

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA

LUCAS BORGES TARONE

**VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA PRODUZIDA POR PAINÉIS FOTOVOLTAICOS**

**Alegrete
2018**

LUCAS BORGES TARONE

**VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA PRODUZIDA POR PAINÉIS FOTOVOLTAICOS**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Curso de Engenharia
Elétrica da Universidade Federal do
Pampa, como requisito parcial para
obtenção do Título de Bacharel em
Engenharia Elétrica

Orientador: Fladimir Fernandes dos
Santos

**Alegrete
2018**

Ficha catalográfica elaborada automaticamente com os dados fornecidos
pelo(a) autor(a) através do Módulo de Biblioteca do
Sistema GURI (Gestão Unificada de Recursos Institucionais) .

T191v Tarone, Lucas Borges

Viabilidade econômica de um sistema de compensação de
energia elétrica produzida por painéis fotovoltaicos /
Lucas Borges Tarone.

85 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) --
Universidade Federal do Pampa, ENGENHARIA ELÉTRICA,
2018.

"Orientação: Fladimir Fernandes dos Santos".

1. Energia Fotovoltaica. 2. Sistema de Compensação.
3. Bandeiras Tarifárias. I. Título.

LUCAS BORGES TARONE

VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA PRODUZIDA POR PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Curso de Engenharia
Elétrica da Universidade Federal do
Pampa, como requisito parcial para
obtenção do título de Bacharel em
Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Geração de
Energia Elétrica

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado em:

Banca examinadora:



Prof. Dr. Fladimir Fernandes dos Santos
Orientador



Prof. Me. Thiago Eliandro Gomes
UNIPAMPA



Prof. Dr. Roberlaine Ribeiro Jorge
UNIPAMPA

Dedico este trabalho aos meus pais,
Valdir e Alessandra, que estiveram
sempre ao meu lado nessa caminhada.

AGRADECIMENTO

A Deus pela vida e pela sabedoria.

Ao meu orientador Prof. Fladimir Fernandes dos Santos por me aceitar como seu orientando e me auxiliar na realização deste trabalho sem medir esforços.

Aos amigos e colegas de curso Dimas Schuetz, Guilherme Pinheiro, Henrique Eichkoff, João Machiavelli, Luis Pedro Gonçalves, Niwton Feliciani e Pietro Cassol pelas incontáveis horas de estudo, companheirismo, bagunças e risadas no Covil.

A minha namorada Anelize pelo carinho e compreensão.

Aos meus pais pela dedicação, amor e apoio.

Aos professores do Curso de Engenharia Elétrica da Unipampa.

Ao pessoal da empresa Alta Energia LTDA.

“Sabemos que todas as coisas cooperam
para o bem daqueles que amam a Deus”.

Bíblia Sagrada – Romanos 8:28

RESUMO

As variações climáticas que causam a vulnerabilidade dos recursos hídricos têm influenciado diretamente no aumento dos custos de geração de energia elétrica no Brasil, assim, para ter acesso a eletricidade, os consumidores vêm pagando cada vez mais caro, incentivando a busca por fontes alternativas de energia para reduzir tais gastos. A alternativa que tem ganhado espaço no cenário nacional e mundial é a geração distribuída por meio de módulos fotovoltaicos, por contar com um sistema de longa vida útil o que garante a produção de energia por muitos anos, minimizando os custos com eletricidade. Por muitos consumidores possuírem duas ou mais edificações em seu nome, e com a preocupação em reduzir os gastos com as faturas de energia elétrica, foi proposto um estudo de viabilidade técnica e econômica de instalação de um sistema fotovoltaico para que haja compensação de energia, visando, principalmente, consumidores que contém edificações residenciais e comerciais, baseando o estudo num cliente que contém como comércio uma academia de ginástica. Para realização do estudo foi levado em consideração a vida útil dos equipamentos, manutenção, variação do preço do quilowatt hora, inflação e o acréscimo causado pelas bandeiras tarifárias calculando a partir de planilhas criadas no Excel, como resultado técnico obteve-se os equipamentos necessários para garantir a produção necessária de energia para as unidades consumidoras, e o investimento necessário para a instalação do sistema. Para obtenção dos resultados referentes a viabilidade econômica fez-se o uso dos métodos utilizados na engenharia econômica: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa interna de Retorno (TIR) e *Payback Simples*. Com a realização do estudo foi observado que a instalação do sistema fotovoltaico com compensação energia é viável para esse perfil de cliente, foi obtido, a partir do *Payback Simples*, um tempo de retorno de investimento inicial considerado baixo dado o elevado custo inicial. Pode-se observar que para consumidores que fazem uso de micro e minigeração distribuída quando há aumento na tarifa de energia elétrica e quando as condições para produção de energia não são favoráveis havendo acréscimo pelas bandeiras tarifárias é vantajoso, pois o valor que seria gasto com as faturas de energia elétrica é visto como entrada de caixa, assim o investimento no sistema fotovoltaico terá retorno mais rapidamente.

Palavras-Chave: Sistema fotovoltaico. Viabilidade técnica. Viabilidade econômica.

ABSTRACT

The climatic variations that cause the vulnerability of water resources have directly influenced the increase of electricity generation costs in Brazil, therefore, to have access to electricity, consumers are paying more and more expensive, encouraging the search for alternative sources of energy to reduce such costs. The alternative that has gained space in the national and world scenario is the distributed generation by means of photovoltaic modules, because it counts on a system of long useful life which guarantees the production of energy for many years, minimizing the costs with electricity. As many consumers have two or more buildings in their name, and with a concern to reduce spending on electric bills, a technical and economic viability study has been proposed to install a photovoltaic system for energy compensation, aiming at , mainly consumers that contain residential and commercial buildings, basing the study on a client that contains as commerce a gym. In order to carry out the study, the equipment life, maintenance, variation of the kilowatt-hour price, inflation and the increase caused by tariff flags were calculated considering worksheets created in Excel, as a technical result, the necessary equipment was obtained for ensure the necessary production of energy for the consumer units, and the investment required to install the system. In order to obtain the economic viability results, the economical engineering methods were used: Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR) and Simple Payback. With the realization of the study it was observed that the installation of photovoltaic system with energy compensation is feasible for this customer profile, from the Simple Payback, an initial investment return time considered low given the high initial cost. It can be observed that for consumers who use micro and distributed minima when there is an increase in the electric energy tariff and when the conditions for energy production are not favorable, there is an increase in tariffs, since the amount that would be Electric energy bills are seen as cash inflow, so investment in the photovoltaic system will return more quickly.

