, e, utilizando o LCOE, obtiveram como resultado que a energia eólica é a segunda fonte de energia mais barata, perdendo apenas para o gás natural. Para análise de viabilidade de um empreendimento de energia, essa é uma ótima ferramenta, pois ela inclui todas as variáveis que podem tornar o projeto viável ou não ao longo do tempo.

2.7 Ferramenta para programação - MATLAB

O programa de computador chamado MATLAB, da abreviação de *Matrix Laboratory*, é um programa utilizado para executar cálculos científicos e de engenharia. Ele foi criado para operações matemáticas sobre matrizes, porém, ao longo dos anos, transformou-se em um programa computacional capaz de resolver qualquer problema técnico e de uma forma mais fácil e eficiente do que outras linguagens de programação.

O programa possui uma biblioteca de funções já pré-definidas, como, por exemplo, funções aritméticas para o cálculo de média, mediana, desvio padrão, entre outras, o que facilita, pois essas sub-rotinas já se encontram prontas no programa, não havendo a necessidade de escrevê-las, como na maioria das linguagens de programação.

No MATLAB é possível inserir comandos na janela de comando, executar funções pré-definidas ou criá-las. Na janela gráfica é possível visualizar gráficos e imagens. E na janela de edição é possível criar desde simples rotinas, que podem ser salvas e executadas várias vezes, até funções e lógicas de programação mais complexas que aceitam variáveis de entrada e retornam saídas, semelhante a outras linguagens de programação. Inclusive, por meio da interface gráfica, é possível criar aplicativos de interação com o usuário, que retornarão resultados de acordo com as funções criadas.

3. MATERIAL E MÉTODOS

Para o desenvolvimento deste trabalho foram coletadas informações de custos de implantação, manutenção e operação de sistemas já existentes com potência instalada de 75 kW. Por meio de um questionário e entrevistas com o proprietário e os fornecedores, foram coletados os dados necessários para o levantamento do custo dos sistemas.

Foram considerados os custos de instalação, investimento inicial do projeto, custos de operação e de possíveis trocas de equipamentos em função da depreciação ao longo do tempo e valores das tarifas aplicadas na fatura de energia. Algumas informações foram coletadas em documentos oficiais do governo, de fornecedores de materiais e das concessionárias locais.

Foram analisados três sistemas: uma planta geradora de biogás localizada na cidade de Maripá, uma planta geradora de biogás instalada na cidade de Ouro Verde do Oeste e uma instalação solar fotovoltaica localizada na cidade de Palotina.

As informações coletadas foram utilizadas para o cálculo do VPL e LCOE de ambos os sistemas, para analisar a viabilidade econômica dos investimentos, comparar as diferentes instalações de biodigestores e comparar a viabilidade entre o biogás e a energia solar fotovoltaica na região Oeste do Paraná. Na Figura 27, a seguir, o fluxograma apresenta de forma resumida os materiais e métodos utilizados nesse trabalho.

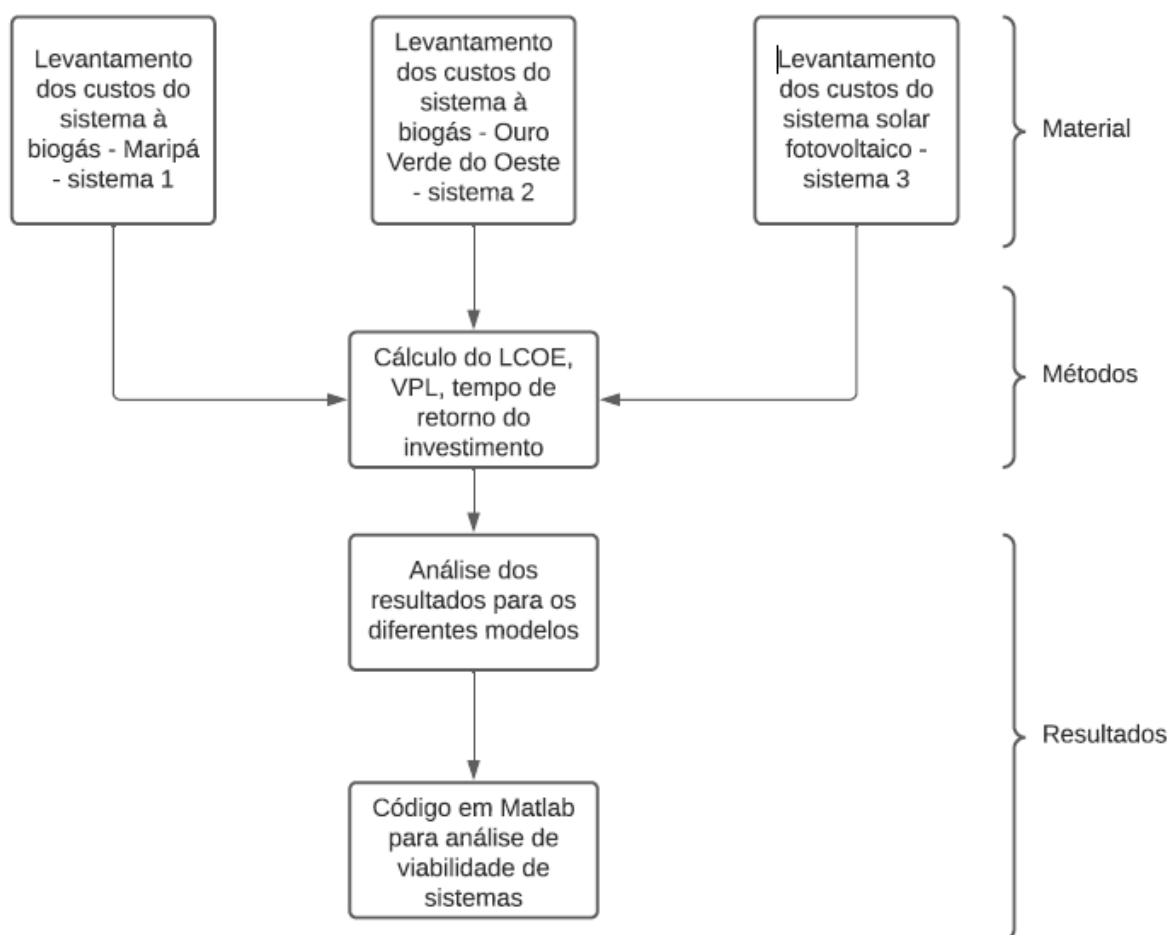


Figura 27 - Desenvolvimento do trabalho.

As informações coletadas foram convertidas para planilhas e os cálculos de VPL e LCOE foram analisados com auxílio da ferramenta *Excel*. Foi desenvolvido um código de programação, com a ferramenta MATLAB, em que o usuário pode entrar com os dados iniciais de um projeto e obter os resultados da viabilidade econômica para as seis alternativas da alteração da REN 482. Também foi analisada a viabilidade econômica dos três sistemas considerando as alternativas da revisão da REN 482.

3.1 Material

Para a execução deste trabalho foram analisados três empreendimentos já existentes e em funcionamento, dois sistemas que operam a partir do biogás e um sistema solar fotovoltaico – todos localizados na região Oeste do Paraná.

Para a análise e comparação da viabilidade econômica entre os sistemas, foram realizadas visitas aos locais e entrevistas com os proprietários por meio de um questionário pré-elaborado; solicitadas informações às empresas que forneceram

materiais e prestaram os serviços de execução; e foi feita a coleta de uma fatura de energia para verificação da potência gerada mensal, do custo do kWh e da média de geração anual.

O questionário para o sistema de geração de energia por meio do motor gerador a biogás foi o seguinte:

- Endereço da planta;
- Atividade exercida na propriedade;
- Quantidade de animais alojados;
- Finalidade dos animais (matriz, terminação);
- Modelo do biodigestor;
- Volume do biodigestor e gasômetro;
- Tipo de lona utilizada;
- Tipos de dejetos que alimentam o biodigestor;
- Frequência de adição dos dejetos, diariamente e semanalmente;
- Quantidade aproximada de dejetos adicionados;
- Custos de operação do sistema, como custos de mão-de-obra para coleta dos resíduos e transporte até o biodigestor;
- Modelo do motor, dados de placa;
- Vida útil do motor;
- Horas o motor opera por dia;
- Custos de manutenção preventiva, troca de óleo, de filtro, etc.;
- Custos de manutenção corretiva, retífica de cabeçote, etc.;
- Possui sistema de dessulfurização;
- Custos de manutenção do filtro de dessulfurização;
- Modelo do filtro, tipo, especificações;
- Modelo do desumidificador, tipo, especificações;
- Manutenção dos demais equipamentos;
- Custos de instalação elétrica para conexão na rede;
- Data de conexão na rede;
- Valor total do investimento;
- Se a energia gerada é totalmente consumida no local ou possui autoconsumo remoto, consórcio;
- Geração de energia dos últimos doze meses, com base na última fatura.

Para a obtenção das informações do sistema fotovoltaico que será analisado, também será feito um questionário, como segue abaixo:

- Endereço da planta;
- Atividade exercida no local;
- Potência total da planta;
- Quantidade de painéis instalados, marca e modelo;
- Quantidade de inversores, marca e modelo;
- Frequência anual da limpeza dos painéis;
- Custos com limpeza;
- Se já ocorreu problema com algum equipamento ou houve a troca;
- Data de conexão do sistema na rede;
- O valor total do investimento;
- Se a energia é totalmente consumida no local ou possui autoconsumo remoto, consórcio;
- Geração de energia dos últimos doze meses, com base na última fatura.

3.1.1 Sistema 1: a biogás, modelo mistura completa em Maripá

O sistema está instalado em uma propriedade rural do município de Maripá, cuja atividade principal é a avicultura. Contudo, os resíduos não são destinados ao biodigestor, pois são utilizados como fertilizante e a cama dos aviários são comercializadas na região.

O biodigestor é alimentado por dejetos de suínos provenientes de duas granjas vizinhas, que totalizam 5500 suínos de terminação. Três vezes por semana o biodigestor recebe adição de permeado de soro, trazido por um caminhão de um laticínio próximo da propriedade, cerca de 1,5 quilômetro.

O biodigestor é do tipo mistura completa, constituído por uma lagoa circular escavada e revestida com lona do tipo PEAD de 1,25 mm de espessura e um misturador mecânico que mantêm os sólidos voláteis em suspensão. A lagoa é coberta por lona PEAD de 1,25 mm, sendo o volume total do biodigestor de 1800 m³. A Figura 28, a seguir, mostra a propriedade, o biodigestor e as granjas da propriedade vizinha.



Figura 28 - Imagem aérea da propriedade e granjas vizinhas.

O motor gerador instalado para a conversão em energia elétrica consiste em um motor diesel modelo MWM 6.12, com potência nominal de 156 CV, adaptado para biogás, e o gerador elétrico é da marca WEG, de 120 kVA.

O sistema possui um desumidificador para retirar a água do biogás, conforme Figura 29, abaixo, e a dessulfurização ocorre por injeção controlada de ar no gasômetro – processos que mantêm a qualidade do gás e o bom funcionamento dos equipamentos.



Figura 29 - Filtro para retirada de umidade do biogás.

O biodigestor está em operação há cinco anos e até 2019 operava no modo

off-grid, em que o motor gerador operava em média dez horas por dia para consumo instantâneo da propriedade, que é variável, pois depende principalmente do estágio de engorda das aves e das estações do ano. Por isso, o motor não trabalhava de forma constante e nem na capacidade máxima.

A partir de 2019, o sistema passou a operar no modo *on-grid*, conectado à rede da concessionária, sendo que o motor passou a operar doze horas por dia, com geração constante de 75 kW, com geração média de 24.033 kWh ao mês, suprimindo a demanda da propriedade e injetando a energia excedente na rede da concessionária, que é convertida em créditos.

3.1.2 Sistema 2: a biogás, modelo mistura completa em Ouro Verde do Oeste

O sistema está instalado em uma propriedade rural no município de Ouro Verde do Oeste, com potência instalada de 75 kW. A atividade principal da propriedade é a suinocultura e ela abriga 1500 suínos em fase de terminação e 250 fêmeas matrizes.

O biodigestor é alimentado pelos dejetos de suínos provenientes da atividade da propriedade e de uma granja vizinha, que possui 1200 suínos em fase de terminação, totalizando dejetos de 2700 suínos de terminação e 250 fêmeas matrizes. Os dejetos entram no biodigestor por meio de encanamentos, por gravidade, não gerando custos operacionais.

O biodigestor é do tipo lagoa coberta e mistura completa, com fluxo contínuo de entrada de dejetos, constituído por uma lagoa retangular escavada e revestida com lona do tipo PEAD de 1 mm de espessura e um misturador mecânico que mantêm os sólidos voláteis em suspensão. A lagoa é coberta por lona PEAD de 2 mm, sendo o volume total do biodigestor de 1300 m³.

A Figura 30, na sequência, traz a imagem aérea da propriedade, onde podem ser vistas todas as instalações do local, e, então, na Figura 31, pode-se visualizar as instalações do biodigestor, composto pelo tanque de carga, o biodigestor mistura completa e a lagoa de armazenamento.



Figura 30 - Imagem aérea da propriedade e do biodigestor.



Figura 31 - Instalações do biodigestor na propriedade.

O motor gerador instalado para a conversão em energia elétrica consiste em um motor modelo MWM 6.12, motor diesel adaptado para biogás, e o gerador elétrico da marca WEG de 75 kVA. O sistema também possui um desumidificador para retirada da água do biogás, como mostra a Figura 32, e a dessulfurização ocorre por injeção controlada de ar no gasômetro – processos que mantêm a qualidade do gás e o bom funcionamento dos equipamentos.



Figura 32 - Filtro utilizado para a remoção de umidade do biogás.

O sistema está conectado à rede da concessionária como microgeração distribuída desde maio de 2020, sendo que o motor opera dez horas por dia, das 22:00 horas às 08:00, com geração constante de 70 kW, geração média de energia de 20.169,74 kWh/mês, suprimindo a demanda da propriedade. Os créditos excedentes são enviados para uma cooperativa que a unidade consumidora está cadastrada. A cooperativa paga R\$ 0,50 centavos pelo kWh excedente que é convertido em créditos, variando mensalmente de acordo com o consumo da propriedade.

3.1.3 Sistema 3: solar fotovoltaico

O sistema está instalado em uma propriedade na área urbana da cidade de Palotina. A Figura 33, a seguir, mostra uma parte das instalações no local. Nessa unidade está em funcionamento um supermercado e açougue, com funcionamento de segunda a sábado, das 08:30 da manhã às 19:30 da noite, e aos domingos das 08:00 às 12:00, onde boa parte da energia gerada é consumida instantaneamente, durante o dia no horário de geração do sistema.



Figura 33 - Painéis fotovoltaicos instalados.

O sistema é composto por 183 painéis solares fotovoltaicos da marca BYD, modelo 330P6K36 policristalino 72 células de 330 W cada, totalizando 60,4 kW de potência instalada, com 105 módulos instalados para o Norte e 78 módulos para o Sul. Possui dois inversores *on grid* da marca SMA, sendo um de 50 kW, modelo Sunny Tripower CORE 1 – STP50-40, com seis entradas MPPT, suportando até duas *strings* em cada entrada; e outro de 25 kW, modelo Sunny Tripower 25000TL, com duas entradas, que aceita até três *strings* em cada entrada MPPT. A Figura 34 traz a imagem das instalações dos inversores e autotransformadores no local:



Figura 34 - Instalação dos inversores e autotransformadores no local..

O sistema está dividido em treze *strings*, das quais doze estão ligadas nas

entradas MPPTs do inversor de 50 kW, e uma está conectada em uma entrada MPPT do inversor de 25 kW. Uma *string* pode ser entendida como um circuito de painéis fotovoltaicos ligados em série, e estão em paralelo entre elas ligadas nas entradas dos inversores.

3.1.4 Sistema 4: solar fotovoltaico e a biogás – híbrido

Esse sistema corresponde a uma simulação de um sistema híbrido, utilizando as informações do sistema 2 e 3. A simulação será feita para um sistema instalado na zona rural, operando durante o dia com um sistema solar fotovoltaico e durante a noite com o sistema a biogás. A potência total instalada para o sistema foi considerada de 150 kW, pois cada sistema tem potência instalada de 75 kW.

3.2 Métodos

Após a coleta dos dados com os proprietários dos sistemas, todos os dados serão transferidos para planilhas do *Excel*, para assim iniciar a análise de viabilidade de cada investimento.

3.2.1 Cálculo do valor presente líquido (VPL)

Será iniciada com a análise do Valor Presente Líquido (VPL) que, como já mencionado, corresponde ao fluxo de caixa líquido no valor atual, descontando custos e com taxa de juros correntes. De acordo com Nakabayashi (2014), o cálculo pode ser feito de acordo com a Equação 1:

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{Fc_t}{(1+r)^t} \quad (1)$$

Onde:

VPL = Valor Presente Líquido, em R\$;

I_0 = investimento inicial, em R\$;

Fc_t = fluxo de caixa líquido, em R\$;

r = taxa de desconto, em decimal;

Lembrando que se $VPL > 0$, o projeto será viável; se o $VPL = 0$, será indiferente; e se $VPL < 0$, o projeto se torna inviável (REIS et. al., 2015).

3.2.2 Custo nivelado de energia para os sistemas analisados

O Custo Nivelado de Energia (LCOE) determinará o custo do kWh por unidade de energia gerada, em R\$/kWh. Segundo Nakabayashi (2014), o LCOE pode ser entendido de acordo com a Equação 2:

$$LCOE = \frac{\text{Custos ao longo da vida útil do empreendimento}}{\text{Energia gerada ao longo da vida útil do empreendimento}} \quad (2)$$

Para reduzir a margem de erro do LCOE, Branker (2011) demonstrou a forma correta da equação para o cálculo, como segue na Equação 3:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^T (I_t + O_t + M_t + F_t) / (1 + r)^t}{\sum_{t=0}^T E_t / (1 + r)^t} \quad (3)$$

A depreciação do sistema ao longo de sua vida útil também deve ser considerada. A energia gerada em um dado ano E_t , pode ser entendida como a produção nominal de energia no ano multiplicada pelo fator de degradação, como demonstrado na Equação 4:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^T (I_t + O_t + M_t + F_t) / (1 + r)^t}{\sum_{t=0}^T S_t (1 - d)^t / (1 + r)^t} \quad (4)$$

Onde:

LCOE = o custo nivelado de energia;

T = vida útil do projeto em anos;

t = ano;

I_t = investimento no período t, em R\$;

O_t = custos de operação no período de tempo t, em R\$;

M_t = custos de manutenção no período de tempo t, em R\$;

F_t = despesas com juros no período de tempo t, em R\$;

r = taxa de desconto, perdas anuais, no período de tempo t, em %;

E_t = energia produzida no período t, em kWh;

S_t = produção de energia nominal no período t, em kWh;

d = taxa de degradação, em decimal.

Para a obtenção do resultado, se o LCOE for menor que a tarifa, o sistema é viável; se o valor do LCOE for igual à tarifa, o sistema não gera lucros nem prejuízo; e se o valor obtido do LCOE for maior que a tarifa, o sistema não é viável.

3.2.3 Dados econômicos

Considerando os sistemas analisados, a vida útil total aplicada será de 25 anos, tanto para o sistema fotovoltaico quanto para os sistemas a biogás. Os custos do investimento inicial, de operação e manutenção serão todos coletados com os proprietários. A taxa de juros básica aplicada será a taxa Selic atual, que é a taxa de juros utilizada como referência em todo o Brasil.

Por fim, o resultado obtido pelo cálculo do LCOE será comparado às tarifas de energia elétrica vigentes da concessionária local, que, de acordo com informações da COPEL (2021), são as seguintes para cada grupo tarifário, em R\$/kWh:

- B1 residencial: 0,75297;
- B3 comercial: 0,75297;
- B2 rural: 0,61744;
- B2 rural (cooperativas de eletrificação rural): 0,58863.

Ainda, outros dados devem ser levados em consideração para os cálculos da viabilidade, como a taxa mínima de atratividade, a variação média anual da tarifa de energia elétrica e a variação média anual da inflação, de acordo com a Tabela 2:

Tabela 2 - Taxas e percentuais utilizados para os cálculos.

Taxa mínima de atratividade (TMA) SELIC	6%
Variação média anual da tarifa de EE	7%
Variação média anual da inflação	5,7%

A variação média da taxa Selic foi calculada de acordo com informações do Banco Central do Brasil (BCB, 2021), para os últimos quatro anos, visto que os valores reduziram muito no ano de 2020. Para a variação da tarifa de energia elétrica, foram obtidos dados da COPEL (2019). A variação média anual da inflação foi calculada com base em dados dos últimos dez anos, de 2011 a 2020, de acordo com informações do IBGE (2021).

3.2.4 *Simulação da viabilidade de investimento utilizando a ferramenta MATLAB*

Com a criação de funções lógicas de programação, será criado um programa que permite ao usuário entrar com dados iniciais do projeto e obter como resultado a viabilidade econômica do sistema. É possível fazer a simulação somente com as funções criadas, e o resultado em anos aparecerá diretamente na janela de comando.

Entretanto, será criado um aplicativo com a utilização da ferramenta *app designer*, disponível no MATLAB, em que, por meio dela, uma janela de interação é criada e o usuário poderá entrar com os parâmetros iniciais, como investimento inicial, custos anuais, taxa de juros e custo evitado, e o programa exibirá a viabilidade em anos para cada alternativa e o valor do LCOE do investimento.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A seguir, é apresentado, para cada sistema analisado, o custo nivelado de energia do sistema, ou seja, o valor do kWh gerado, obtido por meio do cálculo do LCOE, que utiliza os investimentos iniciais, os custos de operação e manutenção e o total de energia gerada ao longo da vida útil do sistema, considerado de 25 anos. O custo nivelado de energia de cada sistema foi comparado com o valor da tarifa cobrada pela concessionária local e verificado se o valor encontrado é maior ou menor que a tarifa, concluindo se o sistema é viável nessas condições.