Keywords: Photovoltaic system. Technical viability. Economic viability.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Usina Heliotérmica na Califórnia.....	22
Figura 2 – Usina Solar no Rio Grande do Sul.....	23
Figura 3 – Radiação Solar Global Horizontal Média Anual.....	25
Figura 4 – Circuito equivalente ideal de uma célula fotovoltaica.....	27
Figura 5 – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.....	28
Figura 6 – Módulo Fotovoltaico GCL P6/72 330 W.....	33
Figura 7 – Partes construtivas de um módulo fotovoltaico.....	33
Figura 8 – Curva I-V de um módulo fotovoltaico.....	35
Figura 9 – Funcionamento do Diodo de <i>by-pass</i>	36
Figura 10 – Redução da tensão de saída causada pelo sombreamento.....	37
Figura 11 – Associação em série dos módulos fotovoltaicos.....	37
Figura 12 – Associação em paralelo dos módulos fotovoltaicos.....	38
Figura 13 – Comportamento de um módulo com variação da temperatura.....	44
Figura 14 – Comportamento de um módulo fotovoltaico com variação da irradiação.....	45
Figura 15 – Participação da Engenharia no ciclo de decisões de um projeto.....	51
Figura 16 – Etapas da Pesquisa.....	52
Figura 17 – Fluxo de caixa sem acréscimo de disponibilidade e receitas de bandeira tarifária.....	61
Figura 18 – Fluxo de caixa com acréscimo de disponibilidade e receitas de bandeira tarifária.....	62
Figura 19 – Fluxo de Caixa utilizando bandeira verde no horizonte de 25 anos.....	69
Figura 20 – Fluxo de Caixa utilizando bandeira amarela no horizonte de 25 anos.....	70
Figura 21 – Fluxo de Caixa utilizando bandeira vermelha patamar 1 no horizonte de 25 anos.....	71
Figura 22 – Fluxo de Caixa utilizando bandeira vermelha patamar 2 no horizonte de 25 anos.....	73

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Incidência solar para diferentes inclinações.....	54
Tabela 2 – Consumo do cliente em kWh	55
Tabela 3 – Reajuste Tarifário Anual – Efeito Médio Grupo B.....	59
Tabela 4 – Inflação média no Brasil por ano.....	60
Tabela 5 – Dados econômicos com análise da bandeira verde	69
Tabela 6 – Dados econômicos com análise da bandeira amarela.....	70
Tabela 7 – Dados econômicos com análise da bandeira vermelha patamar 1	72
Tabela 8 – Dados econômicos com análise da bandeira vermelha patamar 2.....	73
Tabela 9 – Comparativo dos resultados econômicos para diferentes bandeiras tarifárias.....	74

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Exemplo de classificação dos sistemas fotovoltaicos	31
--	----

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
ART – Anotação de Responsabilidade Técnica
BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento
CA – Corrente Alternada
CC – Corrente Contínua
CCEE – Centro de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL – Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
COFINS – Contribuição para Financiamento de Seguridade Social
COPOM – Comitê de Política Monetária
CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Britto
EPE – Empresa de Pesquisa e Energia
GD – Geração Distribuída
GW – Gigawatts
ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
kW – Quilowatt
kWh – Quilowatt-hora
kWp – Quilowatt-pico
MME – Ministério de Minas e Energia
MW – Megawatt
NBR – Norma Brasileira
PIS – Programa de Integração Social
PRODIST – Procedimentos de Distribuição
ProGD – Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica
SELIC – Sistema Especial de Liquidação e de Custódia
SFI – Sistema Fotovoltaico Isolados
SFVCRs – Sistema Fotovoltaico Conectados à Rede
TIR – Taxa Interna de Retorno
TMA – Taxa Mínima de Atratividade
Vcc – Tensão de Corrente Contínua
VPL – Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	16
1.1.	Objetivos.....	19
1.1.1.	Objetivo Geral	19
1.1.2.	Objetivos Específicos	19
1.2.	Justificativa	19
2.	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	21
2.1.	Energia Solar	21
2.2.	Aplicações da Energia Solar	22
2.3.	Diferença entre Micro e Minigeração Distribuída	23
2.4.	Micro e Minigeração Distribuída de Energia Elétrica por Painéis Fotovoltaicos	24
2.4.1.	Efeito Fotovoltaico	26
2.4.2.	Circuito ideal de uma célula fotovoltaica	27
2.4.3.	Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.....	28
2.4.4.	Tipos de células fotovoltaicas.....	29
2.5.	Classificação dos Sistemas de Geração Fotovoltaicos.....	30
2.6.	Componentes dos Sistemas Fotovoltaicos <i>On-Grid</i>	32
2.6.1.	Módulos Fotovoltaicos.....	32
2.6.1.1.	Características elétricas dos módulos.....	34
2.6.1.2.	Curva característica I-V	34
2.6.1.3.	Diodo de Desvio (<i>by-pass</i>).....	35
2.6.1.4.	Arranjos de módulos fotovoltaicos	37
2.6.2.	Inversores de Frequência	38
2.6.3.	Caixa de Fileiras (<i>String Box</i>).....	41
2.6.4.	Quadros de proteção para corrente contínua e corrente alternada	41
2.6.5.	Cabos elétricos para os lados de CC e CA	42
2.6.6.	Conectores MC4	42
2.7.	Análise de fatores locais para geração de energia fotovoltaica	43
2.7.1.	Ângulo de Inclinação.....	43
2.7.2.	Influência da Temperatura	43
2.7.3.	Influência da Irradiação.....	44
2.7.4.	Influência do Sombreamento.....	45
2.8.	Procedimentos de Distribuição de Energética no Sistema Elétrico Nacional	46
2.9.	Sistema de Compensação.....	47
2.10.	Bandeiras Tarifárias	49
3.	METODOLOGIA.....	51
3.1.	Etapas da Pesquisa.....	51
3.2.	Necessidade do Cliente	53
3.3.	Solução Proposta.....	53
3.4.	Primeira Prova.....	54
3.5.	Segunda Prova	57
3.6.	Parecer Final.....	62
4.	ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	64
4.1.	Primeira Prova.....	64
4.2.	Segunda Prova	67

4.2.1.	Segunda Prova para Bandeira Verde.....	68
4.2.2.	Segunda Prova para Bandeira Amarela.....	69
4.2.3.	Segunda Prova para Bandeira Vermelha – Patamar 1.....	71
4.2.4.	Segunda Prova para Bandeira Vermelha – Patamar 2.....	72
4.3.	Análise das Provas	73
5.	CONSIDERAÇÕES FINAIS E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	75
5.1.	Considerações Finais	75
5.2.	Sugestões para Trabalhos Futuros	77
	REFERÊNCIAS.....	78
	APÊNDICE A	82
	APÊNDICE B	83
	APÊNDICE C	84
	APÊNDICE D	85

1. INTRODUÇÃO

A matriz elétrica mundial é composta basicamente por combustíveis fósseis, como o carvão, óleo e gás natural, em termelétricas. No ano de 2015, o carvão representava 39,3% da matriz, o gás natural 22,9% e as hidroelétricas 16%, enquanto isso as fontes alternativas (solar, eólica, geotérmica e maré) representavam 4,9% (EPE, 2018).

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (2016), ao comparar a utilização das fontes renováveis e não renováveis para geração elétrica no Brasil e no mundo, nota-se que a matriz elétrica brasileira é baseada principalmente em fontes renováveis, ao contrário da matriz elétrica mundial.

O sistema elétrico brasileiro mostra-se como um sistema principalmente hidrotérmico com grandes potências instaladas e predominantemente composto por usinas hidroelétricas. Em 2017 a capacidade total de geração de energia elétrica alcançou aproximadamente 152 GW com participação de diversas fontes de energia (PEREIRA et al., 2017).

Nesse sentido, a geração hidroelétrica corresponde 61,27% e as termoelétricas correspondem 26,92% da matriz elétrica brasileira, sendo consideradas fontes firmes e capazes de garantir a demanda de energia do sistema, das fontes alternativas a solar corresponde 0,02% e a eólica 6,86% da matriz. Porém, são consideradas intermitentes devido à fatores meteorológicos (EPE, 2016).

A vulnerabilidade do recurso hídrico, aliada ao crescimento da demanda de energia elétrica, torna necessária a busca por novas fontes de energia componentes da matriz elétrica brasileira, dando prioridade para fontes de energia com pouco impacto ao meio ambiente.

Segundo os relatórios anuais do Balanço Energético Nacional, divulgados pela Empresa de Pesquisa e Energia (2017), observa-se o crescimento participativo dos combustíveis fósseis por conta do crescimento no despacho das termoelétricas para garantir a demanda de energia e a queda participativa das hidroelétricas somada à crise hídrica, conseqüente dos períodos de estiagem em grande parte do território nacional.

Durante a época de estiagem, o crescimento de energias renováveis sem uso do recurso hídrico, porém, ainda menor do que a geração térmica, teve um aumento

significativo, o que incentivou ainda mais a busca por outras fontes alternativas de energia elétrica.

Com a motivação de diversificar as fontes de energia, o Brasil ainda apresentou às Nações Unidas o compromisso de reduzir a emissão de gases do efeito estufa. Dentro desses compromissos constava a meta de alcançar 45% das fontes renováveis de energia, sendo de 28% a 33% além da energia hídrica, na matriz energética brasileira, bem como reduzir 43% das emissões de gases de efeito estufa até o ano de 2030, em relação aos níveis de 2005 (PEREIRA et al., 2017).

Com esse compromisso, o Ministério de Minas e Energia (MME) lançou no final de 2015 o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), para ampliar as ações de estímulo à geração de energia pelos próprios consumidores, com base nas fontes alternativas de energia (com enfoque na energia solar), e investimentos que poderão movimentar aproximadamente R\$ 100 bilhões até o ano de 2030.

Foi criado o Grupo de Trabalho composto por representantes do MME, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), da Empresa de Pesquisa e Energia (EPE), Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (Cepel), e o Centro de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), com o intuito de aprofundar as ações adotadas em estímulo a geração distribuída.

Dentre os objetivos do Grupo de Trabalho destacam-se a criação e expansão das linhas de crédito e formas de financiamento de projetos para a instalação do sistema de geração distribuída e o incentivo ao estabelecimento de indústrias fabricantes dos equipamentos e componentes usados na geração a partir de fontes renováveis (MME, 2015).

No ano de 2012 foi publicada pela ANEEL a Resolução Normativa nº 482, com o propósito de estabelecer condições gerais para o acesso a geração distribuída. O impacto causado até 2017 foi o aumento do número de conexões de 1 para 10.561, atingindo 11.780 consumidores que recebiam os créditos, sendo que 99% das instalações são de fonte solar fotovoltaicas. No entanto, somente em 2016 a adesão de micro e minigeração distribuída passou a ser 4,4 vezes maior do que no ano anterior (ANEEL, 2017a).

O crescimento acentuado de conexões a partir de 2016 está associado as políticas e ações de estímulos a expansão do ProGD, dentre elas, alteração da Resolução Normativa 482/2012, por meio da Resolução Normativa 687/2015 que

possibilitou ao consumidor utilizar o excedente de energia gerado por um prazo maior que o anterior – 60 meses ao invés de 36 meses, e também possibilitou ao consumidor a utilização do crédito disponível pelo excedente produzido para abater a fatura de outros imóveis inscritos sob sua titularidade. Outro estímulo de expansão está na isenção dos impostos ICMS e PIS/Cofins, redução do Imposto de Importação e apoio do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).