Utilizando o método de cálculo do VPL, já mencionado, será determinado o tempo de retorno de cada sistema, analisando os seis cenários propostos, e comparando esses cenários em um gráfico.

4.1 Sistema 1 - a biogás, modelo mistura completa em Maripá

O sistema 1, que opera com dejetos de suínos e permeado de soro de leite, em operação 12 horas por dia, teve resultado do custo nivelado de energia positivo, ou seja, o kWh gerado é menor que o cobrado pela concessionária, o que torna o sistema viável. Para a análise econômica dos seis cenários propostos, o sistema não será viável na alternativa 5, pois o saldo acumulado sempre será negativo até o final da sua vida útil. A Figura 35 apresenta a geração anual em kWh para o sistema 1:

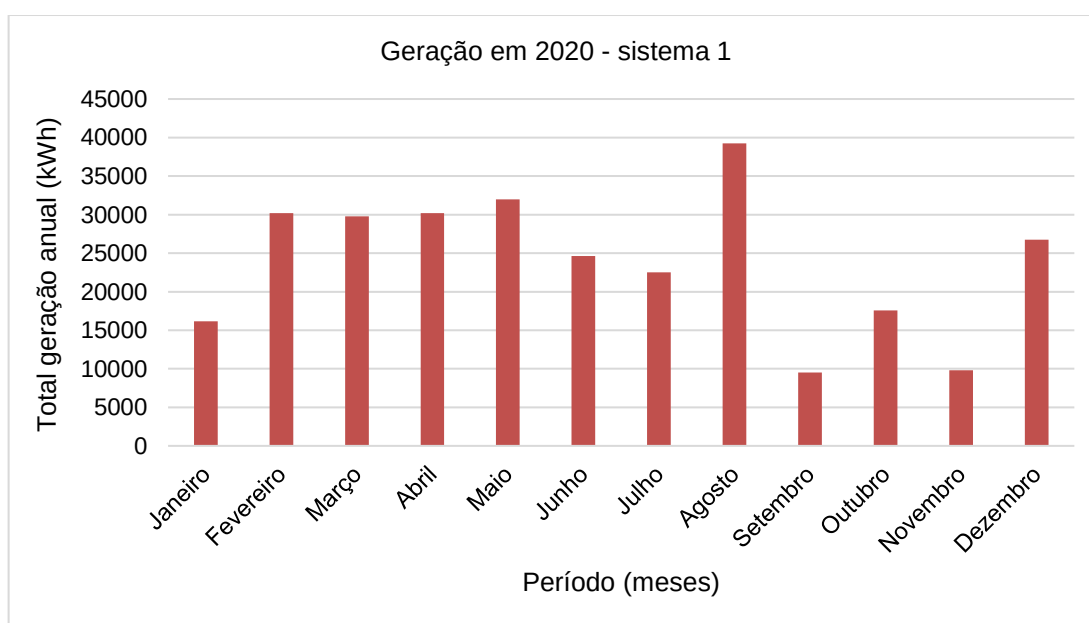


Figura 35 - Geração anual para o sistema 1.

4.1.1 Investimentos

Os investimentos foram para a construção do biodigestor, para a aquisição e instalação do motor gerador e para a conexão do sistema na rede da concessionária, como está descrito na Tabela 3:

Tabela 3 - Investimentos iniciais para o sistema 1.	
Investimentos	Custos (R\$)
Biodigestor modelo mistura completa	R\$ 220.000
Motor gerador	R\$ 130.000
Implantação de GD	R\$ 70.000
Total	R\$ 420.000

Como a vida útil do sistema será calculada em 25 anos, além dos custos de manutenção e operação do motor gerador, também foi considerada uma troca completa do equipamento.

Devido às altas concentrações de ácido sulfídrico (H_2S) no biogás, é necessário fazer constantes manutenções no sistema, principalmente no motor, pois é um gás corrosivo, que danifica os componentes internos do motor. Assim, deve ser considerada as manutenções preventivas e corretivas no sistema.

As informações de custos e períodos das manutenções foram coletadas com o proprietário do sistema e com a empresa prestadora de serviços de manutenção e assistência técnica e se levou em consideração a vida útil dos equipamentos. Os dados estão dispostos na Tabela 4:

Tabela 4 - Custos anuais de manutenção e operação do sistema 1.				
Tipo de manutenção	Custos (R\$)	Intervalo (horas)	Nº vezes ao ano	Custo anual (R\$)
Troca de óleo do motor	200	300	14,6	2.920
Cabo de vela	200	1500	2,92	584
Vela	25	1500	2,92	73
Filtro de óleo	40	300	14,6	584

Filtro de ar	80	3000	1,46	116,80
Bobinas	600	6000	0,73	438
Turbinas	2.000	4000	1,095	2.190
Regulagem de válvulas	500	2000	2,19	1.095
Revisão de cabeçote	5.000	8000	1,83	2.777,77
Retífica completa do motor (fim vida útil)	15.000	30000	6,85	2.189,78
Troca completa do motor	130000	-	-	5.200
Cargas permeado de soro	50	-	144	7.200

Para o funcionamento de um sistema a biogás, também deve-se considerar os custos de operação. Nesse caso, os dejetos vêm de granjas de suínos de uma propriedade vizinha e são doados pelo proprietário, que recebe de volta uma parte do biofertilizante gerado. Os dejetos chegam até o biodigestor por meio de encanamentos e por gravidade, não gerando custos de operação.

4.1.2 Resultados para LCOE

Para a análise do custo nivelado de energia foram considerados os custos iniciais de investimento; os custos de operação e manutenção, ao longo dos 25 anos da vida útil do sistema; e a geração total em kWh.

- Investimento inicial: R\$ 420.000;
- Custos de operação e manutenção anual: R\$ 25.328,30;
- Taxa de juros anual: 6%;
- Período: 25 anos;
- Total gerado: 288.000 kWh;

O cálculo do custo nivelado de energia foi feito com auxílio da equação 4, e o valor obtido foi de 0,202 R\$/kWh. Assim, comparando com o valor cobrado pela concessionária local, para um sistema instalado na área rural, administrado por

cooperativa de eletrificação rural, tem-se:

$$LCOE < Tarifa da concessionária$$

$$0,202 < 0,58863$$

Comparando com o valor cobrado pela concessionária local, conclui-se que o sistema é viável, pois o valor do kWh gerado para esse sistema é menor que o valor da tarifa vigente. Os custos dos investimentos iniciais e de operação e manutenção se pagam em um tempo menor que a vida útil do sistema.

Na Figura 36, pode-se observar as curvas ao longo dos 25 anos para a geração de energia e os custos:

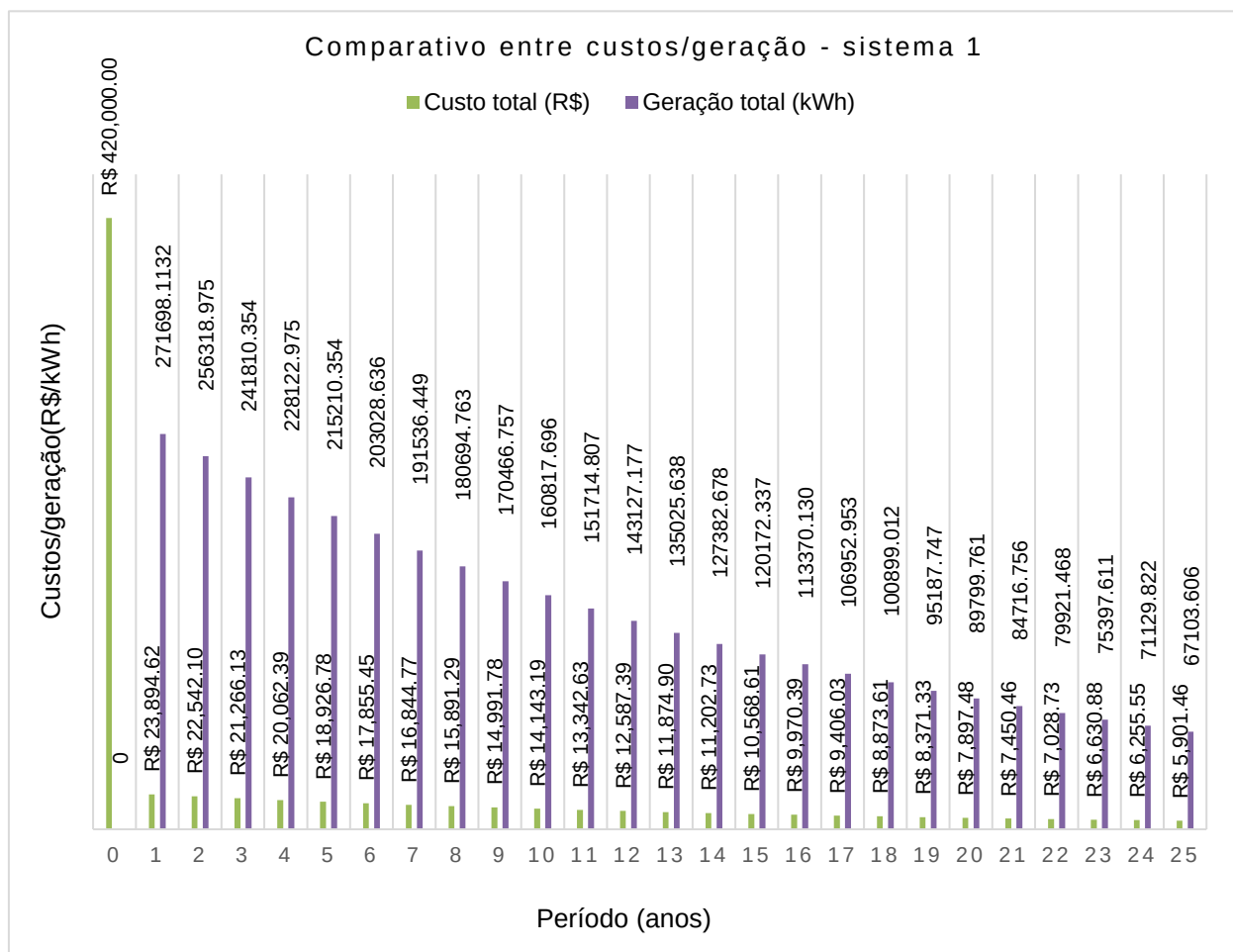


Figura 36 - Comparação de custos e geração para o sistema 1.

Percebe-se que os custos reduzem ao longo dos anos, pois o sistema se paga. É possível visualizar o custo total anual do sistema e a geração de energia do sistema,

onde fica claro que a geração de energia é sempre maior que os custos de operação e manutenção.

4.1.3 Análise de viabilidade econômica

Para a análise de viabilidade econômica, foram analisados 6 cenários, de acordo com as alterações propostas na revisão da REN 482. Para as alternativas 0 até a alternativa 4, o investimento é satisfatório, pois o tempo de retorno fica abaixo dos 25 anos; já para a alternativa 5, o investimento não é vantajoso.

4.1.3.1 Alternativa 0

Na alternativa 0, a forma de compensação dos créditos permanece da mesma forma. Os créditos gerados são compensados em toda a fatura de energia, como ocorre atualmente no sistema, isto é, os créditos gerados são compensados automaticamente, contemplando todas as tarifas que compõem a fatura de energia.

Assim, de acordo com a Figura 37, o sistema leva seis anos para se pagar, com custo evitado anual de R\$ 121.664,40:

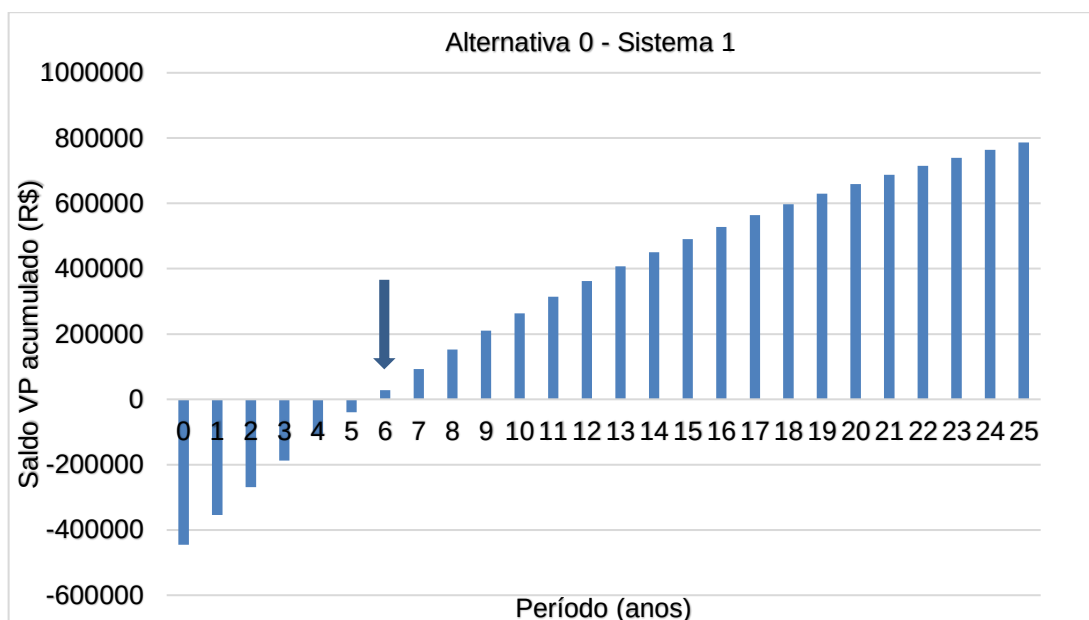


Figura 37 – Simulação da alternativa 0 para o sistema 1.

No final do ano 5, o saldo acumulado é de R\$ -39.525,60, e a partir do ano 6 o saldo se torna positivo, com saldo acumulado de R\$ 28.387,55. Até o final dos 25 anos o saldo acumulado será de R\$ 786.170,38, concluindo-se que o sistema é viável, pois o saldo se torna positivo dentro do período da vida útil considerada para o sistema.

Assim, tem-se que o tempo de retorno para esse cenário é de 6 anos, considerando que o sistema permanecerá até o fim da vida útil, compensando o total das tarifas.

4.1.3.2 Alternativa 1

Na alternativa 1, a parte da fatura correspondente a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), que se refere a parcela do fio B – relativa aos custos do sistema de distribuição da concessionária, que corresponde a 28% do total da fatura de energia – não será compensada pelos créditos gerados, deverá ser paga integralmente à concessionária local.

De acordo com a Figura 38, o sistema levará dez anos para se pagar:

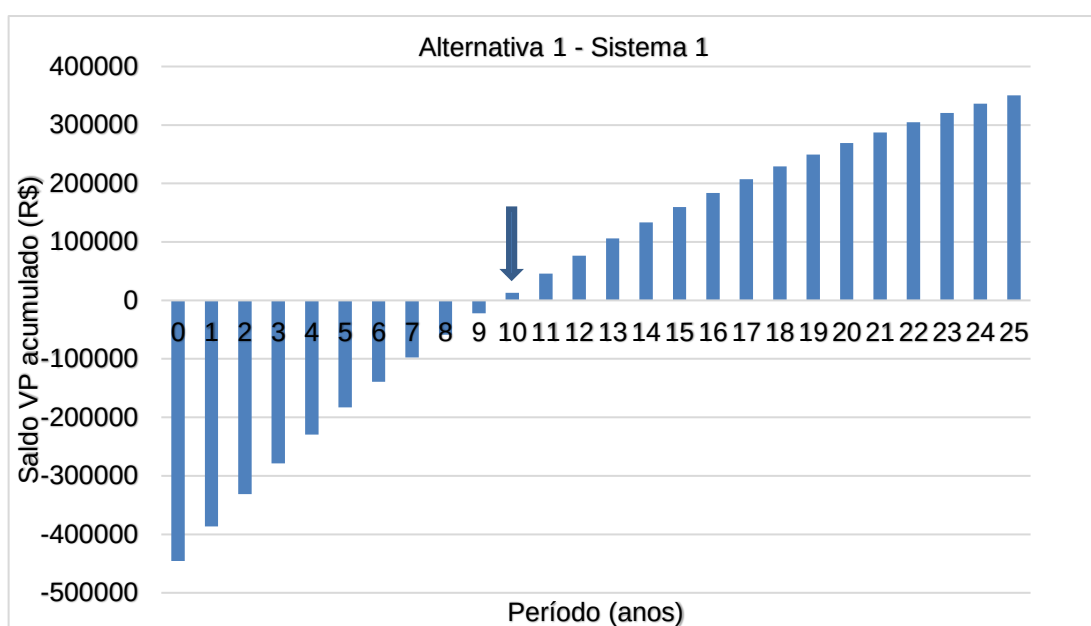


Figura 38 – Simulação da alternativa 1 para o sistema 1.

O custo evitado anual será de R\$ 87.598,37, com saldo de R\$ -21.786,46 no final do nono ano, e a partir do ano 10 o saldo se torna positivo, finalizando o décimo ano com saldo positivo de R\$ 12.984,82, e até o final do ano 25 o saldo acumulado será de R\$ 350.692,16. Conclui-se que o investimento é viável no cenário proposto. Assim, tem-se que o tempo de retorno do sistema para a alternativa 1 é de 10 anos.

4.1.3.3 Alternativa 2

Na alternativa 2, considerando a parte da fatura correspondente a TUSD, a parcela do fio B, e a parcela chamada fio A – a qual se refere aos custos do sistema

de transmissão da concessionária, e corresponde a 6% da fatura de energia – não serão compensadas pelos créditos gerados, ou seja, 34%, que deverão ser pagos integralmente à concessionária. 34% da fatura de energia não poderá ser compensada pelos créditos gerados pela unidade geradora. Assim, 66% da fatura de energia será compensada pela geração de energia da unidade consumidora.

Observando a Figura 39, o sistema leva doze anos para se pagar:

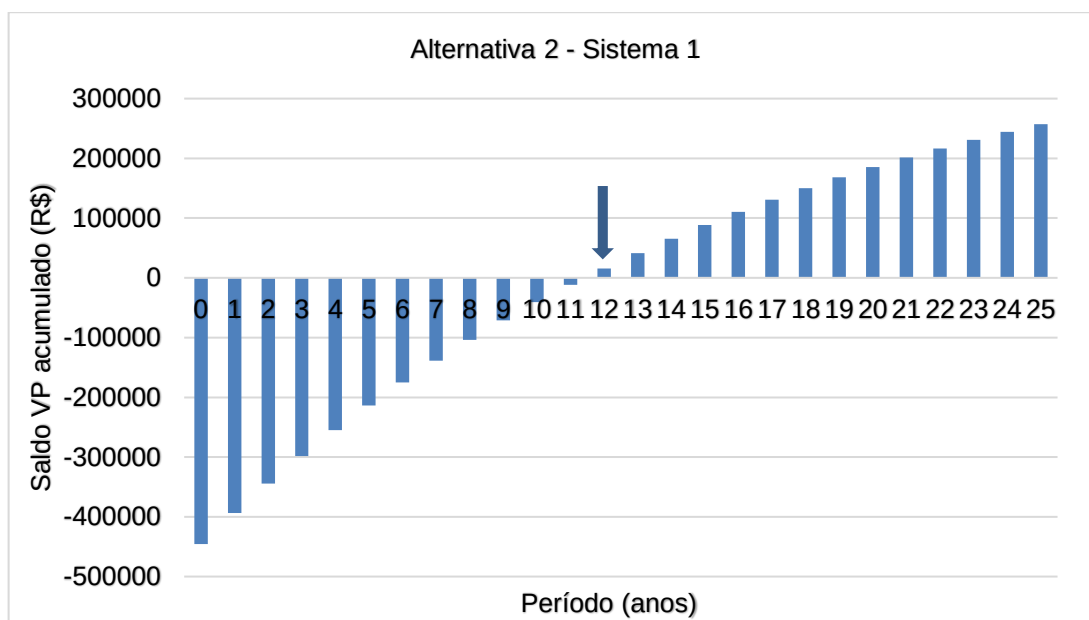


Figura 39 – Simulação da alternativa 2 para o sistema 1.

O custo evitado ao ano será de R\$ 80.298,50, finalizando o décimo primeiro ano com saldo de R\$ -11.785,20, e a partir do ano 12 o saldo se torna positivo, com saldo positivo de R\$ 15.533,31 no final do ano 12. Portanto, o investimento continua sendo viável na alternativa 2, mesmo com a redução de compensação dos créditos. No final dos 25 anos, o saldo acumulado do investimento para esse cenário será de R\$ 257.375,40. Logo, o tempo de retorno do investimento será de 12 anos.

4.1.3.4 Alternativa 3

Na alternativa 3, considerando a parte da fatura correspondente a TUSD, a parcela do fio B, do fio A, e dos encargos – os quais correspondem a 8% da fatura de energia – não serão compensados pelos créditos gerados, totalizando 42% das tarifas. Portanto, esse total deverá ser pago integralmente na fatura e somente 58% da fatura receberá a compensação dos créditos gerados.