Ainda assim, a energia solar fotovoltaica está pouco difundida no Brasil se comparada a outros países, por exemplo, China, Estados Unidos e Alemanha que até final de 2015 correspondiam a 68% da produção mundial e 234 GW de potência instalada (MENDONÇA, 2017). Conforme a International Energy Agency (2018), a capacidade total de energia fotovoltaica instalada na China estava em torno 131 GW, enquanto o Brasil, segundo o Balanço Energético Nacional (2017), contava com 56,9 MW de energia fotovoltaica instalada.

Segundo o Atlas Brasileiro de Energia Solar, a incidência de irradiação solar em todo Brasil é grande, com uma irradiação média diária que varia de 1500 até 2500 kWh/m² (PEREIRA et al., 2006). Observa-se, conforme os dados apresentados, que a geração fotovoltaica é a tendência para o futuro, visto que o país tem um grande potencial de geração, a contribuição para a redução dos gases de efeito estufa, e a possibilidade de o consumidor gerar sua própria energia diminuindo os gastos com energia elétrica.

Dado os problemas causados por fatores climáticos e, conseqüentemente, o aumento nos custos de produção de energia, as tarifas de energia elétrica têm aumentado significativamente e, com isso, as faturas dos consumidores. Assim, surge como oportunidade a utilização de uma fonte de energia alternativa, renovável e limpa, e que dá autonomia ao consumidor de gerar sua própria energia, reduzindo os custos na fatura de energia elétrica, no caso, a energia solar fotovoltaica.

A presente pesquisa tem como intuito a análise de viabilidade técnica e econômica para a instalação de um sistema de geração distribuída de energia elétrica produzida por um sistema fotovoltaico com sistema de compensação de energia.

Para analisar a intenção da pesquisa proposta foram traçados o objetivo geral e os objetivos específicos expostos na sequência.

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivo Geral

Realizar a análise de viabilidade econômica para um sistema de geração distribuída de energia elétrica produzida por painéis fotovoltaicos para unidades consumidoras do mesmo titular estabelecidas em localidades diferentes.

1.1.2. Objetivos Específicos

- Delinear um sistema de geração distribuída de energia elétrica produzida por painéis fotovoltaicos de unidades consumidoras do mesmo titular, tendo como base as normativas estabelecidas para o sistema de compensação de energia;
- Verificar a viabilidade técnica do sistema de compensação de energia elétrica produzida por painéis fotovoltaicos;
- Estabelecer o fluxo de caixa do sistema de compensação de energia elétrica estabelecido para aplicar os métodos de análise de viabilidade econômica.

1.2. Justificativa

A *International Health Racquet & Sportsclub Association (IHRSA)*, associação com principal autoridade na indústria de academias de ginástica comercial, anunciou que no ano de 2017 a indústria global de academias alcançou o número de 201.000 clubes, servindo 174 milhões de membros, estando o Brasil em segundo lugar na contagem de instalações, com aproximadamente 34.500 clubes, número que, comparado há 10 anos, cresceu quase três vezes no país (ACAD Brasil, 2017).

Em razão do consumidor em questão possuir dois imóveis inscritos em seu nome, sendo uma residência e uma academia de ginástica, com um gasto médio mensal de aproximadamente R\$ 2500,00 só em faturas de energia elétrica, e pelo elevado número de clubes no Brasil, segundo os dados da IHRSA, acredita-se que muitos proprietários de academias de ginástica no Brasil devem ter a mesma preocupação com os altos gastos com duas contas de energia.

Diante disso, isso justifica a realização deste estudo, pois, para consumidores que se identificam nesse mesmo caso, eles podem buscar outras fontes geradoras de energia, a fim de amenizar essas despesas, visto que tem ocorrido atualmente a difusão da energia solar fotovoltaica.

Isso tem ocorrido pelos incentivos dados a instalação da energia fotovoltaica e, para obter um maior conhecimento sobre o assunto, surgiu a ideia de pesquisar acerca desse tema e propor a instalação de um sistema fotovoltaico, analisando a viabilidade econômica para esse consumidor que pode ser similar a tantos outros existentes no Brasil.

Cabe lembrar que, a partir dos longos períodos de estiagem e da dependência da geração hidroelétrica, a utilização do recurso solar tem se tornado uma melhor alternativa para o brasileiro diminuir os gastos com as faturas de energia, além de dar mais variedade as fontes da matriz elétrica brasileira.

Assim, com a presente pesquisa será possível verificar a viabilidade do consumidor investir num sistema fotovoltaico, a fim de atender a demanda de energia consumida por ele e, se for viável, verificar o retorno econômico com o seu sistema e em quanto tempo ele recuperará o que foi investido.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo está explanado acerca da micro e minigeração distribuída, principalmente, sobre a geração produzida a partir da energia solar, a energia fotovoltaica. Desta forma, aborda-se a respeito do efeito fotovoltaico e seus influenciadores, dos componentes necessários para instalação de um sistema, bem como sobre as resoluções normativas que regulam esse tipo de instalação.

2.1. Energia Solar

Proveniente da luz e do calor do Sol, tem-se a chamada energia solar. Ela pode ser utilizada por meio de diversas tecnologias que são desenvolvidas constantemente, tais como, aquecimento solar, energia heliotérmica e energia solar fotovoltaica.

A energia solar pode ser tratada como uma alternativa energética muito promissora, dado os desafios e necessidades atuais, e que está disponível abundantemente na maioria dos locais, possibilitando seu uso para geração de energia, onde a única preocupação se dá por ser intermitente na minoria das vezes.

Da quantidade de energia recebida pela Terra em seu movimento de translação em torno do Sol, estima-se que cerca de 19% dessa energia é absorvida pela atmosfera terrestre e cerca de 35% é refletida pelas nuvens. Ademais, da quantidade de energia absorvida pela atmosfera terrestre, parte está disposta na forma de luz visível e parte como luz ultravioleta. Ou seja, de toda energia solar que é destinada a Terra e está disponível somente uma pequena parte é utilizada (PINTO et al. 2015).

Contudo, em comparativo a escala de tempo de vida da terra, a energia oriunda do Sol não pode ser dita como renovável, e sim uma fonte inesgotável que é emitida praticamente de maneira constante, há bilhões de anos (PEREIRA et al. 2017). Desta forma, sabe-se que há muita disponibilidade de energia solar e potencial para sua utilização como energia elétrica.

2.2. Aplicações da Energia Solar

Algumas das mais usuais aplicações da energia proveniente do Sol, citadas anteriormente, se dá através da transformação de energia solar para energia elétrica, e pode ser feita por: conversão heliotérmica e fotovoltaica.

A geração heliotérmica, ou também, energia solar térmica concentrada (Concentred Solar Power, CSP) é a conversão de energia solar em energia elétrica que utiliza superfícies refletoras que centraliza a radiação solar em um receptor. Nele circula um fluido que, submetido a altas temperaturas, converte energia térmica em energia mecânica e, posteriormente, gera energia elétrica (TAVARES, 2014).

A Figura 1 mostra a Usina Heliotérmica situada na Califórnia nos EUA, na qual conta com 300 mil superfícies refletoras sincronizadas computacionalmente, e potência instalada de 377 MW (PASSOS, 2016).

Figura 1 – Usina Heliotérmica na Califórnia



Fonte: California Energy Commission (2018, não paginado)

A conversão de energia solar, em elétrica, por meio fotovoltaico se dá através da transformação direta da radiação solar luminosa em eletricidade, onde determinados materiais, de modo particular os semicondutores, expostos a efeitos da radiação, têm esse comportamento (PASSOS, 2016). Destaque para a utilização do Silício como material mais empregado para essa conversão.

A Figura 2 mostra a primeira usina energia elétrica solar do estado do Rio Grande do Sul, localizada no município de Boa Vista das Missões, que conta com 1008 módulos fotovoltaicos e potência instalada de 257 kWp.

Figura 2 – Usina Solar no Rio Grande do Sul



Fonte: Creluz (2016, não paginado)

2.3. Diferença entre Micro e Minigeração Distribuída

Um dos temas mais abordados mundialmente, no que se refere a planejamento de extensão energética, é a geração distribuída (GD). Trata-se de uma alternativa viável para produção de energia futura, na qual já é considerada, em países de mercado mais desenvolvidos, como oportunidade de aumento dos parques centralizados e de grande porte, que apresentam significativos impactos socioambientais.

Segundo Silva, Hollanda e Cunha (2016), o maior interesse pela geração distribuída deve-se a alguns principais fatores, tais como: o desenvolvimento de tecnologias de geração elétrica em escala reduzida, as restrições na construção de novas linhas de transmissão, a maior demanda por uma eletricidade mais confiável, o aumento do mercado de energia e a influência das mudanças climáticas.

Num contexto geral, pode-se definir geração distribuída como sistemas alocados próximos ao seu ponto de consumo com uma reduzida capacidade de

potência, não necessitando das linhas de transmissão para seu transporte (MENDONÇA, 2017).

De forma mais prática, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) define a geração distribuída como a instalação de geradores de pequeno porte, geralmente advindos de fontes renováveis, ou até mesmo por combustíveis fósseis, alocados próximos ao consumidor da energia gerada; com isso, é possível subdividir em micro e minigeração distribuída.

Conforme a Resolução Normativa ANEEL nº 786/2017, criada com o intuito de redefinir e restabelecer as condições para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas, estas são distinguidas pela sua capacidade de geração em suas respectivas centrais geradoras de energia elétrica, e está dividida em três, pela Resolução Normativa (ANEEL, 2017b), como segue:

- Microgeração: Potência instalada menor ou igual a 75 kW;
- Minigeração: Potência instalada acima de 75 kW até 5 MW;
- Usinas: Potência instalada acima de 5 MW.

A matriz energética brasileira é muito rica e ampla, influenciada pelo nosso clima basicamente tropical, e por contar com um forte potencial hídrico, o que possibilita a diversidade de fontes e alternativas tecnológicas usadas para geração distribuída de energia elétrica. Dentre estas fontes destacam-se a geração eólica, hídrica e solar, por se tratarem de fontes sustentáveis e por haver diversos planos e incentivos para o consumidor gerar sua própria energia.

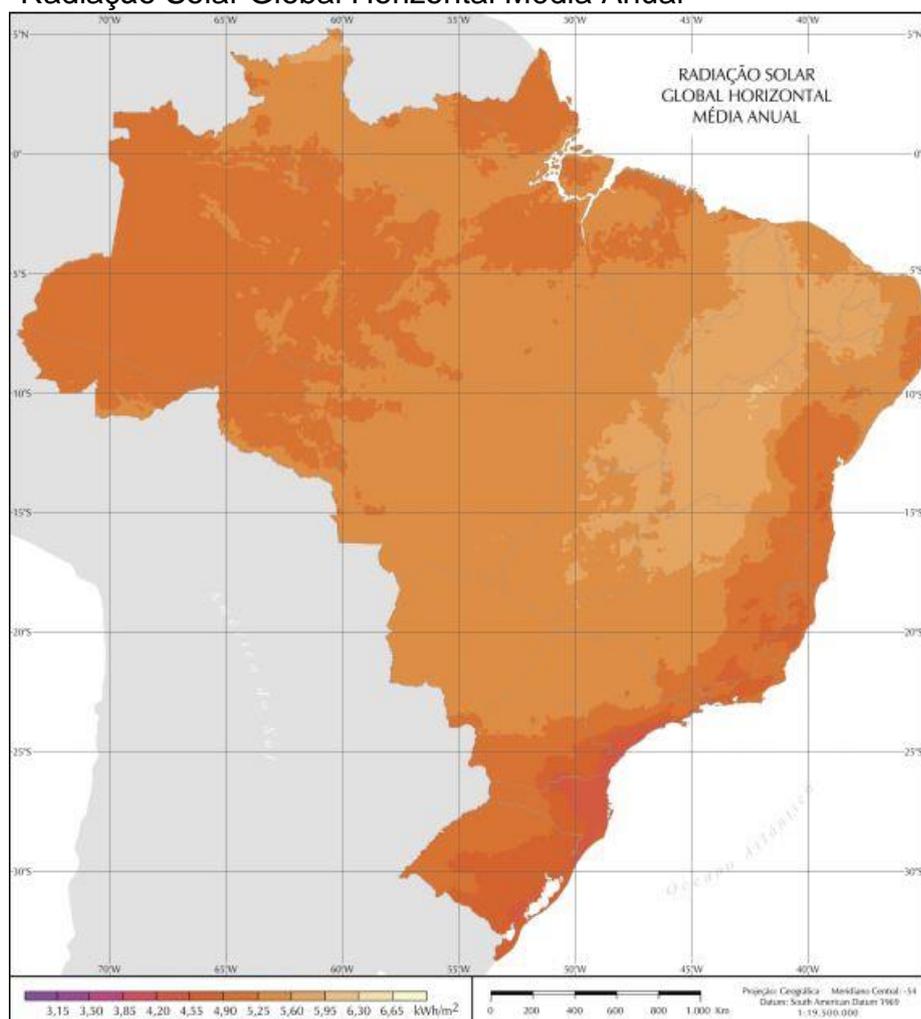
O presente trabalho será realizado com base na geração a partir do recurso solar, suas tecnologias e incentivos a sua instalação.