Na Figura 40 é possível observar a viabilidade do investimento ao longo dos 25

anos:

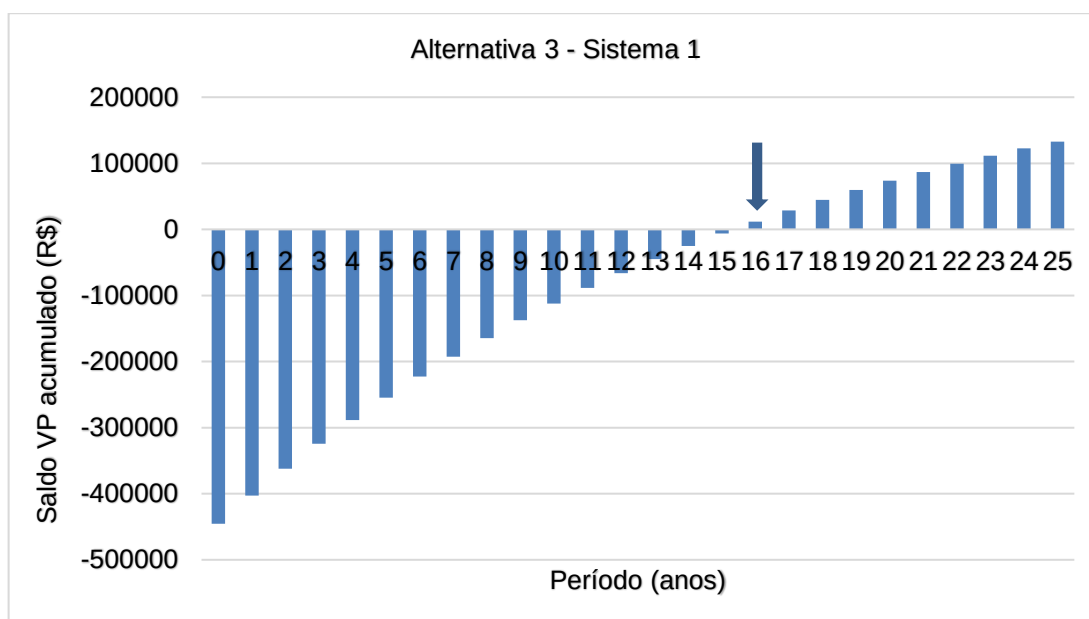


Figura 40 – Simulação da alternativa 3 para o sistema 1.

Assim, o sistema levará dezesseis anos para se pagar. O custo evitado anual nesse cenário será de R\$ 70.565,35, com saldo de R\$ -5.974,79 no final do ano 15, e encerrando o ano 16 com saldo positivo de R\$ 11.832,61. Conclui-se que o investimento no sistema ainda será viável, finalizando os 25 anos com R\$ 132.953,05 de saldo positivo acumulado com o investimento. Assim, tem-se que o tempo de retorno do investimento será de 16 anos.

4.1.3.5 Alternativa 4

Na alternativa 4, considerando a parte da fatura correspondente a TUSD, a parcela do fio B, do fio A, dos encargos, e das perdas – as quais correspondem a 8% da fatura de energia – não serão compensadas pelos créditos 50%, ou seja, somente 50% do total da fatura poderá ser compensado pela geração distribuída.

A Figura 41 mostra a análise para este cenário:

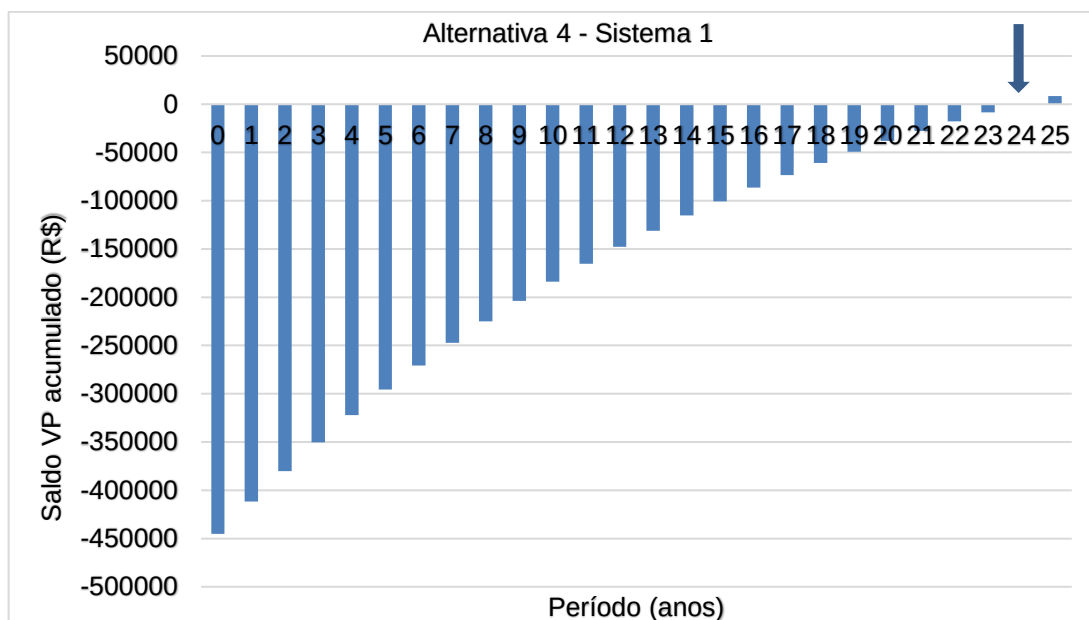


Figura 41 – Simulação da alternativa 4 para o sistema 1.

Dessa forma, o resultado é que o sistema levará vinte e quatro anos para se pagar, com custo evitado anual de R\$ 60.832,20, com saldo de R\$ -8.510,36 no final do ano 23, e a partir do ano 24 o saldo se torna positivo, com R\$ 258,34. Conclui-se que o sistema permanece viável, pois se torna positivo dentro dos 25 anos de vida útil do sistema, com saldo positivo de R\$ 8.530,70 no final do ano 25. Todavia, o saldo acumulado para essa alternativa será muito menor quando comparado com as alternativas anteriores; e se analisar outras possibilidades de investimento para o capital inicial, o investimento não será válido nessa alternativa.

4.1.3.6 Alternativa 5

Na alternativa 5, considerando a parte da fatura correspondente a TUSD, a parcela do fio B, do fio A, dos encargos, das perdas, e os encargos relativos à parte da fatura que corresponde à Tarifa de Energia (TE) – os quais correspondem a 12% da fatura de energia – não serão compensadas pelos créditos gerados, um total de 62%, ou seja, somente 38% do total da fatura poderá ser compensado pelos créditos gerados.

A Figura 42 traz a análise de viabilidade econômica ao longo dos 25 anos da vida útil do sistema:

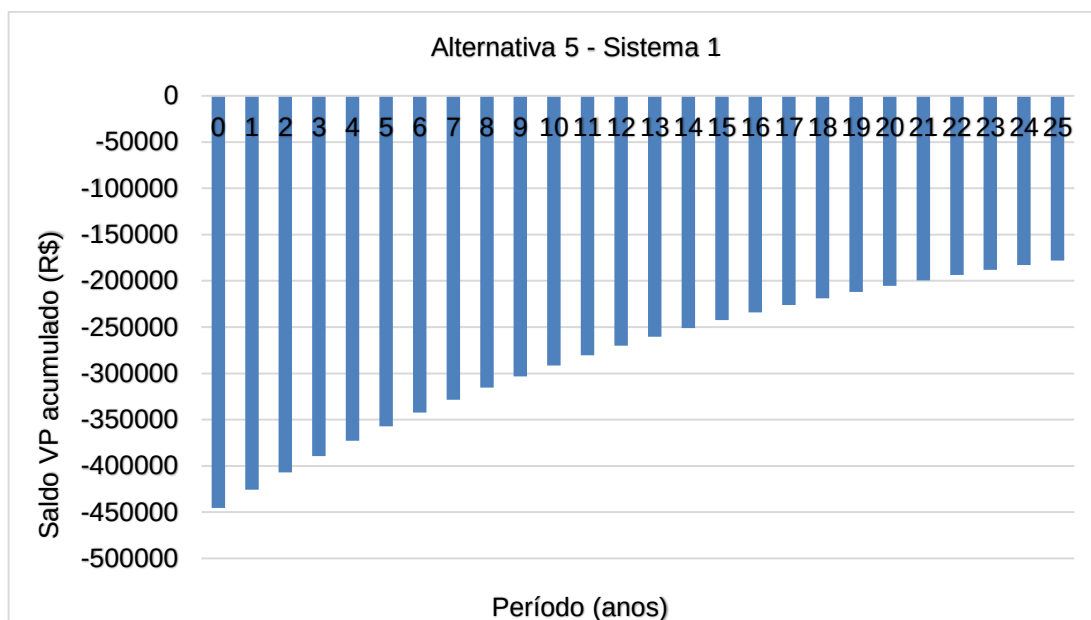


Figura 42 – Simulação da alternativa 5 para o sistema 1.

É possível concluir que o sistema não será viável, pois o saldo acumulado não se torna positivo, mesmo com o custo evitado anual de R\$ 46.232,47. Ao final do ano 25, o saldo acumulado ainda é negativo, em um total de R\$ 178.102,82, ou seja, o sistema não se pagará na alternativa 5, considerando investimentos iniciais e custos de operação e manutenção.

Na Figura 43, pode-se observar a comparação entre as seis alternativas e o saldo acumulado ao longo dos 25 anos para o sistema 1:

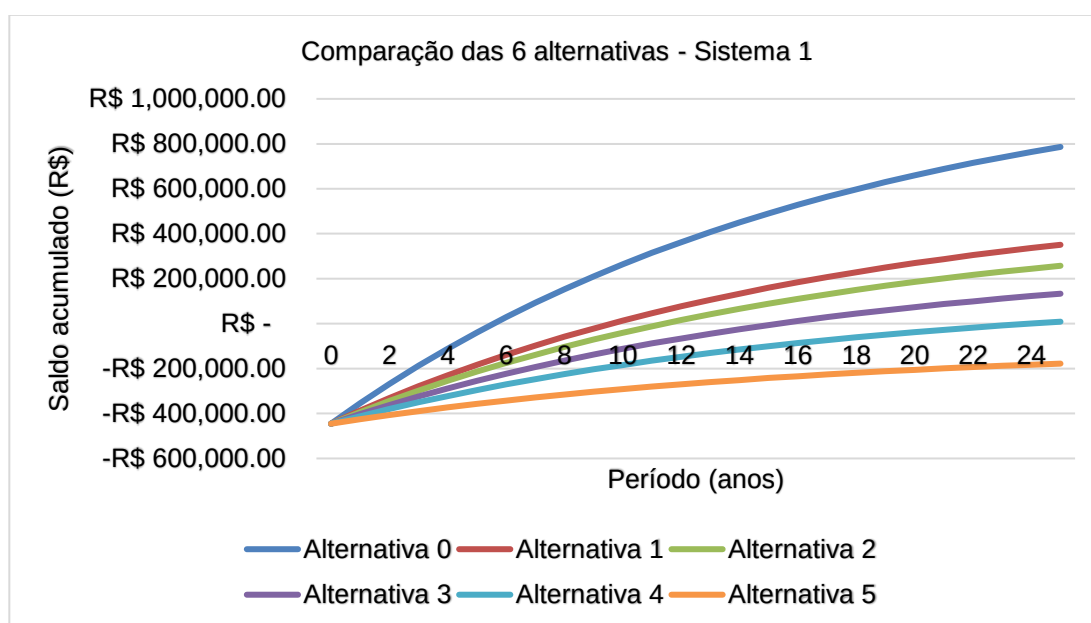


Figura 43 - Comparação das seis alternativas para o sistema 1.

No Quadro 1, é possível visualizar, de forma resumida, o tempo de retorno do investimento do sistema 1 para cada uma das alternativas propostas. A alternativa 4 não resultará em prejuízo, mas o lucro será muito baixo, e a alternativa 5 causará prejuízo para o proprietário ao final dos 25 anos, pois ainda estará com saldo negativo.

Quadro 1 - Comparativo entre as seis alternativas para o sistema 1.

Alternativa	Viável	Tempo de retorno	Saldo acumulado
0	Sim	6 anos	R\$ 786.170,38
1	Sim	10 anos	R\$ 350.692,16
2	Sim	12 anos	R\$ 257.375,40
3	Sim	16 anos	R\$ 132.953,05
4	Sim	24 anos	R\$ 8.530,70
5	Não	Não se paga	R\$ -178.102,82

4.1.3 Análise econômica com base nas alternativas propostas na PL

A análise de viabilidade econômica, com base na proposta do anteprojeto de Lei nº 2, traz que para as unidades cadastradas até 31 de dezembro de 2020 o sistema permanecerá na alternativa 0 até 31 de dezembro de 2046. Assim, uma vez que a unidade foi cadastrada no sistema de compensação dos créditos desde agosto de 2019, a dedução da energia injetada em todas as componentes tarifárias continua.

A partir de 1 de janeiro de 2047, a componente tarifária TUSD Fio B deverá ser paga integralmente pela unidade consumidora, não podendo haver dedução pelos créditos injetados na rede. Então, a partir dessa data, a unidade consumidora se enquadra na mesma situação da alternativa 1, em que não há a compensação de créditos da TUSD Fio B, não compensando 28% da fatura de energia. Portanto, assim como visto na Figura 38, o investimento no sistema continuará sendo viável, pois este investimento se pagará em 10 anos – muito antes do ano 2047.

4.2 Sistema 2: a biogás, modelo mistura completa em Ouro Verde do Oeste

O sistema 2 que opera com dejetos de suínos de terminação e matrizes, em operação 10 horas por dia, teve resultado do custo nivelado de energia positivo, ou seja, o kWh gerado é menor que o cobrado pela concessionária, o que torna o sistema viável. Para a análise econômica dos seis cenários propostos o investimento se mostrou vantajoso em todas as alternativas, pois foi considerada a comercialização

dos créditos excedentes com a cooperativa. A Figura 44 mostra o total de geração no período de 12 meses analisados, neste caso os meses de novembro a abril foram considerados a média de geração calculada.

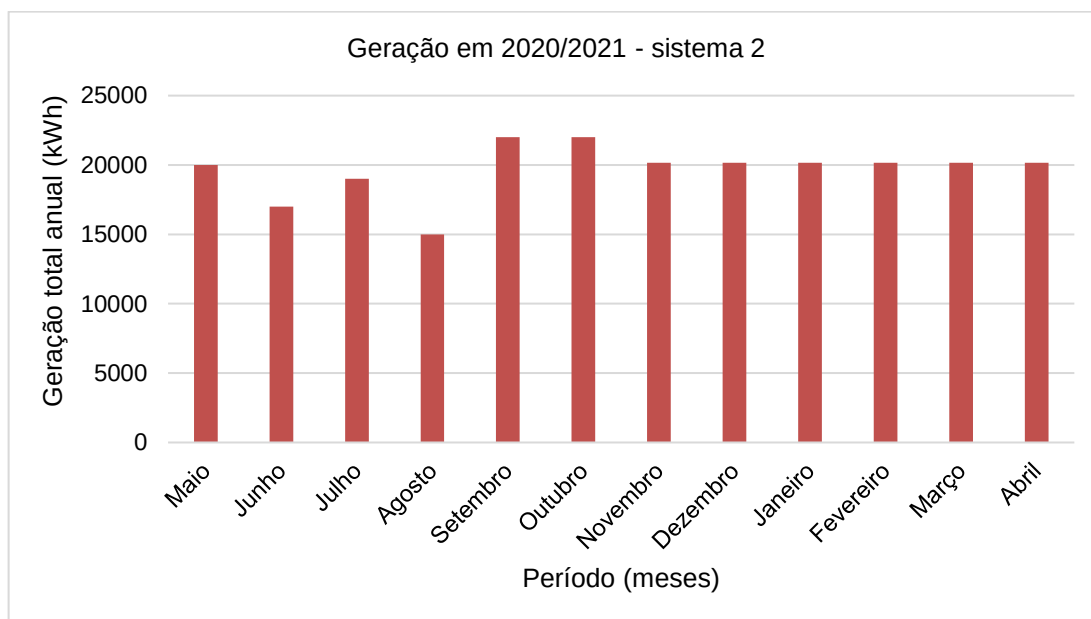


Figura 44 - Geração anual para o sistema 2.

4.2.1 Investimentos

Os investimentos iniciais foram para a construção do biodigestor modelo mistura completa; a aquisição e instalação do motor gerador; a instalação do filtro de ar; os custos para construção do biodigestor, como alvenaria, escavações e encanamento; e para a conexão do sistema na rede da concessionária, como está descrito na Tabela 5:

Tabela 5 - Investimentos iniciais para o sistema 2.	
Investimentos	Custos (R\$)
Biodigestor modelo mistura completa	R\$ 120.000
Encanamento	R\$ 6.000
Entrada de energia	R\$ 40.000
Motor gerador	R\$ 160.000
Filtro de ar (dessulfurização)	R\$ 30.000
Alvenaria/escavações	R\$ 20.000
Total	R\$ 376.000

Como a vida útil do sistema será calculada em 25 anos, além dos custos de

manutenção e operação do motor gerador, também foi considerada uma troca completa do equipamento.

Devido às altas concentrações de H_2S no biogás, é necessário fazer constantes manutenções no sistema, principalmente no motor, pois é um gás corrosivo que danifica os componentes internos do motor. Assim, deve-se considerar as manutenções preventivas e corretivas nos equipamentos.

As informações de custos e períodos das manutenções foram coletadas com o proprietário do sistema e com a empresa prestadora de serviços de manutenção e assistência técnica, e levou-se em consideração a vida útil dos equipamentos. Os dados estão dispostos na Tabela 6:

Tabela 6 - Custos anuais de manutenção e operação do sistema 2.

Tipo de manutenção	Custos (R\$)	Intervalo (horas)	Nº vezes ao ano	Custo anual (R\$)
Troca de óleo do motor	162	250	14,6	2.365,20
Cabo de vela	204	1600	2,28	465,38
Vela de ignição	114	400	9,13	1.040,25
Filtro de óleo	62	250	14,6	905,20
Filtro de ar	399	4800	0,76	303,41
Troca de mangueira	248	8000	0,46	113,15
Troca da bomba d'água	307	8000	0,46	140,07

Troca da bomba de óleo	552,38	8000	0,46	252,02
Revisão de cabeçote	3582	8000	2,19	1.634,29
Overhaul+troca do kit (pistão, anéis, camisa)	9185	24000	6,58	1.396,89
Troca completa do motor gerador	160000	-	-	6.400
Custo padrão bomba	500	-	-	6000

Além disso, foi considerado para esse sistema o lucro com a venda dos créditos excedentes para a cooperativa, que paga R\$ 0,50 centavos/kWh. Como o sistema não completou um ano de funcionamento, utilizando os dados de geração de seis meses fornecidos pelo proprietário e dados obtidos do próprio controlador do sistema, o cálculo estimado foi feito com base em 191 dias de operação, com 128.414 kWh gerados, o valor obtido médio de geração mensal foi de 20.169,74 kWh/mês. Subtraindo o custo de disponibilidade do sistema que para o padrão trifásico é 100 kWh, e o consumo médio da propriedade de 307,83 kWh, resulta em 19.761,91 kWh/mês. Então, o lucro será de aproximadamente R\$ 118.571,46 de receita positiva anualmente.

4.2.2 Resultados para LCOE

Para a análise do Custo Nivelado de Energia, foram considerados os custos iniciais de investimento; os custos de operação e manutenção, ao longo dos 25 anos da vida útil do sistema; e a geração total em kWh.

- Investimento inicial: R\$ 376.000;
- Custos de operação e manutenção anual: R\$ 21.015,85;
- Taxa de juros anual: 6%;
- Período: 25 anos;
- Total gerado: 242.032 kWh;

O cálculo do custo nivelado de energia foi feito com auxílio da equação 4 e o valor obtido foi de 0,208 R\$/kWh. Assim, comparando com o valor cobrado pela concessionária local, para um sistema instalado na área rural, tem-se:

$$LCOE < Tarifa da concessionária$$

$$0,208 < 0,61744$$

Comparando com o valor cobrado pela concessionária local, conclui-se que o sistema é viável, pois o custo nivelado de energia para esse sistema é menor que o valor da tarifa vigente, ou seja, o valor do kWh gerado é menor que o cobrado pela concessionária e os custos de investimentos iniciais e de operação e manutenção se pagam em um tempo menor que a vida útil do sistema.

Na Figura 45, pode-se observar os resultados ao longo dos 25 anos para a geração de energia e os custos:

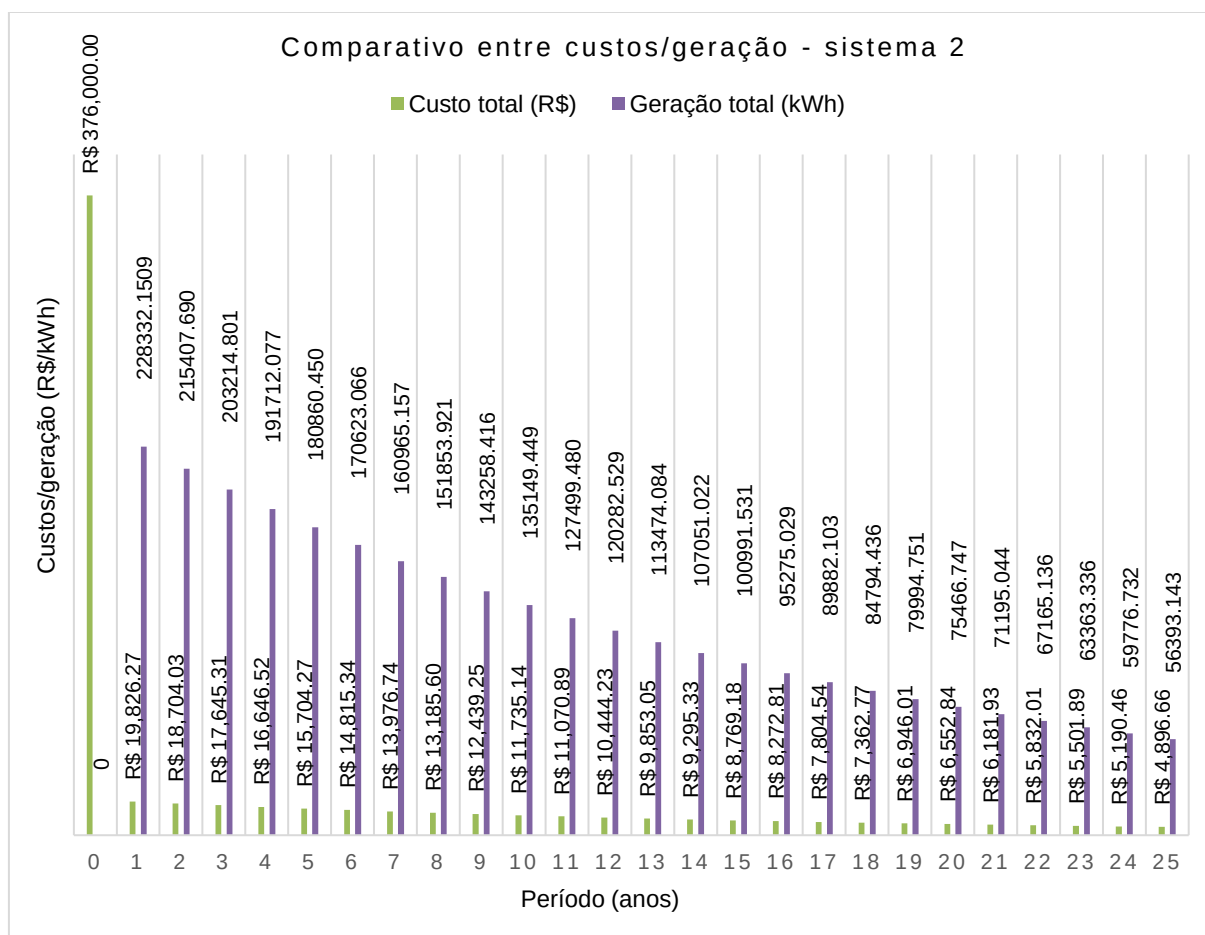


Figura 45 – Comparação de custos e geração para o sistema 2.