2.4. Micro e Minigeração Distribuída de Energia Elétrica por Painéis Fotovoltaicos

Como já dito, com base em Pereira et al. (2017), algumas das formas mais comumente utilizadas para geração de energia elétrica ocorre por meio de painéis fotovoltaicos, o que, no Brasil, pode ser muito explorada por contar, segundo a ANEEL (2008), com uma radiação solar global diária em média aproximada de 17 MJ/m².dia, e também uma insolação diária média anual aproximada de 6 horas.

No país a irradiação média diária varia de 1500-2500 kWh/m², valores que podem ser comparados a países europeus com grande desenvolvimento na energia solar, como a Alemanha, onde a irradiação solar é de 900-1250 kWh/m². Diante disso, percebe-se que o pior cenário brasileiro é superior ao melhor cenário alemão, onde há grande potencial já instalado (MENDONÇA, 2017). Na Figura 3 é representada a irradiação média global no território brasileiro.

Figura 3 – Radiação Solar Global Horizontal Média Anual



Fonte: Pereira et al. (2006, p. 34)

Pode-se notar pela Figura 3 que a radiação solar global média anual em todo o território brasileiro tem valores significativos e favoráveis para geração através da energia solar, alcançando até 6,30 kWh/m² em alguns locais, o que demonstra o grande potencial solar brasileiro diante de todo o mundo, e que ainda há muito a ser explorado e desenvolvido no que se refere geração fotovoltaica.

A geração solar através de painéis fotovoltaicos distribuída, em sua grande maioria, está alocada sobre as edificações residenciais e comerciais e, segundo Pereira et al. (2017), a adoção dos painéis é ainda mais viável onde a tarifa convencional da distribuidora local for elevada e onde os índices de irradiação anual da localidade forem maiores.

Ou seja, como consta na Cartilha Financiamento à Micro e Minigeração Distribuída de Energia Elétrica, criada pelo Banco do Nordeste (2016), as viabilidades da micro e minigeração distribuída estão ligadas a possibilidade de haver a compensação de energia, sendo esse o objetivo do consumidor.

2.4.1. Efeito Fotovoltaico

Esse efeito foi analisado primeiramente no ano de 1839 pelo físico francês Alexandre Edmond Becquerel, ao imergir um eletrodo em um líquido condutor que apresentou uma corrente elétrica quando atingido por radiação solar.

Pode-se definir o efeito fotovoltaico como a conversão direta de energia solar em energia elétrica ocorrida pela absorção dos raios solares por um material semicondutor que compõe os módulos fotovoltaicos e, assim, produzindo uma diferença de potencial nos seus terminais (PASSOS, 2016).

Gonçalves (2018) condensou o efeito fotovoltaico em três etapas, como citadas na sequência:

1. A absorção dos fótons produzidos pela radiação solar por meio do material semicondutor presente nos módulos fotovoltaicos;
2. A grande quantidade de energia do fóton produzido causa um aumento na temperatura do material semicondutor, o que faz com que os elétrons do material passem para sua banda de valência. Nesta banda os elétrons têm a probabilidade de se tornarem livres, com esse aumento de temperatura aumenta a quantidade de elétrons que passam para a banda de valência e, assim, será maior a quantidade de eletricidade a ser conduzida;
3. Assim, um arranjo em série de diversas células fotovoltaicas compõe um módulo fotovoltaico, gerando uma boa quantidade de energia.

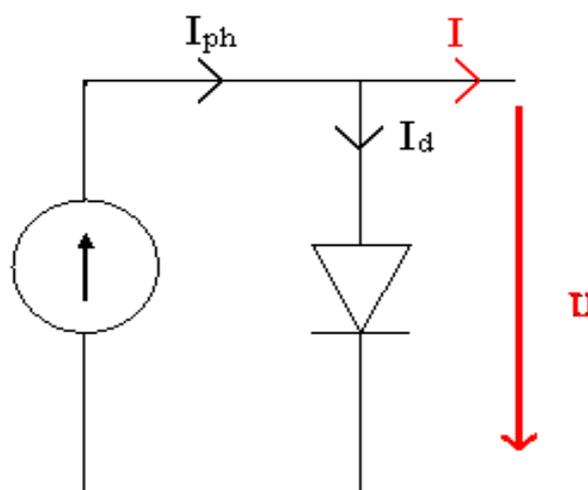
2.4.2. Circuito ideal de uma célula fotovoltaica

O efeito fotovoltaico descrito anteriormente, quando uma célula fotovoltaica é submetida a irradiação solar, pode ser representado por um circuito elétrico. Porém, esse circuito depende do material utilizado ao ser fabricado e da precisão quanto aos parâmetros que se deseja.