Percebe-se, pois, que os custos reduzem ao longo dos anos, pois o sistema consegue se pagar e a produção de energia vai diminuindo à medida que o sistema vai sofrendo depreciação ao longo do tempo. Mesmo com os custos altos de operação e manutenção, o saldo acumulado a cada ano é alto e paga os custos do sistema.

4.2.3 Análise de viabilidade econômica

Para a análise de viabilidade econômica, foram analisados 6 cenários, de acordo com as alterações propostas na revisão da REN 482. Para as alternativas 0 até a alternativa 5, o investimento é satisfatório, pois o tempo de retorno fica abaixo dos 25 anos, sendo que o investimento é vantajoso para qualquer das alternativas, pois, mensalmente, recebe um saldo positivo da cooperativa.

4.2.3.1 Alternativa 0

Na alternativa 0, a forma de compensação dos créditos permanece da mesma forma. Os créditos gerados são compensados em toda a fatura de energia, como ocorre atualmente no sistema, isto é, os créditos gerados são compensados automaticamente, contemplando todas as tarifas que compõem a fatura de energia.

O sistema leva dois anos para se pagar, com custo evitado anual de R\$ 104.593,22, conforme Figura 46:

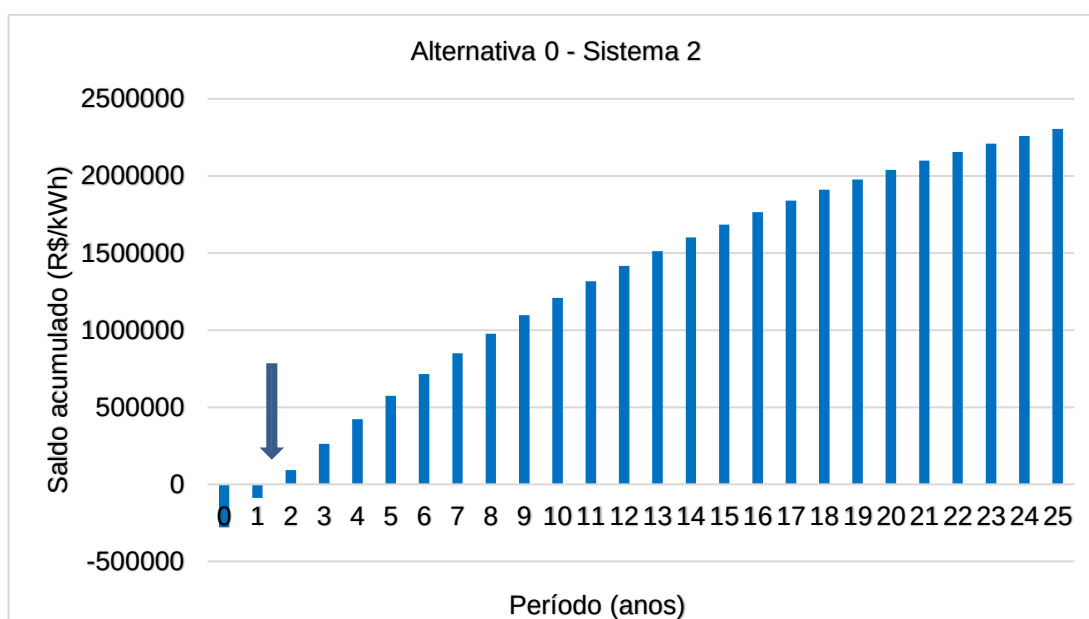


Figura 46 - Simulação da alternativa 0 para o sistema 2.

No final do ano 1 o saldo acumulado é de R\$ -87.748,55 e a partir do ano 2 o

saldo se torna positivo, com saldo acumulado de R\$ 92.158,34. Conclui-se que o sistema é viável, pois o saldo se torna positivo dentro do período da vida útil considerada para o sistema, com saldo acumulado no final do ano 25 de R\$ 2.305.620,95. Assim, tem-se que o tempo de retorno do investimento é de 2 anos.

4.2.3.2 Alternativa 1

Na alternativa 1, a parte da fatura correspondente a TUSD, a parcela do fio B – relativa aos custos do sistema de distribuição da concessionária, que corresponde a 28% do total da fatura de energia – não será compensada pelos créditos gerados, deverá ser paga integralmente à concessionária local.

Como pode ser visualizado na Figura 47, o sistema levará dois anos para se pagar:

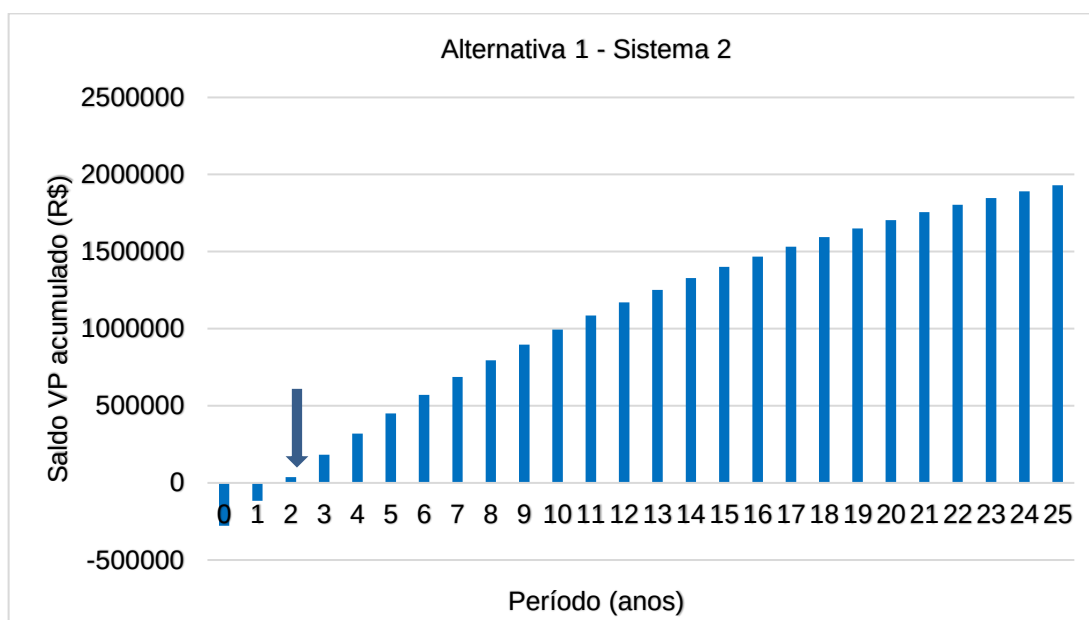


Figura 47 - Simulação da alternativa 1 para o sistema 2.

Logo, o custo evitado ao ano é de R\$ 75.307,23, com saldo de R\$ -115.376,84 no final do primeiro ano, e a partir do ano 2 o saldo se torna positivo, finalizando o segundo ano com saldo positivo de R\$ 38.465,61, e saldo acumulado de R\$ 1.931.247,63 até o final do ano 25, concluindo-se que o investimento é viável. Assim, o tempo de retorno do investimento é de 2 anos, levando em consideração os investimentos iniciais, os custos anuais de operação e manutenção e as receitas, que são os custos evitados anuais.

4.2.3.3 Alternativa 2

Na alternativa 2, considerando a parte da fatura correspondente a TUSD, a parcela do fio B e a parcela chamada fio A – a qual se refere aos custos do sistema de transmissão da concessionária, e corresponde a 6% da fatura de energia – não serão compensadas pelos créditos gerados de 34%, que deverão ser pagos integralmente na fatura à concessionária, e somente 66% serão compensados pelos créditos gerados.

Assim, de acordo com a Figura 48, o sistema leva dois anos para se pagar:

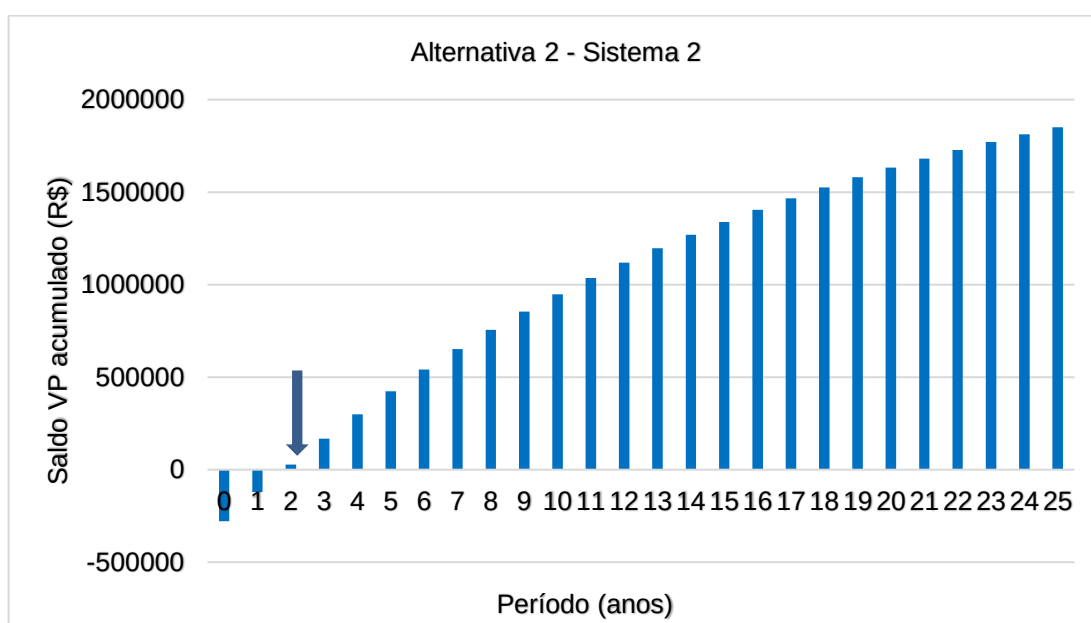


Figura 48 - Simulação da alternativa 2 para o sistema 2.

Portanto, o custo evitado anual é de R\$ 69.031,63, finalizando o primeiro ano com saldo de R\$ -121.297,22, e a partir do ano 2 o saldo se torna positivo, com saldo de R\$ 26.959,97, e R\$ 1.851.024,37 no final do ano 25. Portanto, o investimento é viável na alternativa 2. Mesmo com a redução de compensação dos créditos, o tempo de retorno do investimento é de 2 anos.

4.2.3.4 Alternativa 3

Na alternativa 3, considerando a parte da fatura correspondente a TUSD, a parcela do fio B, do fio A, e dos encargos – os quais correspondem a 8% da fatura de energia – não serão compensadas pelos créditos gerados de 42%. Portanto, esse total deverá ser pago integralmente na fatura, somente 58% da fatura receberá a

compensação dos créditos gerados.

Na Figura 49 é possível observar a viabilidade do investimento ao longo dos 25 anos:

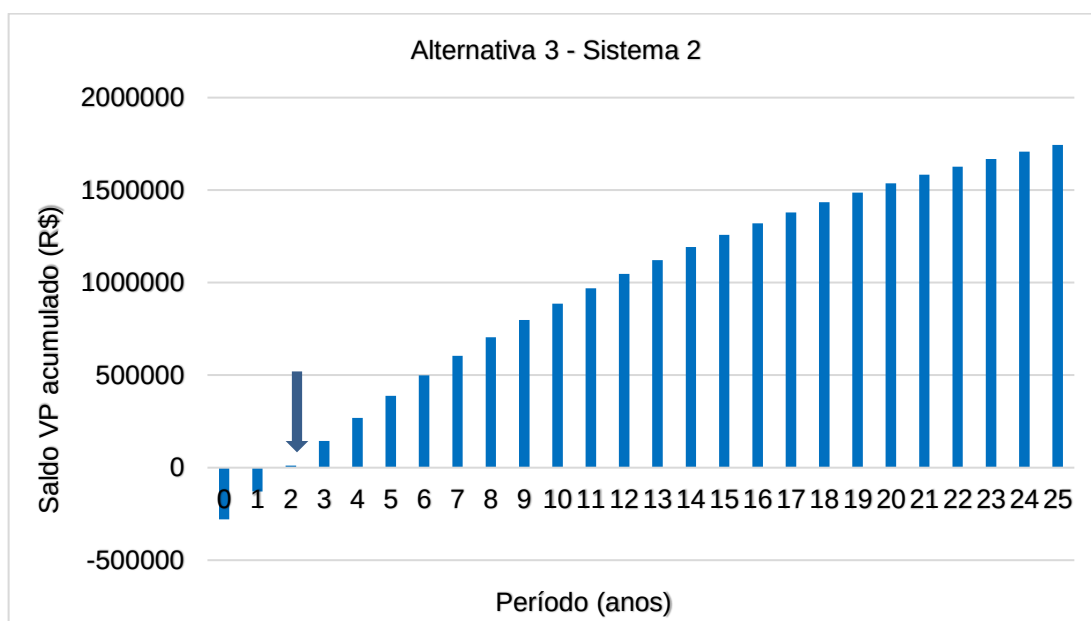


Figura 49 - Simulação da alternativa 3 para o sistema 2.

Observa-se que o sistema levará dois anos para se pagar, considerando o custo evitado anual de R\$ 60.664,16, com saldo de R\$ -129.191,06 no final do ano 1, e encerrando o ano 2 com saldo positivo de R\$ 11.619,11. Conclui-se que o investimento no sistema é viável, finalizando os 25 anos com saldo acumulado de R\$ 1.744.060,02, resultando em um tempo de retorno do investimento de 2 anos, sendo, pois, muito vantajoso.

4.2.3.5 Alternativa 4

Na alternativa 4 a parte da fatura correspondente a TUSD, a parcela do fio B, do fio A, dos encargos, e das perdas – as quais correspondem a 8% da fatura de energia – não serão compensadas pelos créditos de 50%, ou seja, somente 50% do total da fatura poderá ser compensado pela geração distribuída.

A Figura 49 mostra a análise econômica para este cenário:

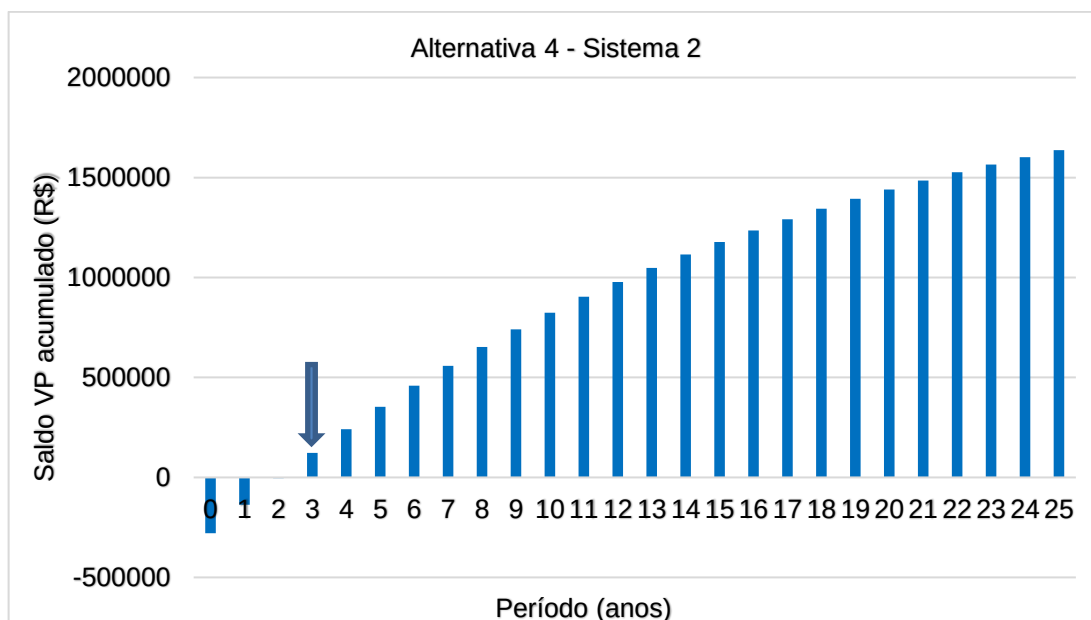


Figura 50 - Simulação da alternativa 4 para o sistema 2.

O resultado é que o sistema levará três anos para se pagar, com saldo de R\$ -3.721,75 no final do ano 2, finalizando o ano 3 com saldo positivo de R\$ 122.092,55. Conclui-se que o investimento é viável e satisfatório. Mesmo com custo evitado anual de R\$ 52.296,69, ele se paga dentro dos 25 anos de vida útil do sistema, e no final do ano 25 o saldo acumulado é de R\$ 1.637.095,68, com tempo de retorno do investimento de 3 anos.

4.2.3.6 Alternativa 5

Na alternativa 5, considerando a parte da fatura correspondente a TUSD, a parcela do fio B, do fio A, dos encargos, das perdas, e os encargos relativos a parte da fatura que corresponde à Tarifa de Energia (TE) – os quais correspondem a 12% da fatura de energia – não serão compensadas pelos créditos gerados, um total de 62%, ou seja, 62% das tarifas da fatura de energia deverão ser pagas integralmente à concessionária, e somente 38% será compensado pela geração de energia da unidade consumidora.

A Figura 51 mostra a análise econômica para este cenário:

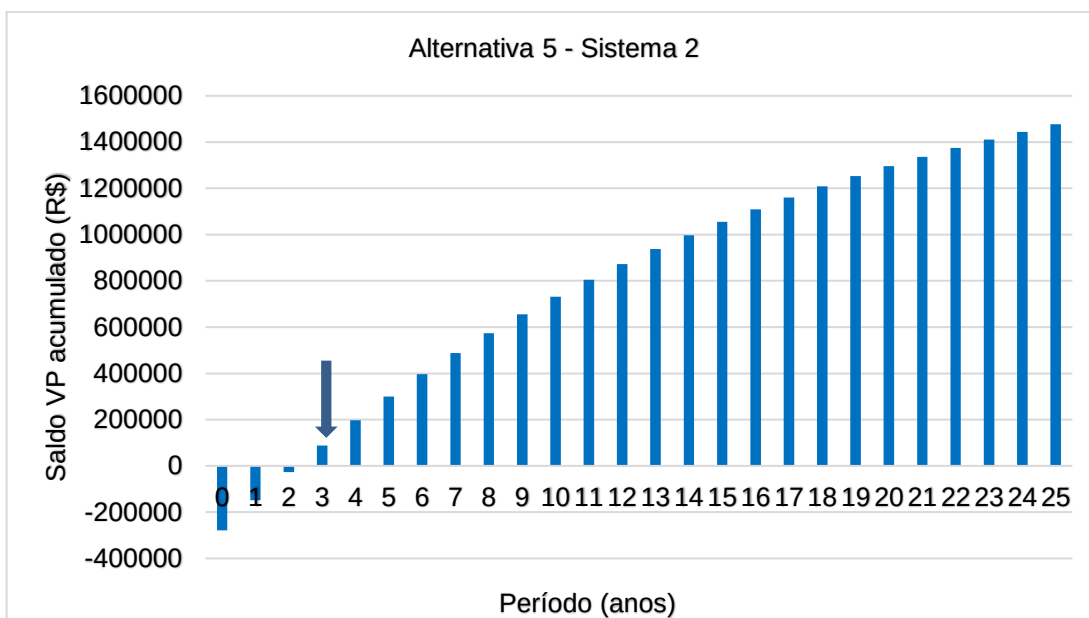


Figura 51 - Simulação da alternativa 5 para o sistema 2.

Assim sendo, o sistema levará três anos para se pagar, com custo evitado ao ano de R\$ 39.745,48, com saldo de R\$ -26.733,04 no final do ano 2, e a partir do ano 3 o saldo se torna positivo, com saldo acumulado de R\$ 88.543,03. Conclui-se que o sistema permanece viável, pois se torna positivo dentro dos 25 anos de vida útil do sistema, com saldo final acumulado de R\$ 1.476.649,16, com tempo de retorno do investimento de 3 anos.