A célula fotovoltaica ideal pode ser representada como uma fonte variável de corrente, que varia de acordo com a quantidade de radiação incidida sobre a célula (PASSOS, 2016).

Cabe dizer que, por meio da Lei de Kirchhoff pode-se obter a corrente de saída da célula. Ademais, a Figura 4 mostra um circuito equivalente ideal de uma célula fotovoltaica.

Figura 4 – Circuito equivalente ideal de uma célula fotovoltaica



Fonte: e-LEE (2018, não paginado)

Onde:

- I_{ph} – Corrente gerada através da irradiação solar;
- I_D – Corrente que flui pelo diodo;
- I – Corrente de saída;
- U – Tensão produzida.

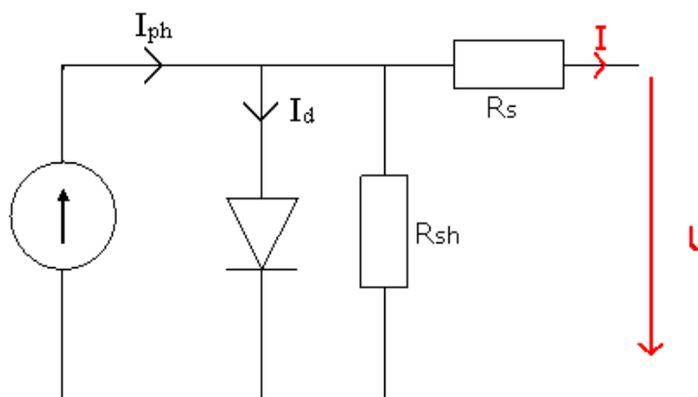
Em contrapartida, Passos (2016) destaca que outras variáveis devem ser levadas em consideração, como quedas de tensão, expressadas por uma resistência

série externa R_s , e das correntes de fuga, expressadas por uma resistência paralela R_{sh} .

2.4.3. Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica

Um modelo de circuito equivalente representado por um diodo, e as resistências que expressam perdas a serem consideradas se assemelha ao modelo real de uma célula fotovoltaica. E pode ser representado pela Figura 5.

Figura 5 – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica



Fonte: e-IEE (2018, não paginado)

Como pode-se observar no circuito, existe uma fonte de corrente que representa a corrente gerada pela célula fotovoltaica, a resistência R_{sh} representa as fugas de corrente, influenciadas pela qualidade da célula, que devem ser preferencialmente quase nulas. A resistência R_s representa a queda de tensão. Tais fatores são alterados pela fabricação e materiais utilizados, e que na prática são consideradas como uma resistência série e outra paralela (GONÇALVES, 2018).

Onde:

- I_{ph} – Corrente gerada através da irradiação solar;
- I_D – Corrente que flui pelo diodo;
- I – Corrente de fuga.

2.4.4. Tipos de células fotovoltaicas

Responsáveis pela conversão da energia solar para energia elétrica por meio do circuito equivalente representado anteriormente, as células fotovoltaicas podem ser divididas quanto ao seu material e a composição desses materiais. Os tipos de células fotovoltaicas são:

- Silício (Si) monocristalino: Este material é o mesmo encontrado nos circuitos utilizados na microeletrônica, de modo que a tecnologia aplicada é bem explorada quanto ao processo de purificação e molde do cristal, tornando-o ainda mais eficiente. As células fotovoltaicas fabricadas por esse material são formadas por uma fatia de um único cristal, o que em testes laboratoriais garante uma eficiência de 27%, entretanto, na prática o valor não ultrapassa os 16%. Devido a tecnologia aplicada para sua purificação e molde, o Silício monocristalino apresenta um custo elevado para sua produção (MENDONÇA, 2017; GONÇALVES 2018).
- Silício (Si) multicristalino: Formado pelo mesmo material do anterior, mas que se difere quanto a composição das células, pois as fatias das células são formadas pela união de pequenos cristais. Quando analisado no laboratório os valores da eficiência do Silício multicristalino são inferiores aos do monocristalino, porém, na prática os valores dessas diferentes composições são semelhantes, além de apresentar um custo inferior ao anterior (MENDONÇA, 2017; GONÇALVES 2018).
- Filmes Finos: É uma tecnologia recente e que tem por princípio a produção de energia fotovoltaica através de pouco material semicondutor, o que dá a possibilidade de produzir em maior quantidade por um custo menor. Alguns materiais têm ganhado destaque nessa tecnologia, mas com maior implementação tem-se o silício amorfo hidrogenado (a-Si:H) que possibilita módulos mais resistentes, mais finos e que podem ser moldados a estruturas (NASCIMENTO, 2004; MENDONÇA, 2017).

2.5. Classificação dos Sistemas de Geração Fotovoltaicos

A Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), por meio da NBR 11704, de 2008, definiu a classificação dos sistemas de conversão fotovoltaica de energia solar em energia elétrica. A classificação é feita quanto à interligação com o sistema público de fornecimento de energia elétrica, e quanto a sua configuração.

A classificação quanto à interligação com o sistema público de fornecimento de energia pode ser feita de duas formas, isolados e conectados à rede, como definido na sequência (NBR ABNT 11704:2008):

- a) *Sistemas Isolados*: sistemas que não possuem conexão com o sistema de fornecimento de energia;
- b) *Sistemas Conectados à Rede Elétrica*: sistemas efetivamente conectados ao sistema de fornecimento de energia.

A classificação quanto a sua configuração também pode ser feita de duas formas, puros e híbridos, definidos na sequência (NBR ABNT 11704:2008):

- a) Sistemas Puros: sistemas que utilizam somente o gerador fotovoltaico como gerador de energia elétrica;
- b) Sistemas Híbridos: sistemas que associam o gerador fotovoltaico com outros tipos de geradores de energia elétrica.