Na Figura 52, pode-se observar a comparação entre as seis alternativas e o saldo acumulado ao longo dos 25 anos para cada alternativa, para o sistema 2:

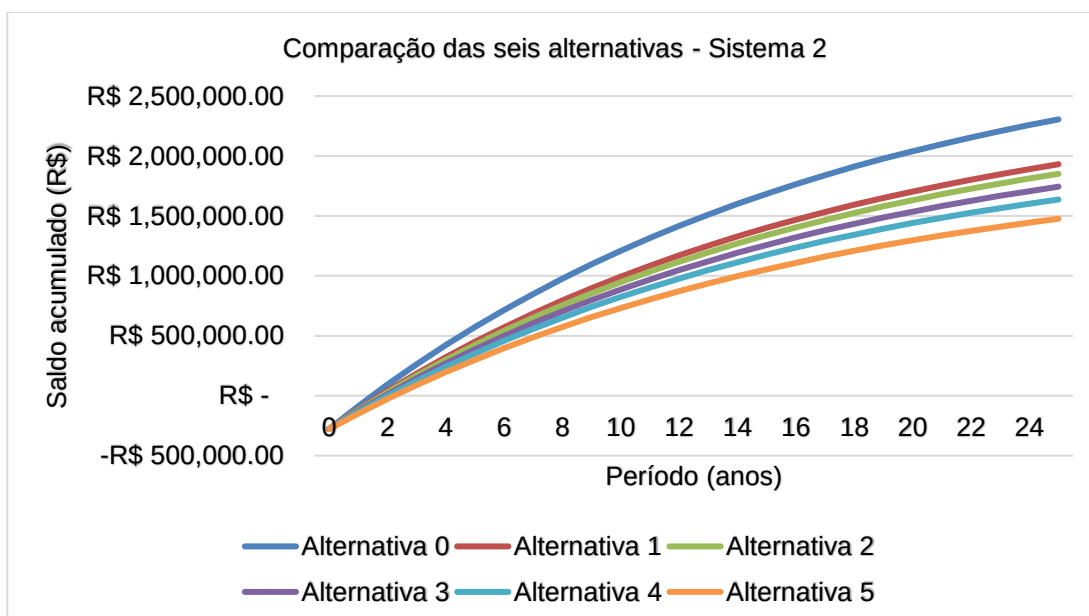


Figura 52 - Comparação das seis alternativas para o sistema 2.

No Quadro 2, pode-se visualizar, de forma resumida, o tempo de retorno do investimento do sistema 2 para cada uma das alternativas propostas. Todas as alternativas serão satisfatórias para o investimento. A melhor é a 0, porém mesmo no cenário menos favorável, que é a alternativa 5, o resultado ainda é viável, pois se paga em 3 anos, o que torna o investimento altamente lucrativo.

Quadro 2 - Comparativo entre as seis alternativas para o sistema 2.

Alternativa	Viável	Tempo de retorno	Saldo acumulado
0	Sim	2 anos	R\$ 2.305.620,95
1	Sim	2 anos	R\$ 1.931.247,63
2	Sim	2 anos	R\$ 1.851.024,37
3	Sim	2 anos	R\$ 1.744.060,02
4	Sim	3 anos	R\$ 1.637.095,68
5	Sim	3 anos	R\$ 1.476.649,16

4.2.4 Análise econômica com base nas alternativas da PL

A análise de viabilidade econômica, com base na proposta do anteprojeto de Lei nº 2, traz que para as unidades cadastradas até 31 de dezembro de 2020 o sistema permanecerá na alternativa 0 até 31 de dezembro de 2046. Assim, uma vez que a unidade foi cadastrada no sistema de compensação dos créditos desde agosto de 2019, a dedução da energia injetada em todas as componentes tarifárias continua.

A partir de 1 de janeiro de 2047, a componente tarifária TUSD Fio B deverá ser paga integralmente pela unidade consumidora, não podendo haver dedução pelos créditos injetados na rede. A partir dessa data, a unidade consumidora se enquadra na mesma situação da alternativa 1, em que não há a compensação de créditos da TUSD Fio B, não compensando 28% da fatura de energia. Portanto, assim como visto na Figura 46, o investimento no sistema continuará sendo viável, pois este investimento se pagará em 2 anos – muito antes do ano 2047.

4.3 Sistema 3: solar fotovoltaico

O sistema solar fotovoltaico, denominado de sistema 3, que opera em torno de 08 horas por dia, variando de acordo com as condições climáticas, apresentou

resultado positivo para o custo nivelado de energia quando comparado com as tarifas da concessionária. Para a análise econômica, dos seis cenários propostos, o investimento se mostrou vantajoso para cinco alternativas. Somente na alternativa 5 o investimento não será viável, pois não se paga ao longo da vida útil do sistema.

Na Figura 53, pode-se observar os dados de geração do sistema para o ano de 2020:

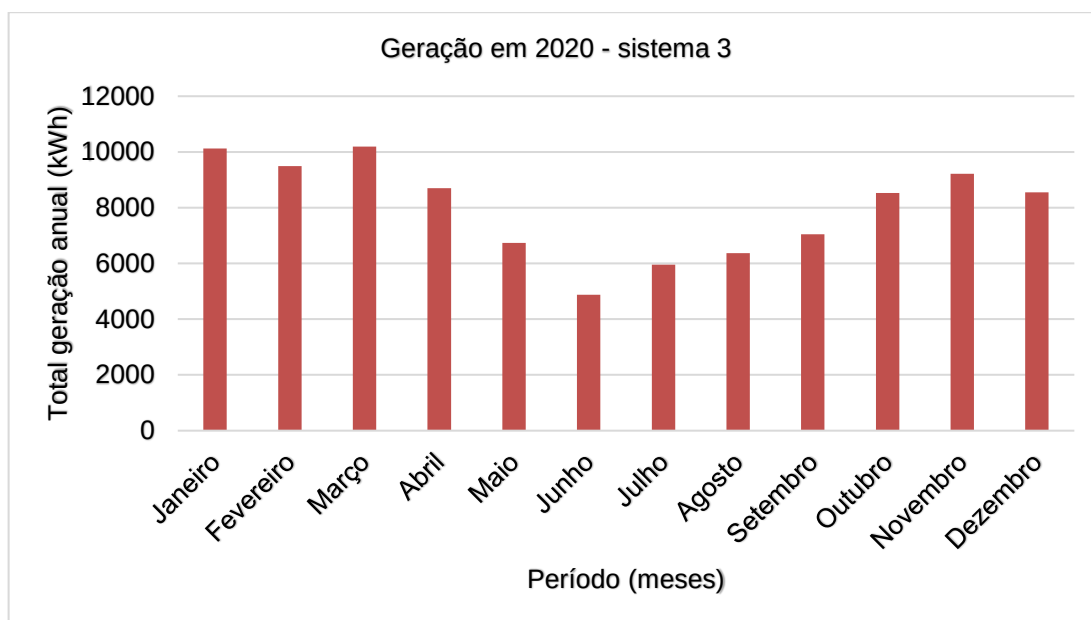


Figura 53 – Geração anual para o sistema 3.

Assim, os meses de maior geração foram janeiro, fevereiro, março, abril, outubro, novembro e dezembro. Março foi o mês de maior geração, com 10.194,71 kWh, e junho o mês de menor geração, com 4.870,89 kWh. O total gerado no ano foi de 95.786,79 kWh e a média anual de 7.982,23 kWh.

4.3.1 Investimentos

Os investimentos foram para adquirir os materiais do sistema, painéis, inversores, estruturas de fixação no telhado, cabeamento e demais acessórios; bem como mão de obra especializada para a instalação – tudo adquirido diretamente com a empresa especializada no serviço, como está disposto na Tabela 7:

Tabela 7 - Investimentos iniciais para o sistema 3.

Investimentos	Custos (R\$)
Sistema solar fotovoltaico completo	R\$ 290.000

Não foi necessário alterar o padrão de entrada, pois a unidade consumidora já possuía um disjuntor geral trifásico de 200 A, e não foi necessário pedir aumento de carga para esse padrão. Como os inversores possuem entrada trifásica de 380 V, foi necessário adquirir dois autotransformadores 220/380 V para fazer a conexão, já que o padrão trifásico da rede da COPEL é de 220 V. Como a vida útil do sistema será calculada em 25 anos, além dos custos de manutenção e operação, que são os custos com limpeza dos painéis fotovoltaicos, deve ser considerada a troca dos inversores a cada 10 anos, ou seja, serão duas trocas.

As informações de custos e períodos das limpezas preventivas, para que não se reduza a eficiência do sistema, foram coletadas com o proprietário do sistema e com a empresa prestadora de serviços de manutenção e assistência técnica, também levando em consideração a vida útil dos equipamentos. Os dados estão dispostos na Tabela 8:

Tabela 8 - Custos de manutenção e operação anuais do sistema 3.

Tipo de manutenção	Custos (R\$)	Intervalo	Custo anual (R\$)
Limpeza dos painéis	1.100	2 vezes ao ano	2.200
Troca de inversores	48.000	A cada 10 anos	3.840

4.3.2 Resultados para LCOE

Para a análise do custo nivelado de energia, foram considerados os custos iniciais de investimento; os custos de operação e manutenção, ao longo dos 25 anos da vida útil do sistema; e o total de geração em kWh.

- Investimento inicial: R\$ 290.000;
- Custos de operação e manutenção anual: R\$ 6.060,00;
- Taxa de juros anual: 6%;
- Período: 25 anos;

O cálculo do custo nivelado de energia foi feito com auxílio da equação 4, e o valor obtido foi de 0,329 R\$/kWh. Assim, comparando com o valor cobrado pela concessionária local, para um sistema instalado na área urbana comercial, tem-se:

$$LCOE < Tarifa da concessionária$$

$$0,329 < 0,75297$$

Fazendo a comparação com o valor cobrado pela concessionária local, conclui-se que o sistema é viável, pois o custo nivelado de energia para esse sistema é menor que o valor da tarifa vigente, ou seja, o valor do kWh gerado é menor que o cobrado pela concessionária, então o sistema é viável e os custos de investimentos iniciais e de operação e manutenção se pagam em um tempo menor que a vida útil do sistema.

Na Figura 54, a seguir, pode-se observar a geração e custos ao longo dos 25 anos para o investimento.

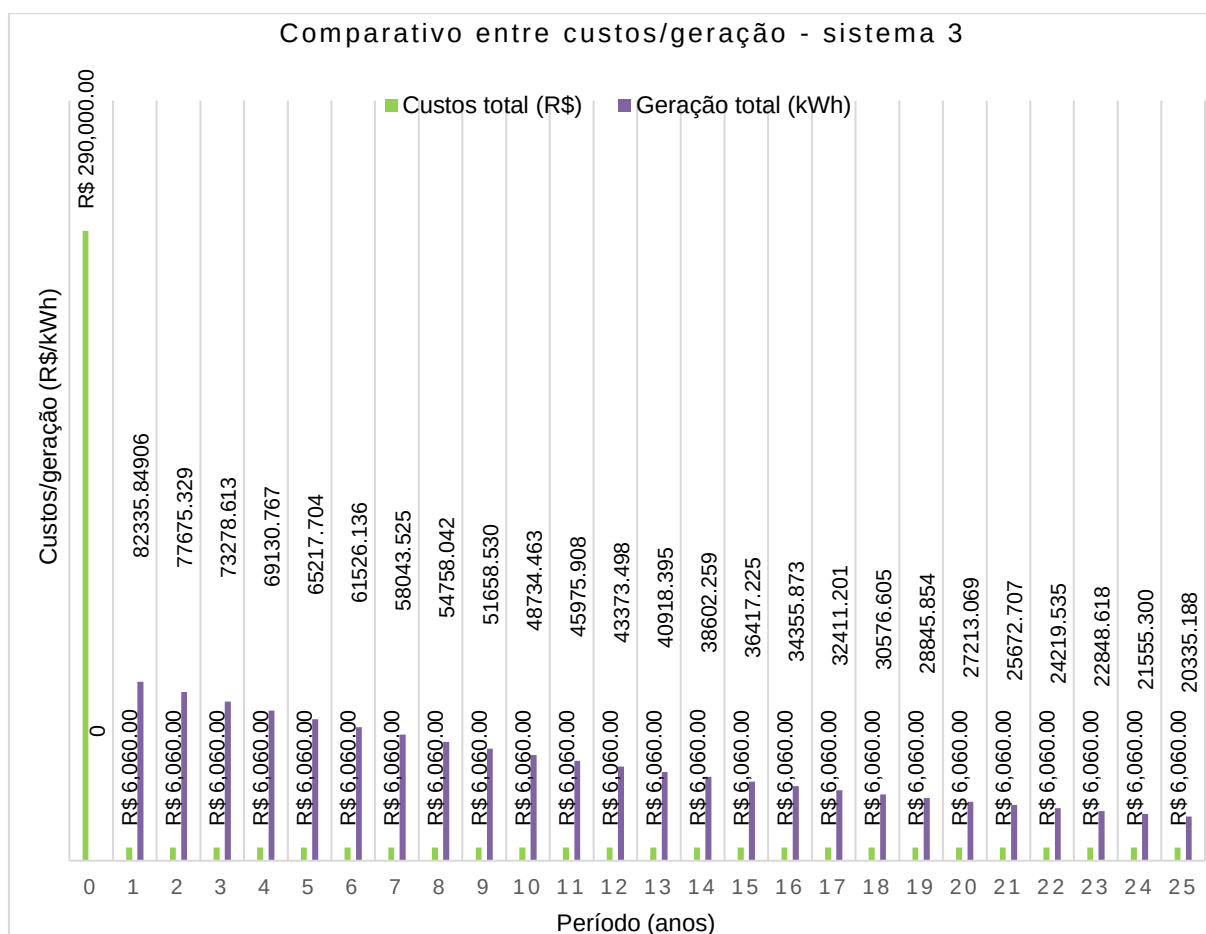


Figura 54 – Comparação de custos e geração para o sistema 3.

Percebe-se que os custos reduzem ao longo dos anos, pois o sistema se paga e se torna lucrativo, e a geração de energia diminui à medida que o sistema vai sofrendo depreciação ao longo do tempo.

4.3.3 Análise de viabilidade econômica

Para a análise de viabilidade econômica, foram analisados 6 cenários, de acordo com as alterações propostas na revisão da REN 482. Para as alternativas 0 até a alternativa 4, o investimento é satisfatório, pois o tempo de retorno fica abaixo dos 25 anos, porém a alternativa 5 gera prejuízos, uma vez que chegará ao final dos 25 anos com saldo acumulado negativo.

4.3.3.1 Alternativa 0

Na alternativa 0 a forma de compensação dos créditos permanece da mesma forma que é praticada atualmente. Os créditos gerados são compensados em toda a fatura de energia, como ocorre atualmente no sistema, ou seja, os créditos gerados são compensados automaticamente contemplando todas as tarifas que compõem a fatura de energia.

Assim, de acordo com a Figura 55, o sistema leva sete anos para se pagar, com custo evitado anual no valor de R\$ 65.042,05:

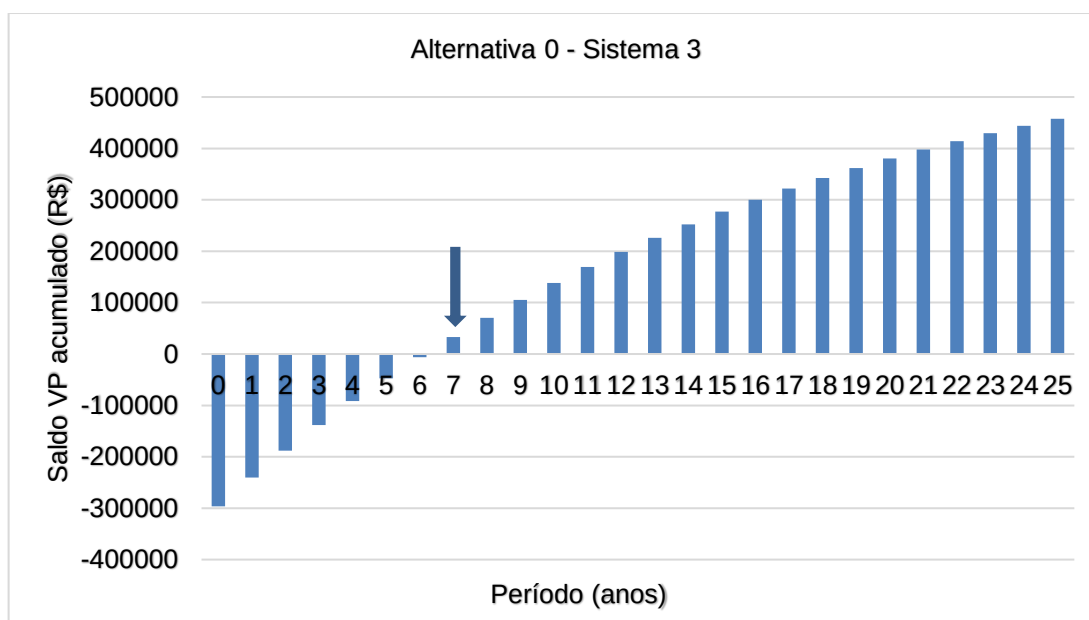


Figura 55 – Simulação da alternativa 0 para o sistema 3.

No final do ano 6, o saldo acumulado é de R\$ -6.026,14, e do ano 7 o saldo se torna positivo, com acumulado de R\$ 33.200,29. Conclui-se que o sistema é viável, pois o saldo se torna positivo dentro do período da vida útil considerada para o sistema solar fotovoltaico, com saldo acumulado de R\$ 457.928,53 ao final dos 25 anos e com

tempo de retorno do investimento de sete anos.

4.3.3.2 Alternativa 1

Para a alternativa 1, a parte da fatura correspondente a TUSD, a parcela do fio B – relativa aos custos do sistema de distribuição da concessionária, que corresponde a 28% do total da fatura de energia – não será compensada pelos créditos gerados. Ela deverá ser paga integralmente à concessionária local. Os créditos gerados compensarão somente 72% da fatura.

Observando a Figura 56, o sistema levará dez anos para se pagar, considerando o custo evitado ao ano de R\$ 46.830,27, com saldo de R\$ -18.753,14 no final do nono ano:

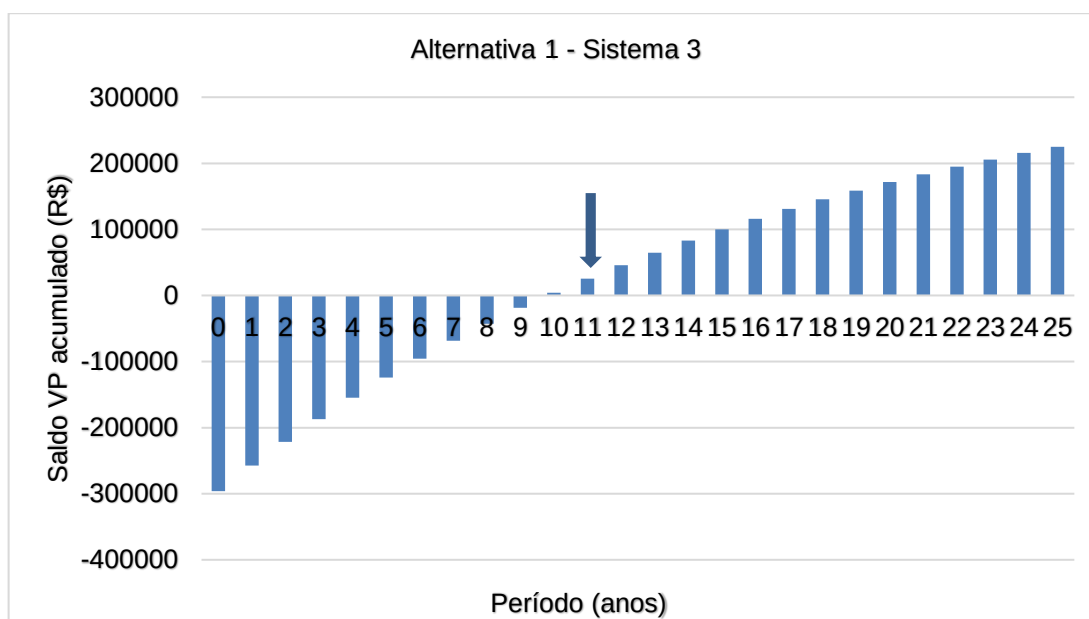


Figura 56 – Simulação da alternativa 1 para o sistema 3.

A partir do ano 10, o saldo se torna positivo, finalizando o décimo ano com saldo positivo de R\$ 4.012,77 e ao final dos 25 anos com saldo acumulado de R\$ 225.120,94. Conclui-se que o investimento é viável, com tempo de retorno de dez anos.

4.3.3.3 Alternativa 2

Para a alternativa 2, a parte da fatura correspondente a TUSD, a parcela do fio B e a parcela chamada fio A – que se refere aos custos do sistema de transmissão da

concessionária, o que corresponde a 6% da fatura de energia – não serão compensadas pelos créditos gerados. Portanto, 34% deverão ser pagos integralmente na fatura à concessionária e somente 66% da fatura de energia poderá ser compensada pelos créditos gerados pela unidade geradora.

De acordo com a Figura 57, o sistema leva doze anos para se pagar, com custo evitado anual de R\$ 42.927,75, finalizando o décimo primeiro ano com saldo de R\$ - 5.288,67:

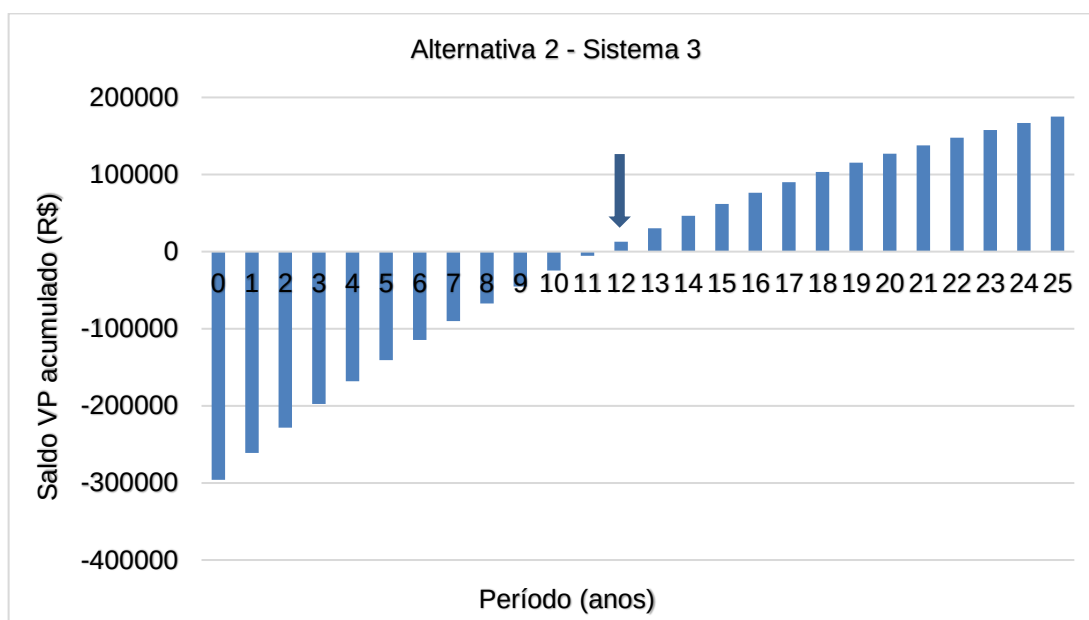


Figura 57 - Simulação da alternativa 2 para o sistema 3.

A partir do ano 12, o saldo se torna positivo, com saldo de R\$ 13.033,48. Assim, o investimento continua sendo viável na alternativa 2, mesmo com a redução de compensação dos créditos, com saldo acumulado no ano 25 de R\$ 175.233,60, com tempo de retorno do investimento de doze anos.

4.3.3.4 Alternativa 3

Na alternativa 3, a parcela da fatura correspondente a TUSD, a parcela do fio B, do fio A e dos encargos – o que corresponde a 8% da fatura de energia – não serão compensadas pelos créditos gerados, isto é, 42%. Logo, esse total deverá ser pago integralmente na fatura e somente 58% da fatura receberá a compensação dos créditos gerados.

Na Figura 58, é possível observar a viabilidade do investimento ao longo dos

25 anos:

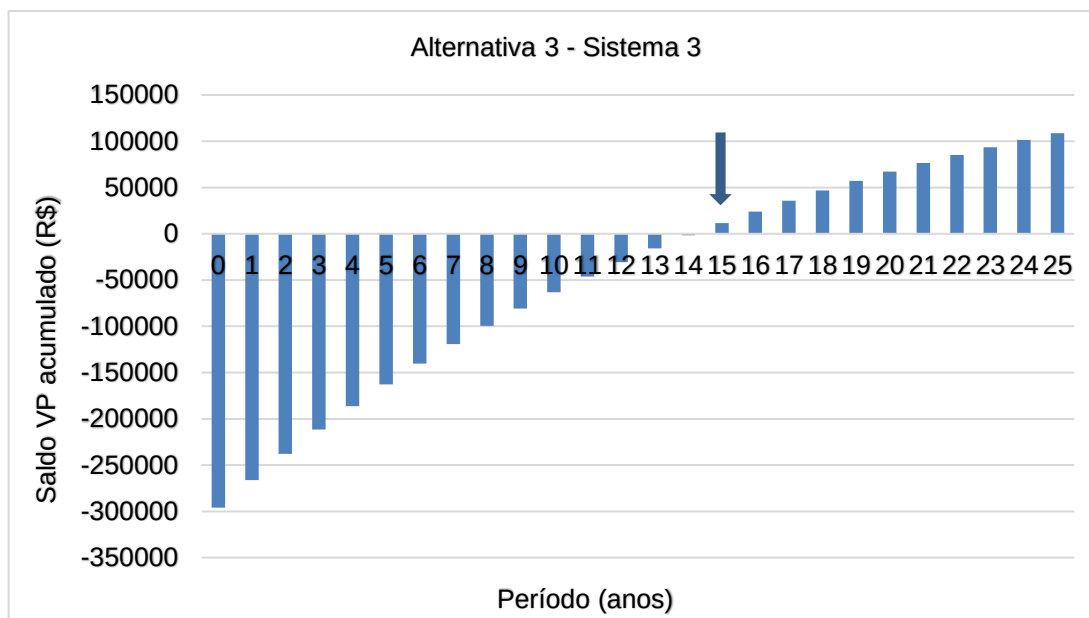


Figura 58 - Simulação da alternativa 3 para o sistema 3.

Observa-se que o sistema levará quinze anos para se pagar. O custo evitado anual é de R\$ 37.724,39, com saldo de R\$ -1.740,02 no final do ano 14, e encerrando o ano 15 com saldo positivo de R\$ 11.472,42, com saldo acumulado total ao final dos 25 anos de R\$ 108.717,15. Conclui-se que o investimento no sistema ainda será viável, com tempo de retorno de quinze anos.

4.3.3.5 Alternativa 4

Na alternativa 4, a parte da fatura que corresponde a TUSD, a parcela do fio B, do fio A, dos encargos e das perdas – o que corresponde a 8% da fatura de energia – não serão compensadas pelos créditos de 50%, ou seja, somente 50% do total da fatura poderá ser compensado pela geração distribuída.

A Figura 59 mostra a análise econômica para este cenário:

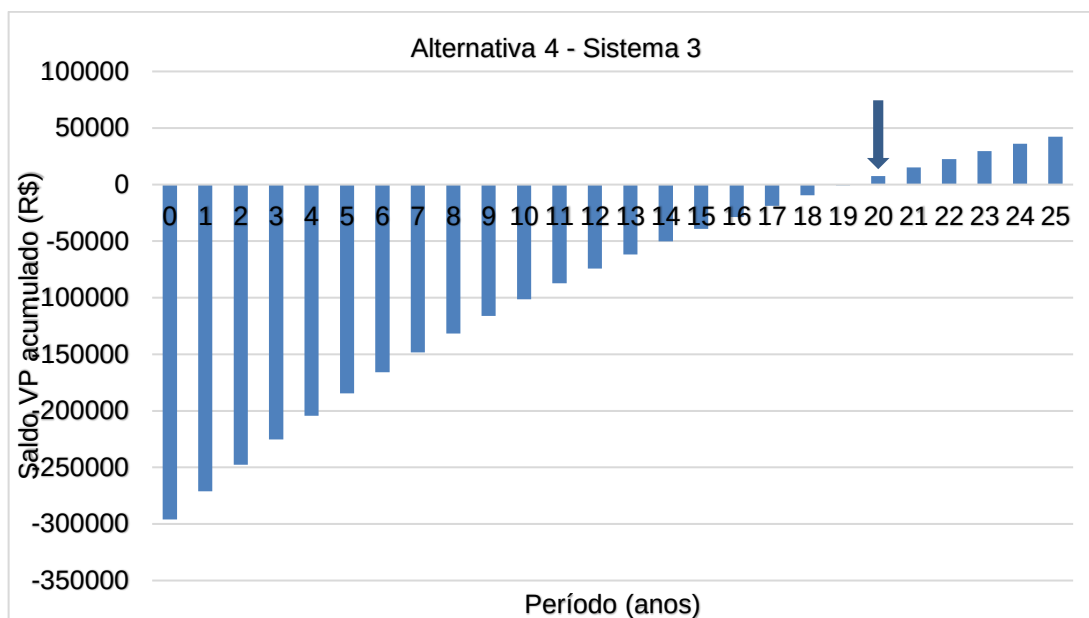


Figura 59 - Simulação da alternativa 4 para o sistema 3.

O resultado é que o sistema levará vinte anos para se pagar. O custo evitado anual para essa alternativa é de R\$ 32.521,02, com saldo de R\$ -804,81 no final do ano 19, e a partir do ano 20 o saldo se torna positivo, com R\$ 7.445,86. Conclui-se que o sistema permanece viável, pois se torna positivo dentro dos 25 anos de vida útil do sistema, com saldo acumulado de R\$ 42.200,69 no final do período e tempo de retorno de vinte anos.

Assim, se comparada com outras formas de investimentos, a alternativa 4 não é tão vantajosa ao final dos 25 anos. Mesmo que o investimento não gere prejuízos, o saldo acumulado será muito menor quando comparado com as alternativas anteriores.

4.3.3.6 Alternativa 5

Na alternativa 5, considerando a parte da fatura correspondente a TUSD, a parcela do fio B, do fio A, dos encargos, das perdas e os encargos relativos a parte da fatura que corresponde a Tarifa de Energia (TE) – o que corresponde a 12% da fatura de energia – não serão compensadas pelos créditos gerados, um total de 62%, isto é, somente 38% das tarifas da fatura de energia poderão ser compensadas pela geração distribuída.

A Figura 60 traz a análise de viabilidade econômica ao longo dos 25 anos da vida útil do sistema:

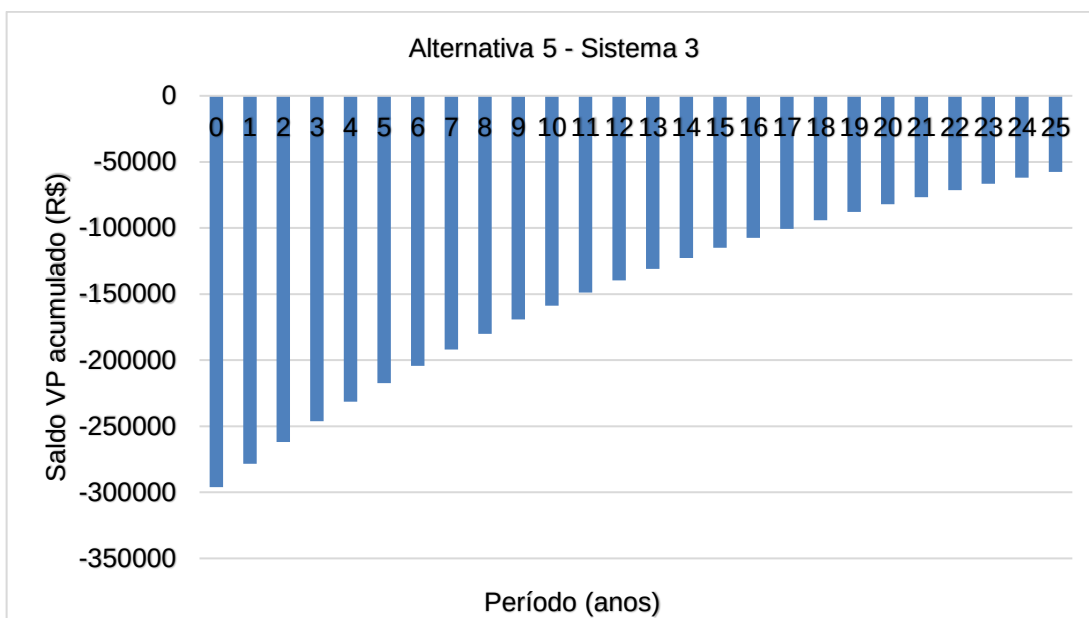


Figura 60 - Simulação da alternativa 5 para o sistema 3.

É possível concluir que o sistema não será viável, pois o saldo acumulado não se torna positivo. O custo evitado anual para essa alternativa é de R\$ 24.715,98, ao final do ano 25 o saldo acumulado ainda é negativo, em um total de R\$ -57.573,99, ou seja, o sistema não se pagará na alternativa 5, considerando investimentos iniciais e custos de operação e manutenção.

Na Figura 61, pode-se observar a comparação entre as seis alternativas e o saldo acumulado ao longo dos 25 anos, para cada alternativa, para o sistema 3.

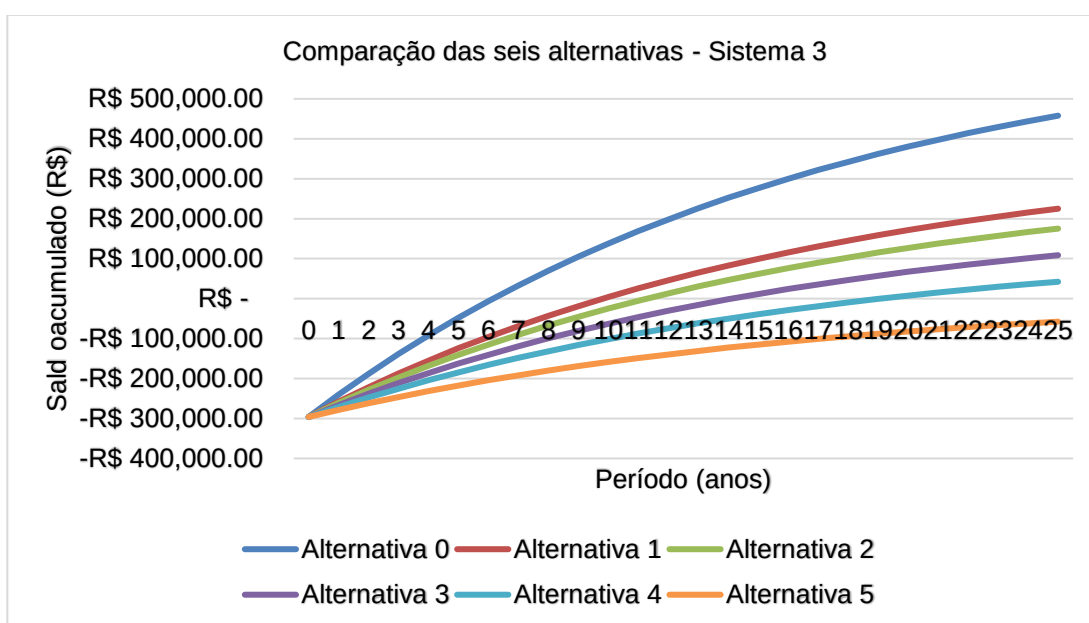


Figura 61 – Comparação das seis alternativas para o sistema 3.

No Quadro 3, pode-se visualizar, de forma resumida, o tempo de retorno do investimento do sistema 3 para cada uma das alternativas propostas. As alternativas 0 até a 4 serão satisfatórias para o investimento, sendo lucrativas ao final do período. A melhor alternativa é a 0, com saldo acumulado muito maior quando comparado as demais. A alternativa 5 gerará prejuízos para o proprietário do investimento, visto que o sistema não se paga, chegando ao ano 25 com saldo acumulado negativo.

Quadro 3 - Comparação entre as seis alternativas para o sistema 3.

Alternativa	Viável	Tempo de retorno	Saldo acumulado
0	Sim	7 anos	R\$ 457.928,53
1	Sim	10 anos	R\$ 225.120,94
2	Sim	12 anos	R\$ 175.233,60
3	Sim	15 anos	R\$ 108.717,15
4	Sim	20 anos	R\$ 42.200,69
5	Não	Não se paga	R\$ -57.573,99

4.3.4 Análise econômica com base nas alternativas propostas na PL

A análise de viabilidade econômica, com base na proposta do anteprojeto de Lei nº 2, traz que para as unidades cadastradas até 31 de dezembro de 2020 o sistema permanecerá na alternativa 0 até 31 de dezembro de 2046. Assim, uma vez que a unidade foi cadastrada no sistema de compensação dos créditos desde agosto de 2019, a dedução da energia injetada em todas as componentes tarifárias continua.

A partir de 1 de janeiro de 2047, a componente tarifária TUSD Fio B deverá ser paga integralmente pela unidade consumidora, não podendo haver dedução pelos créditos injetados na rede. Então, a partir dessa data, essa unidade consumidora também se enquadra na mesma situação da alternativa 1, onde não há a compensação de créditos da TUSD Fio B, não compensando 28% da fatura de energia. Portanto, assim como foi visto na Figura 54, o investimento no sistema continuará sendo viável, pois esse investimento se pagará em 10 anos – muito antes do ano 2047.

4.4 Sistema 4: híbrido – solar fotovoltaico e a biogás

O sistema híbrido, denominado de sistema 4, foi simulado para operação em torno de 08 horas por dia, utilizando a fonte solar fotovoltaica, e 10 horas por noite,

por meio do biogás. Essa simulação apresentou resultado positivo para o custo nivelado de energia quando comparado com as tarifas da concessionária. Para a análise econômica dos seis cenários propostos, o investimento se mostrou vantajoso somente para a alternativa 0, nas demais o investimento não será viável pois não se paga ao longo da vida útil do sistema.

4.4.1 Investimentos

Esse sistema fica enquadrado no grupo tarifário A. Logo, nos custos anuais de operação foi incluído o custo da demanda que deverá ser pago à concessionária. Foi considerado que não haverá custos com energia reativa, demanda excedente e consumo no horário de ponta. Os investimentos para essa simulação estão apresentados na Tabela 9, a seguir. Não foi considerada para essa simulação venda de excedente de créditos para cooperativas.

Tabela 9 – Investimentos iniciais para o sistema 4.	
Investimentos	Custos (R\$)
Biodigestor	120.000,00
Encanamento, alvenarias	26.000,00
Motor gerador	160.000,00
Filtro de ar	30.000,00
Entrada GD	40.000,00
Sistema solar fotovoltaico completo	R\$ 290.000
Total	666.000,00

Os custos de manutenção e operação para o sistema 4 serão os mesmos já apresentados na Tabela 5, para o sistema a biogás, e da Tabela 7, para o sistema solar fotovoltaico, acrescentando o custo com o pagamento de demanda, nesse caso, para 150 kW, no valor de R\$ 22,41 o kW, gerando um total de R\$ 40.338,00 anualmente.

4.4.2 Resultados para LCOE

Para a análise do custo nivelado de energia, foram considerados os custos iniciais de investimento; os custos de operação e manutenção, ao longo dos 25 anos da vida útil do sistema; a geração total em kWh.

- Investimento inicial: R\$ 666.000;
- Custos de operação e manutenção anual: R\$ 67.413,85;
- Taxa de juros anual: 6%;
- Período: 25 anos;
- Total gerado: 87.276 kWh;

O cálculo do custo nivelado de energia foi feito com auxílio da equação 4, e o valor obtido foi de 0,363 R\$/kWh. Assim, comparando com o valor cobrado pela concessionária local, para um sistema instalado na área rural, tem-se:

$$LCOE < Tarifa da concessionária$$

$$0,363 < 0,61744$$

Comparando com o valor cobrado pela concessionária local, conclui-se que o sistema é viável, pois o custo nivelado de energia para esse sistema é menor que o valor da tarifa vigente, ou seja, o valor do kWh gerado é menor que o cobrado pela concessionária e os custos de investimentos iniciais e de operação e manutenção se pagam em um tempo menor que a vida útil do sistema. Na Figura 62, abaixo, pode-se observar os resultados ao longo dos 25 anos para a geração de energia e os custos.

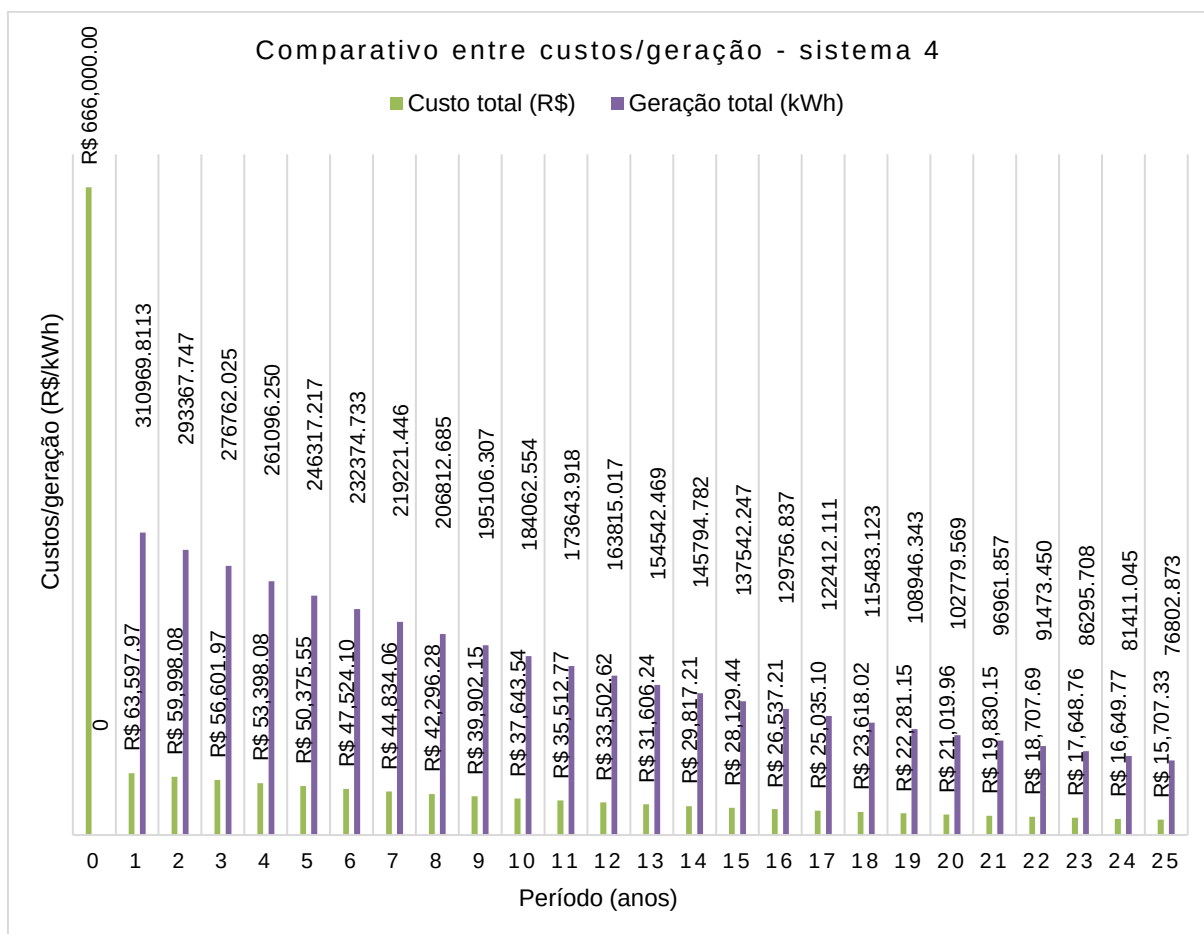


Figura 62 – Comparação de custos e geração para o sistema 4.

Assim, mesmo com os custos altos de operação e manutenção, o saldo acumulado a cada ano é alto e paga os custos do sistema.

4.4.3 Análise de viabilidade econômica

Para a análise de viabilidade econômica, foram analisados 6 cenários, de acordo com as alterações propostas na revisão da REN 482. Para a alternativa 0, o investimento é satisfatório, pois o tempo de retorno fica abaixo dos 25 anos, porém da alternativa 1 até a 5 gera prejuízos, uma vez que chegará ao final dos 25 anos com saldo acumulado negativo.

4.4.3.1 Alternativa 0

Na alternativa 0, os créditos gerados são compensados em toda a fatura de energia, como ocorre atualmente no sistema, isto é, os créditos são compensados automaticamente contemplando todas as tarifas que compõem a fatura de energia.

Portanto, de acordo com a Figura 63, o sistema leva quinze anos para se pagar,

com custo evitado anual no valor de R\$ 143.159,21:

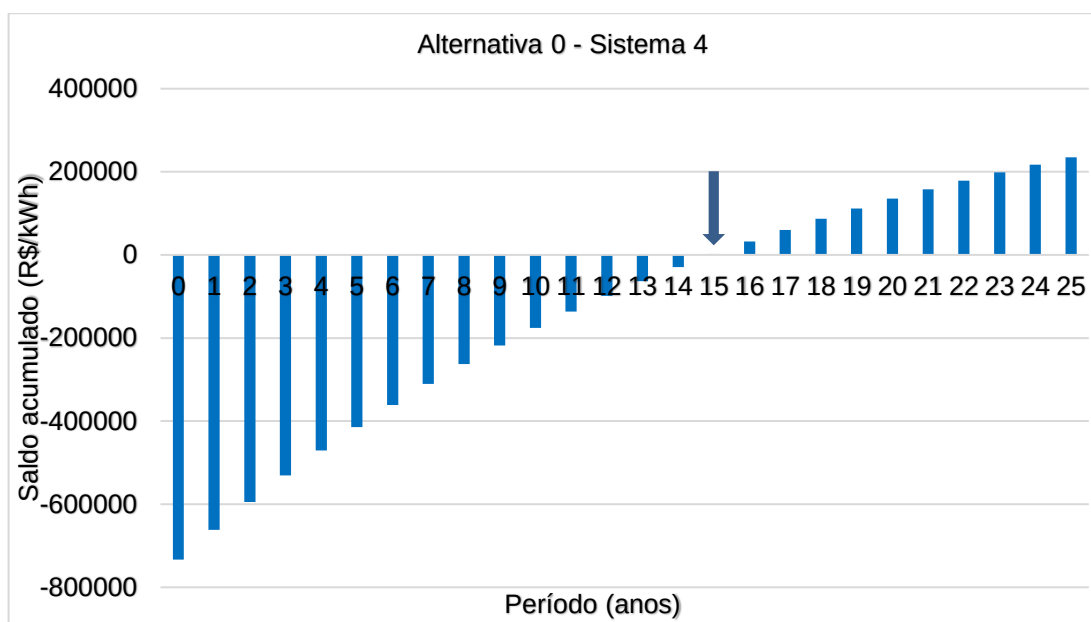


Figura 63 - Simulação da alternativa 0 para o sistema 4.

No final do ano 14 o saldo acumulado é de R\$ -51.705,55, e no final do ano 15 o saldo se torna positivo, com acumulado de R\$ 24.039,81. Conclui-se que o sistema é viável, pois o saldo se torna positivo dentro do período da vida útil considerada para o sistema, com saldo acumulado de R\$ 1.160.220,31 ao final dos 25 anos, com tempo de retorno do investimento de quinze anos.

4.4.3.2 Alternativas 1 a 5

Fazendo a simulação para a alternativa 1 até a alternativa 5, conclui-se que o sistema não será vantajoso em nenhuma dessas situações. Na alternativa 1, como pode ser visto na Figura 64, o sistema termina os 25 anos com saldo negativo de R\$ -277.565,62:

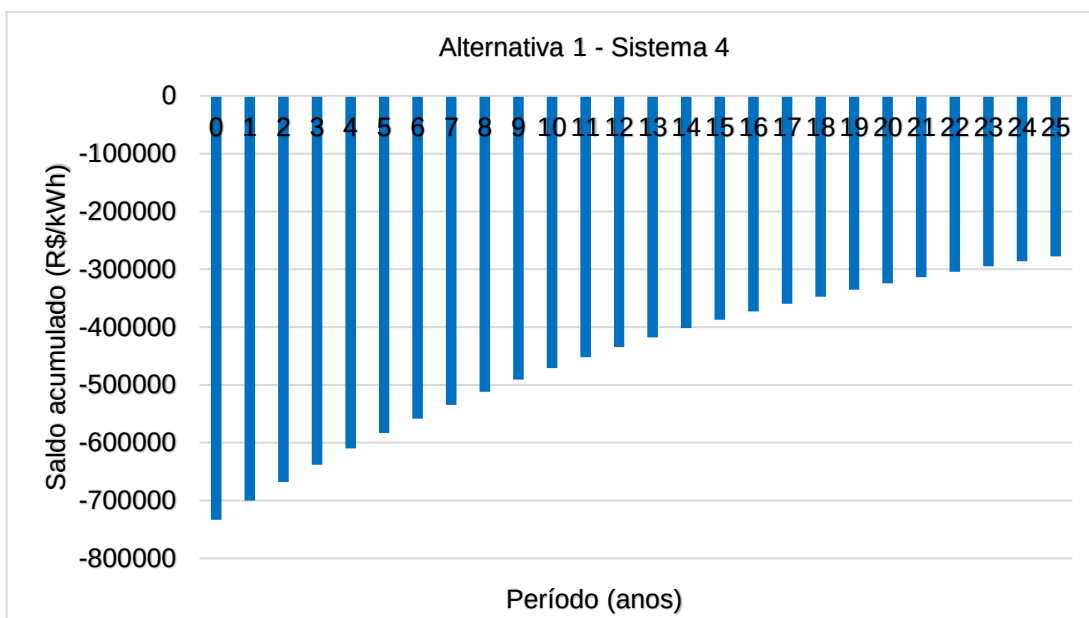


Figura 64 - Simulação da alternativa 1 para o sistema 4.

A Figura 65 mostra a comparação entre as seis alternativas para o sistema híbrido:

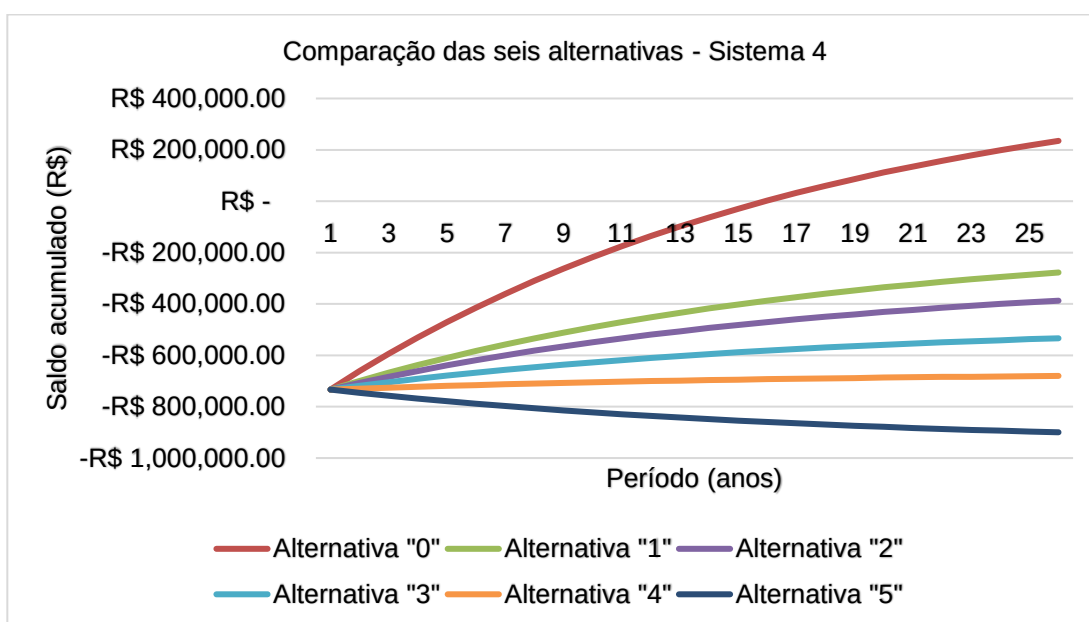


Figura 65 – Comparação das seis alternativas para o sistema 4.

Desse modo, na alternativa 2, o saldo acumulado ao final dos 25 anos será de R\$ - 387.367,57; na alternativa 3, o saldo acumulado final será de R\$ -533.770,18, não sendo um resultado satisfatório para o investimento. Ainda, para a alternativa 4, o saldo acumulado ao final do ano 25 será negativo, no valor de R\$ -680.172,78; e na alternativa 5, de R\$ -899.776,69, com o montante acumulado final maior que o valor

do investimento inicial.

No Quadro 4, é possível visualizar, resumidamente, os resultados obtidos para o sistema 4.

Quadro 4 - Comparação entre as seis alternativas para o sistema 4.

Alternativa	Viável	Tempo de retorno	Saldo acumulado
0	Sim	Não se paga	R\$ 234.866,15
1	Não	Não se paga	R\$ -277.565,62
2	Não	Não se paga	R\$ -387.367,57
3	Não	Não se paga	R\$ -533.770,18
4	Não	Não se paga	R\$ -680.172,78
5	Não	Não se paga	R\$ -899.776,69

Portanto, as alternativas 1 até 5 não são vantajosas para o investimento, pois o sistema não se pagará dentro do período da sua vida útil. A única alternativa satisfatória para esse investimento é 0, da mesma maneira que é praticada atualmente a compensação dos créditos de energia gerados.

4.5 Aplicativo para análise de viabilidade econômica utilizando o MATLAB

O aplicativo criado no MATLAB permite que usuários possam fazer análise prévia de viabilidade econômica de investimentos em fontes alternativas de energia para geração distribuída. O aplicativo é de fácil compreensão, mesmo para usuários que não tem conhecimento na ferramenta, como mostra a Figura 66:

ANÁLISE DO RETORNO DO INVESTIMENTO

Valor Investido Valor MeO

Taxa de Juros Custo Evitado

Total de geração Anual

Selecione a alternativa a ser analisada

☒ Alternativa 0

☐ Alternativa 1

☐ Alternativa 2

☐ Alternativa 3

☐ Alternativa 4

☐ Alternativa 5

☐ LCOE

Ano

Title

1

0.8

0.6

0.4

0.2

0

0 0.2 0.4 0.6 0.8 1

ano de retorno

Figura 66 - Aplicativo para cálculo de viabilidade econômica.

É necessário apenas inserir as informações de investimento inicial, taxa de juros, total de geração anual estimada, custo evitado anual com o investimento, custos de manutenção e operação anuais, sendo que todos os valores podem facilmente ser levantados pelas empresas que vendem sistemas e pelo proprietário.

Esse aplicativo pode ser utilizado para simulação de análise de viabilidade econômica para sistemas a biogás e solar fotovoltaico, relacionados com as propostas de alterações da REN 482. Não é possível calcular o tempo de retorno de um investimento que venderá os excedentes de créditos gerados, pois a legislação ainda não permite esse tipo de comercialização e, para isso, seria necessário alterar a proposta do aplicativo e o código de programação.

O usuário insere os dados de entrada, escolhe a alternativa desejada e clica no botão calcula. A partir disso, o programa exibe o valor do LCOE e o ano de retorno desse investimento, exibindo o ano também no gráfico plotado, como pode ser observado na Figura 67:

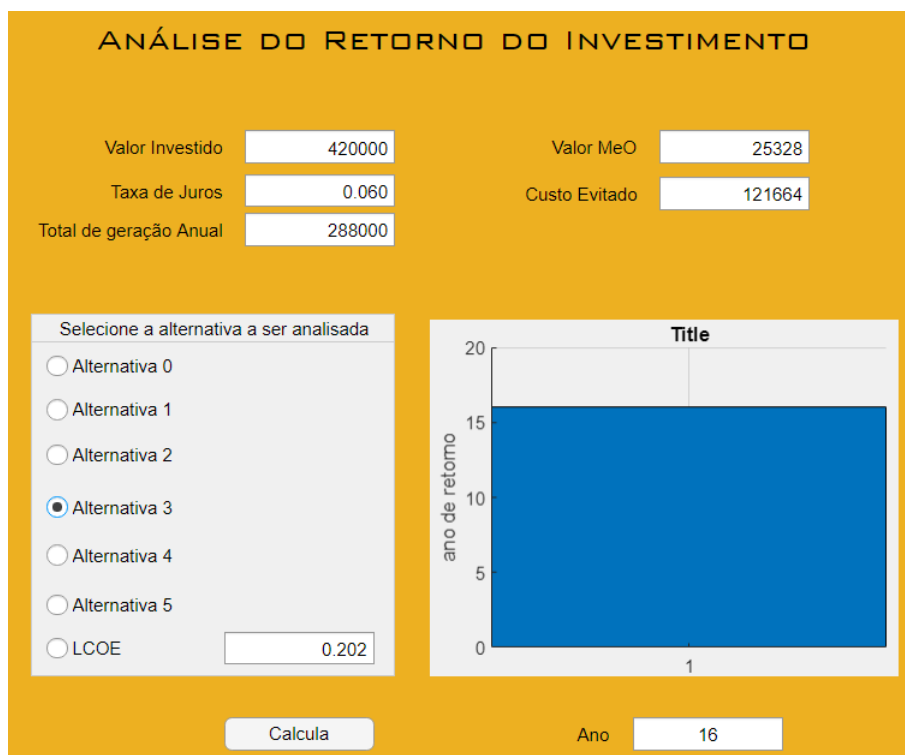


Figura 67 - Simulação do aplicativo para o sistema 1.

Assim, simulando o aplicativo para o sistema 1, inserindo os parâmetros de entrada, foi selecionada a opção LCOE para exibir o resultado e depois escolhida a alternativa 3, onde o programa exibiu o ano 16 como o tempo de retorno de investimento e plotou o gráfico para o ano calculado.

Na simulação para o sistema 2, inseriu-se os parâmetros de entrada, escolhida a alternativa 0 e o aplicativo retornou o ano 6 como o tempo de retorno do investimento, como exibido na Figura 68:

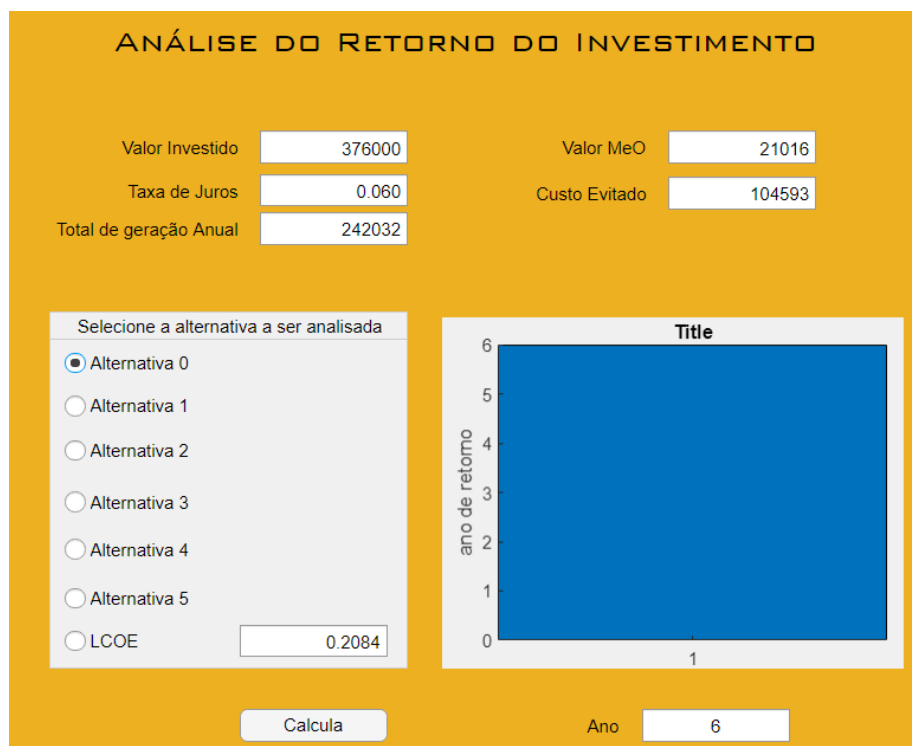


Figura 68 - Simulação do aplicativo para o sistema 2.

Essa simulação para o sistema 2 se refere ao sistema cadastrado como autoconsumo e não como cooperativa. Assim, pode-se verificar a diferença entre uma modalidade e outra relacionada ao tempo de retorno do investimento.

Para o sistema 3, inserindo os dados de entrada e escolhendo a alternativa 2, de acordo com a Figura 69, abaixo, o tempo de retorno exibido foi de doze anos e o valor de LCOE de 0,329, de acordo com o que foi apresentado anteriormente nos cálculos.

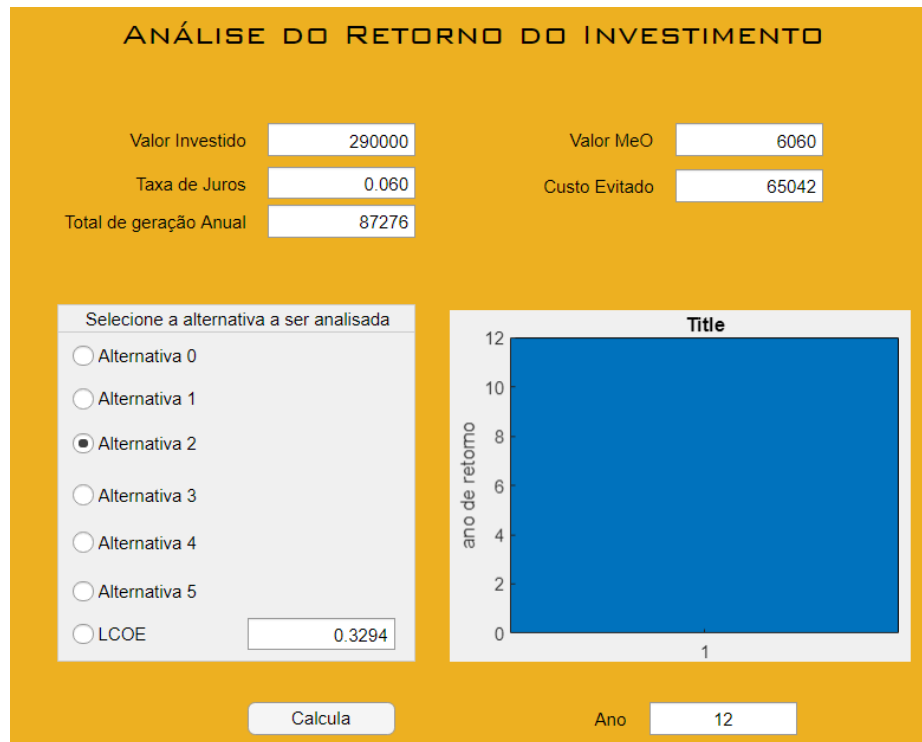


Figura 69 - Simulação do aplicativo para o sistema 3.

Ainda, na simulação do sistema híbrido, como exibido na Figura 70, a seguir, com a inserção dos dados de entrada e a escolha da alternativa 0, o tempo de retorno apresentado foi de quinze anos e o valor de LCOE de 0,362, também de acordo com os cálculos apresentados no capítulo 4.

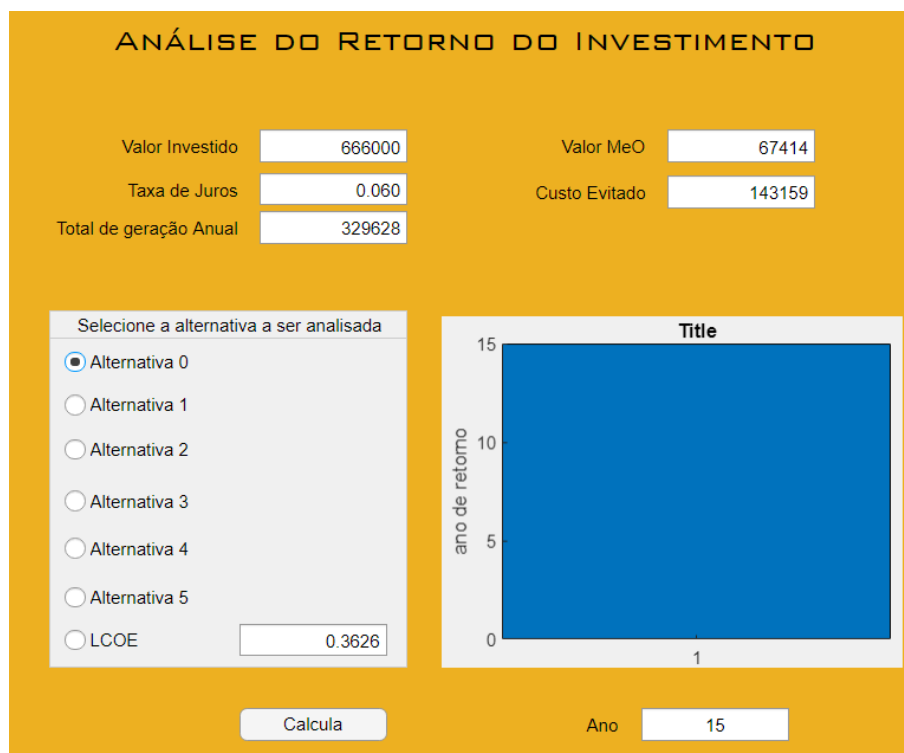


Figura 70 - Simulação do aplicativo para o sistema 4.

Dessa forma, a utilização do aplicativo pode gerar inúmeros benefícios para os proprietários que desejam fazer altos investimentos em geração distribuída e para as empresas da área, a fim de reduzir o tempo em cálculos e passar maior credibilidade aos seus clientes com a utilização de uma ferramenta que calculará de forma correta o tempo de retorno de um investimento.

4.6 Resumo dos resultados

As simulações para os quatro sistemas mostraram a importância das ferramentas de cálculo de viabilidade econômica, principalmente no que se refere à alteração na REN 482. O Quadro 5, na sequência, traz um resumo dos resultados encontrados para cada sistema, com destaque para os saldos acumulados negativos na alternativa 5 para os sistemas 1, 3 e 4, e para o sistema 4 a partir da alternativa 1.

Quadro 5 - Resumo dos resultados econômicos para os quatro sistemas.

Sistema	Alternativa (Saldo Acumulado R\$)					
	0	1	2	3	4	5
1	786.170,37	350.692,15	257.375,39	132.953,05	8.530,69	-178.102,8

2	230.5620,95	193.1247,63	1.851.024,37	1.744.060,02	1.637.095,7	1.476.649,2
3	457.928,52	225.120,94	175.233,61	108.717,15	422.00,69	-57.573,99
4	234.866,15	-277.565,62	-387.367,57	-533.770,18	-680.172,8	-899.776,7

E os resultados obtidos para o custo nivelado de energia de cada sistema estão apresentados no Quadro 6.

Quadro 6 - Resumo dos resultados obtidos para LCOE para os quatro sistemas.

Sistema	LCOE (R\$/kWh)
1	0,202
2	0,208
3	0,329
4	0,363

O custo nivelado de energia dos sistemas que operam a biogás é menor que do sistema solar fotovoltaico e do híbrido, ou seja, a energia gerada pelos sistemas a biogás é mais barata quando comparado com os demais sistemas avaliados. Já o saldo acumulado no final da vida útil dos sistemas apresentou bastante variabilidade, porém, todos demonstram o quanto as alternativas 4 e 5 inviabilizam o mercado da geração distribuída no Brasil.

5. CONCLUSÕES

A utilização de recursos naturais e rejeitos que virariam um passivo ambiental trazem inúmeros benefícios à sociedade. Assim como outras fontes utilizadas para a geração de energia, os investimentos que serão destinados à construção desses sistemas devem ser estudados e analisados amplamente antes de sua concretização.

A energia solar fotovoltaica está em expansão no Brasil, principalmente devido aos custos para aquisição de um sistema estarem mais atrativos, gerando inúmeros empregos e permitindo que os usuários do sistema de distribuição gerem sua própria energia. Já a utilização de resíduos da agropecuária é conhecida há muito tempo, porém ainda não tão difundida, principalmente pela carência de incentivos governamentais e ambientais.

Os resultados das análises mostraram o quanto ambas as fontes de energia são de extrema importância ambiental e econômica para o Brasil, visto que o tempo de retorno desses investimentos é rápido e dentro do tempo de vida útil do sistema, viabilizando os empreendimentos.

5.1 Conclusões para o Sistema 1

O sistema 1, que se refere ao sistema a biogás de Maripá, resultou com LCOE de 0,202 R\$/kWh, que foi um resultado excelente para o custo nivelado de energia, mostrando que o kWh gerado pelo sistema é mais barato do que a tarifa da concessionária local, tornando o investimento altamente viável.

Na alternativa 0, que corresponde ao atual modelo de compensação, o investimento resultou em tempo de retorno de 6 anos e saldo acumulado de R\$ 786.170,38 – considerado um bom lucro para um investimento de longo prazo. A partir da alternativa 1, o tempo de retorno do investimento aumenta, chegando na alternativa 4 com 24 anos, e saldo acumulado de R\$ 8.530,70. Não gera prejuízos, porém um investimento alto com tempo de retorno longo e baixo saldo não será atrativo para investidores, o que pode reduzir muito o mercado da geração distribuída.

Em relação à alternativa 5, o saldo acumulado apresentado foi de R\$ - 178.102,38 e o investimento não se paga, o que torna o investimento nesse tipo de empreendimento totalmente inviável. Nesse modelo, somente as alternativas 0 até 3 seriam viáveis.

5.2 Conclusões para o Sistema 2

No sistema 2, que se refere as instalações do sistema a biogás de Ouro Verde do Oeste, o LCOE obtido foi de 0,208 R\$/kWh. Comparado com a tarifa da concessionária local, mostra-se um bom investimento, com a geração de energia limpa e com baixo custo.

Como o sistema está cadastrado na forma de cooperativa e vende o excedente de créditos gerados, obtendo assim um lucro mensal, o investimento é viável para todas as alternativas. Na alternativa 0, o saldo acumulado foi de R\$ 2.305.620,95 e o tempo de retorno de 2 anos, e nas alternativas 1, 2 e 3 o tempo de retorno observado também foi de 2 anos.

Nas alternativas 4 e 5, o tempo de retorno do investimento passa a ser de 3 anos, com saldo acumulado de R\$ 1.637.095,68 e R\$ 1.476.649,16, respectivamente. Nesse modelo de venda de excedente de créditos, todas as alternativas são viáveis.

5.3 Conclusões para o Sistema 3

Para o Sistema 3, correspondente ao sistema solar fotovoltaico, o LCOE calculado foi de 0,329 R\$/kWh, o que torna o investimento viável pois o custo da energia gerada é menor que o vendido pela concessionária local.

Na alternativa 0, o tempo de retorno do investimento foi de 7 anos, com saldo acumulado de R\$ 457.928,53, o que resulta na viabilidade do investimento. A partir da alternativa 1, o saldo acumulado reduz, chegando na alternativa 4 com um saldo de R\$ 42.200,69, e tempo de retorno de 20 anos. Nesse cenário, o investimento não se tornaria atrativo, pois o lucro gerado ao final dos 25 anos é muito baixo, inviabilizando o empreendimento.

Na alternativa 5, o investimento não se paga, e o saldo acumulado final calculado foi de R\$ -57.573,99, inviabilizando totalmente o investimento na geração distribuída. Nesse modelo, somente as alternativas 0, 1, 2 e 3 seriam viáveis.

5.4 Conclusões para o Sistema 4

Nas simulações do sistema 4, que corresponde ao sistema híbrido, a alternativa 0 apresenta viabilidade de investimento, com saldo acumulado final de R\$ 1.160.220,31 e tempo de retorno do investimento de 15 anos. A partir da alternativa 1 até a alternativa 5, o sistema se torna inviável economicamente; já na alternativa 1, o saldo acumulado foi negativo de R\$ -277.565,62, chegando na alternativa 5 com saldo

acumulado de R\$ -899.776,69 – saldo negativo final maior que o investimento inicial no sistema. Para esse modelo, somente a alternativa 0 manteria o investimento viável, as demais alternativas tornariam o investimento totalmente inviável e reduziriam o crescimento da geração distribuída e do uso de fontes renováveis de energia.

5.5 Conclusões sobre o aplicativo

A utilização de um aplicativo para cálculo e demonstração do tempo de retorno de investimento em um sistema a biogás ou solar fotovoltaico é importante para os usuários interessados em investir e para as empresas fornecedoras e instaladoras desses sistemas. Afinal, ele facilita o cálculo de viabilidade econômica e custo nivelado de energia, que será apresentado com maior credibilidade para a venda do sistema, visto que o aplicativo calcula de forma correta e inclui vários parâmetros que, muitas vezes, não são considerados nas análises de viabilidade econômica.

Sabe-se que as alterações normativas da ANEEL causarão grande impacto no mercado de energias renováveis no Brasil no que diz respeito à geração distribuída. O mercado da energia solar fotovoltaica já está mais consolidado, com preços competitivos de materiais e serviços – uma expansão que ocorreu nos últimos dois anos, o que significa que ainda há muito mercado para crescimento.

O biogás, por sua vez, ainda não é uma fonte de energia tão competitiva e consolidada, pois sofre com custos mais altos para a implantação e carência de incentivos ambientais, de cooperativas e governamentais. Também falta de conhecimento de produtores na excelente fonte que possuem e que muitas vezes é desperdiçada e causa grandes impactos ambientais.

Assim, é de suma importância a análise de todos os fatores e de todos os setores da economia que serão impactados pela atualização das normas acerca da geração distribuída, pois foi possível perceber o quanto as alternativas 4 e 5 inviabilizarão o mercado da geração distribuída no Brasil.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALVARENGA, A. C.; FERREIRA, V. H.; FORTES, M. Z. Energia solar fotovoltaica: uma aplicação na irrigação da agricultura familiar. **Sinergia**. São Paulo, v. 15, n. 4, p. 311-318, out./dez. 2014.

ANEEL. Banco de informações de geração. Fontes de energia. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/Combustivel.cfm>. Acesso em 06 de junho de 2019.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica – Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>. Acesso em 10 de junho de 2019.

ANEEL. Resolução Normativa nº 687 de 24 de novembro de 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em 23 de agosto de 2019.

ANEEL. Geração distribuída. Planilha de dados SISGD. 2021. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiaZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTlIMjltN2E5MzBkN2ZlMzVklwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>. Acesso em 31 de janeiro de 2021.

AVACI, A. B.; SOUZA, S. N. M. de; CHAVES, L. I.; NOGUEIRA, C. E. C.; NIEDZIALKOSKI, R. K.; SECCO, D. Avaliação econômico-financeira da microgeração de energia elétrica proveniente de biogás da suinocultura. **R. Bras. Eng. Agríc. Ambiental**. Campina Grande, v. 17, n. 4, p. 456-462, 2013.

AZEVEDO, R. M. de. **Impactos operacionais da complementariedade de fontes de geração solar fotovoltaica e a biogás em sistemas de distribuição**. 2016. 159 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro de Tecnologia, Universidade de Santa Maria, Santa Maria, 2016.

BALFOUR, J; SHAW, M.; NASH, N. B. **Introdução ao projeto de sistemas fotovoltaicos**. Tradução de Queiroz Faria. 1. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2016.

BCB. Banco Central do Brasil. Taxas de juros básicas – Histórico. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/historicotaxasjuros>. Acesso em 23 de janeiro de 2021.

BEN - **Balço Energético Nacional 2020: Ano base 2019**. Rio de Janeiro: EPE, 2020. 292 p.

BONDARIK, R., PILATTI, L. A.; HORST, D. J. Uma visão geral sobre o potencial de geração de energias renováveis no Brasil. **Interciencia**. V. 43, n. 10, p. 680-688, out. 2018.

BRANKER, K.; PATHAK, M. J. M.; PEARCE, J. M. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. Elsevier. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. 15, p. 4470-4482, 2011. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.104>. Acesso em 13 de junho de 2020.

BRASIL. CÂMARA DOS DEPUTADOS. Gabinete do Deputado Lafayette de Andrada – Vice Líder do Republicanos. Anteprojeto de Lei N° 2, de 2019. Brasília, 2019.

CALZA, L. F.; LIMA, C. B.; NOGUEIRA, C. E. C.; SIQUEIRA, J. A. C.; SANTOS, R. F. Avaliação dos custos de implantação de biodigestores e da energia produzida pelo biogás. **Engenharia Agrícola**. Jaboticabal, v. 35, n. 6, p. 990-997, nov./dez. 2015.

CIBIOGÁS – Centro Internacional de Energias Renováveis. **Nota técnica: Panorama do Biogás no Brasil em 2019**. Foz do Iguaçu: Cibiogás, abr. 2020.
COPEL. Companhia Paranaense de Energia. Taxas e Tarifas. 2021. Disponível em: <https://www.copel.com/hpcweb/copel-distribuicao/taxas-tarifas/>. Acesso em 23 de janeiro de 2021.

COPEL. Alterações tarifárias. 2019. Disponível em: <https://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2F5d546c6fdeabc9a1032571000064b22e%2F04afb43850ca33c5032>

57488005939b7. Acesso em 23 de janeiro de 2021.

CRESESB. Energia solar fotovoltaica: efeito fotovoltaico. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=321. Acesso em 20 de junho de 2019.

DASSI, J. A.; ZANIN, A.; BAGATINI, F. M.; TIBOLA, A.; BARICHELO, R.; MOURA, G. D. de. Análise da viabilidade econômico-financeira da energia solar fotovoltaica em uma Instituição de Ensino Superior do Sul do Brasil. Foz do Iguaçu, nov. 2015. XXII Congresso Brasileiro de Custos, 2015, Foz do Iguaçu, PR.

DAVIES, F. S.; FRISSE, G. L.; BRANDÃO, M. V. A utilização do silício nacional para a fabricação de placas solares: uma reflexão das dificuldades tecnológica e financeira. Gramado, abr. 2018. Trabalho apresentado no VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2018, Gramado, RS.

DEGANUTTI R.; PALHACI, M. C. J. P.; ROSSI, M.; TAVARES, R.; SANTOS, C. dos. **Biodigestores rurais: modelo indiano, chinês e batelada**. Departamento de artes e representação gráfica, FAAC – Faculdade de Arquitetura, Artes e Comunicação – Universidade Estadual Paulista Julio de Mesquita Filho. 2002.

DW – Deutsche Welle. Meio ambiente. Alemanha registra recorde de energia renovável. 2019. Disponível em: <https://www.dw.com/pt-br/alemanha-registra-recorde-de-energia-renov%C3%A1vel/a-47001526>. Acesso em 05 de julho de 2020.

ECORI ENERGIA SOLAR. Tudo o que você precisa saber sobre a revisão da REN 482. 2018. Disponível em: <http://www.ecorienergiasolar.com.br/artigo/tudo-o-que-voce-precisa-saber-sobre-a-revisao-da-ren-482->. Acesso em 23 de agosto de 2019.

FERREIRA, A. *et al.* Economic overview of the use and production of photovoltaic solar energy in Brazil. Elsevier. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. 81, p. 181-191, 2018. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.102>. Acesso em 26 de junho de 2019.

GARCEZ, C. A. G. What do we know about the study of distributed generation policies and regulations in the Americas? A systematic review of literature. Elsevier. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. 75, p. 1404-1416, 2017a. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.129>. Acesso em 26 de junho de 2019.

GARCEZ, C. G. Distributed electricity generation in Brazil: An analysis of policy context, design and impact. Elsevier. **Utilities Policy**. 49, p. 104-115, 2017b. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.jup.2017.06.005>. Acesso em 26 de junho de 2019.

GONÇALVES, W. J. Geração Distribuída: conhecimento das normativas regulatórias. **R. Argamassa**. Campo Grande, v. 1, n. 001, p. 34-66, jan./abr. 2018.

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **Produção da pecuária municipal: 2016**. Rio de Janeiro, v. 44, 51 p. 2016.

IBGE. Índice nacional de preços ao consumidor amplo. Série histórica. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos/9256-indice-nacional-de-precos-ao-consumidor-amplo.html?=&t=series-historicas>. Acesso em 23 de janeiro de 2021.

INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Energéticas – **Atlas brasileiro de energia solar**. São José dos Campos, 2. ed., 88p. Disponível em: http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html. Acesso em 31 de maio de 2020.

FNR – Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe. **Guia prático do biogás: geração e utilização**. 5 ed., 236 f. Tradução de Marcos de Miranda Zattar. Alemanha: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe. 2010.

JUNIOR, L. M. L. de A.; MENDES, L. F. R. Microgeração fotovoltaica conectada à rede elétrica: considerações acerca de sua difusão e implantação no Brasil. **VÉRTICES**. Campos dos Goytacazes, v. 18, n. 2, p. 31-51, maio/ago. 2016.

KARLSSON, T.; KONRAD, O.; LUMI, M.; SCHMEIER, N. P.; MARDER, M.; CASARIL, C. E.; KOCH, F. F.; PEDROSO, A. G. **Manual básico de biogás**. 1. ed. Lajeado: Ed. Da Univates, 2014. 69 p.

KERKHOFF, S.; MITO, J. Y. de L.; NASCIMENTO, K. R.; CAMILO, N. C.; MARIANI, L.; SILVA, J. L. G. Potencial teórico de produção de biogás e energia elétrica a partir da biomassa residual da suinocultura da região oeste do Paraná. São Paulo, nov. 2015. Trabalho apresentado no 10º Congresso sobre Geração Distribuída e Energia no Meio Rural, 2015, [São Paulo, SP].

LANSHINA, T. A.; LAITNER, J. A.; POTASHNIKOV, V. Y.; BARINOVA, V. A. The slow expansion of renewable energy in Russia: Competitiveness and regulation issues. Elsevier. **Energy Policy**. 120, p. 600-609, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.05.052>. Acesso em 13 de junho de 2020.

MACHADO, C. T.; MIRANDA, F. S. Energia solar fotovoltaica: uma breve revisão. **Revista Virtual de Química**. Niterói, v. 7, n. 1, p. 126-143, out. 2014.

MARTINEZ, D. G.; BUHRING, G. M. B.; MULLER, R. **Panorama de tecnologias aplicadas no agronegócio de biogás e biometano**. 2019.

MELO, L. S. de; MEDEIROS, M. V. B.; BRITO, N. S. D.; SIMÕES, M. C. S.; SOUZA, L. L. de; DINIZ, D. S. Impactos sociais da geração distribuída fotovoltaica no programa minha casa minha vida em Juazeiro/BA. Gramado, abr. 2018. Trabalho apresentado no VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2018, Gramado, RS.

MME – Ministério de Minas e Energia – **Plano Nacional de Energia 2030**. Brasília: MME: EPE, 2007. 223 p.

MORENO, M. A. P.; MANZANO, E. S.; MORENO, A. J. P. Biomass as Renewable Energy: Worldwide Research Trends. **Sustainability**. 11, 863, feb. 2019. Disponível em: <http://doi:10.3390/su11030863>. Acesso em 23 de agosto de 2019.

NAKABAYASHI, RENNYO KUNIZO. **Microgeração fotovoltaica no Brasil**:

condições atuais e perspectivas futuras. 2014. 107 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

NASCIMENTO, ÁLVARO DELLA JUSTINA do. **Geração fotovoltaica distribuída como elemento subsidiário para sistemas de armazenamento de energia em ambiente de tarifas diferenciadas.** 2019. 109 f. Dissertação (Mestrado em Construção Civil) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2019.

NASCIMENTO, R. S. do; ALVES, G. M. Fontes alternativas e renováveis de energia no Brasil: métodos e benefícios ambientais. Universidade do Vale do Paraíba, out. 2016. Trabalho apresentado no XX Encontro Latino Americano de Iniciação Científica, XVI Encontro Latino Americano de Pós-Graduação e VI Encontro de Iniciação à Docência – Universidade do Vale do Paraíba, 2016.

NETO, G. Z.; COSTA, W. T. da; VASCONCELOS, V. B. A resolução normativa nº 482/2012 da ANEEL: possibilidades e entraves para a microgeração distribuída. **Revista Brasileira de Energia Solar.** v. V, n. 2, p.119-127, dez. 2014.

NIEDZIALKOSKI, Rosana Krauss. **Desempenho de painéis solares mono e policristalinos em um sistema de bombeamento de água.** 2013. 57 f. Dissertação (Mestrado em Energia na Agricultura) – Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Cascavel, 2013.

NISHIMURA, Rafael. **Análise de balanço energético de sistema de produção de biogás em granja de suínos: implementação de aplicativo computacional.** 2009. 97 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Mato Grosso do Sul, Campo Grande, 2009.

NREL – National Renewable Energy Laboratory. **Feasibility Study of Anaerobic Digestion of Food Waste in St. Bernard, Louisiana.** 2013. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/57082.pdf>. Acesso em 14 de junho de 2020.

O SETOR ELÉTRICO. Revisão da REN 482/2012: proposta da ANEEL precisa melhorar. 2019. Disponível em: <https://www.asetoreletrico.com.br/revisao-da-ren-482-2012-proposta-da-aneel-precisa-melhorar/>. Acesso em 23 de agosto de 2019.

PORTAL SOLAR. O que é energia solar? Disponível em: <http://www.portalsolar.com.br/o-que-e-energia-solar-.html>. Acesso em 02 de julho de 2019.

PROBIOGÁS. **Guia técnico sobre geração distribuída de energia elétrica por biogás em estações de tratamento de esgoto**. 1 ed., 109 p. Brasília: Ministério das Cidades, 2017.

PTI – Parque Tecnológico de Itaipu – Descomplicando as Energias Renováveis. Foz do Iguaçu. 27 p. Disponível em: <https://www.pti.org.br/pt-br/descomplicandoasenergias>. Acesso em 13 de junho de 2019.

RABONI, M.; URBINI, G. Production and use of biogas in Europe: a survey of current status and perspectives. **Ambiente & Água – An Interdisciplinary Journal of Applied Science**. Vol. 9, n.2. abr/jun. 2014. Disponível em: <https://doi:10.4136/ambi-agua.1324>. Acesso em 12 de junho de 2019.

REIS, V. V.; VALVERDE, A. R.; MENDONÇA, R. R. S. de. Viabilidade econômica de um projeto de micro geração fotovoltaica residencial no ambiente de compensação de energia elétrica. **CONVIBRA. Business Conference**. 2015. Disponível em: <https://docplayer.com.br/20475659-Viabilidade-economica-de-um-projeto-de-micro-geracao-fotovoltaica-residencial-no-ambiente-de-compensacao-de-energia-eletrica.html>. Acesso em 13 de junho de 2020.

SCHRAM, Igor Bertolino. **Sensibilidade do custo da energia elétrica fotovoltaica no Brasil utilizando o método de Monte Carlo**. 2019. 103 f. Dissertação (Mestrado em Energia na Agricultura) – Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Cascavel, 2019.

SENAI - Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial. **Oportunidades da cadeia produtiva de biogás para o estado do Paraná**. Curitiba: SENAI, 2016.

SERRÃO, Marcos Antonio dos Santos. **Dimensionamento de um sistema fotovoltaico para uma casa de veraneio em pouso da Cajaíba-Paraty**. 2010. 99 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) –

Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

SUN VOLT. 2016. Disponível em: <http://www.sunvoltenergiasolar.com.br/china-ultrapassa-alemanha-em-energia-solar/>. Acesso em 05 de julho de 2020.

TCU. Tribunal de Contas da União. Ata N° 44/2020 – Plenário. TC 037.642/2019-7. Código eletrônico AC-3063-44/20-P. Telepresencial, nov. 2020.

TOLMASQUIM, M. T. **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. Rio de Janeiro: EPE, 2016. 452 p.

UFPR. Como a célula fotovoltaica funciona. Disponível em: <http://www.eletrica.ufpr.br/edu/Sensores/2000/luischan/comofunciona.htm#eficiencia>. Acesso em 20 de junho de 2019.

VILLALVA, M. G. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 2. ed. São Paulo: Érica, 2015. 224 p.