Nesta NBR ABNT 11704 há um exemplo de classificação dos sistemas de conversão fotovoltaica, como pode ser visto no Quadro 1.

O sistema conectado à rede de distribuição elétrica, onde a energia gerada pela fonte é transmitida a concessionária local é nomeado popularmente como sistema *on-grid* (MENDONÇA, 2017).

Segundo CRESESB (2008), esses sistemas caracterizam-se por utilizar uma boa quantidade de painéis fotovoltaicos e por não haver armazenamento de energia, o arranjo de painéis é conectado em inversores e guiados a rede de distribuição. No entanto, os inversores devem estar de acordo com as exigências de qualidade e segurança para que esse sistema não cause danos a rede.

Quadro 1 – Exemplo de classificação dos sistemas fotovoltaicos

Tipo de sistema		Alimentação dos consumidores	Acumulação de energia elétrica	Componentes básicos
Sistemas isolados	Puros	Tensão contínua	Não	Seguidor de potência máxima (desejável)
			Sim	Controlador de carga e acumulador
		Tensão alternada	Não	Inversor
			Sim	Controlador de carga, acumulador e inversor
	Híbridos	Tensão contínua	Sim	Controlador de carga, acumulador e gerador complementar
		Tensão alternada	Opcional	Controlador de carga, acumulador opcional e gerador complementar
Sistemas conectados à rede elétrica	Puros	Tensão alternada	Não	Inversor
	Híbridos	Tensão alternada	Não	Inversor e gerador complementar
			Sim	Inversor, gerador complementar e acumulador

Fonte: NBR 11704 (ABNT, 2008, p. 3)

O sistema isolado, ou desconectado a rede de distribuição elétrica, em que a energia elétrica gerada é armazenada em baterias – ou consumida pelo cliente –, é nomeado popularmente como sistema *off grid* (MENDONÇA, 2017).

Esses sistemas caracterizam-se pela utilização de alguma forma de armazenamento de energia, que geralmente é feito através de baterias, onde se faz necessário o uso de um controlador de carga para monitorar as baterias, e um inversor de corrente alternada (CRESESB, 2008). O sistema *off grid* é um sistema

com custo elevado de investimento devido aos componentes necessários, e de pequena vida útil (GONÇALVES, 2018).

O sistema híbrido apresenta outra fonte de geração de energia, além da fotovoltaica presente, o que se torna interessante para horários ou dias em que não há irradiação solar disponível. Porém, o sistema híbrido torna-se complexo pelo controle e otimização das diferentes fontes de energia disponíveis (CRESESB, 2008).

2.6. Componentes dos Sistemas Fotovoltaicos *On-Grid*

O sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica, ou SFVCR, necessita de alguns componentes básicos e essenciais para que haja correta operação do sistema. Esses componentes são encarregados pela energia gerada, pela conexão com a rede e pela proteção dos componentes do sistema. Os componentes essenciais do SFVCR são:

- módulos fotovoltaicos;
- inversores de frequência;
- caixa de fileiras, ou *String Box*;
- quadros de proteção para corrente contínua e para corrente alternada;
- cabos elétricos;
- conectores MC4.

2.6.1. Módulos Fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos tratam-se da unidade inicial de um sistema (MENDONÇA, 2017). São formados por um agrupamento de células fotovoltaicas associadas para produzir a quantidade de tensão e corrente necessária para suprir a energia requerida, visto que a produção de energia de uma única célula é pequena, sendo preciso uni-las em um módulo para uma geração razoável. Este agrupamento de células, denominado módulo fotovoltaico está ilustrado na Figura 6.

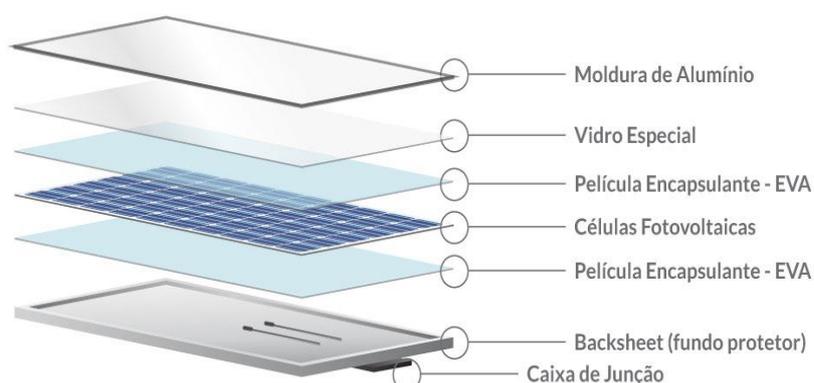
Figura 6 – Módulo Fotovoltaico GCL P6/72 330 W



Fonte: Neosolar (2017, não paginado)

De forma geral, os módulos fotovoltaicos possuem normalmente as seguintes partes construtivas: moldura em alumínio, vidro temperado, duas camadas de EVA (Acetato de Etil Vinila), células fotovoltaicas, Tedlar (PVF – fluoreto de polivinil) e a caixa de junção. A composição dos módulos está disposta de modo a garantir uma estrutura rígida, resistente e durável, visto que estão expostas a intempéries. Essas partes podem ser vistas em seus devidos lugares na Figura 7.

Figura 7 – Partes construtivas de um módulo fotovoltaico



Fonte: BlueSol (2018, não paginado)

Os fabricantes dos módulos fotovoltaicos, de modo geral, dão a garantia de 3 a 5 anos para defeitos de fabricação, e para que o módulo tenha um rendimento mínimo, o tempo é de 25 anos. Para um período de 10 a 12 anos de utilização

garante-se uma potência gerada pelos módulos de até 90%, e para um período de 20 a 25 anos de uso a potência gerada garantida é de 80% (CRESESB, 2014).

Estima-se que a capacidade de potência dos módulos fotovoltaicos instaladas em campo sofrem a degradação de 0,5% a 1% ao ano (PASSOS, 2016). Cabe ressaltar que para operação e manutenção há um custo anual de 1% sobre o investimento inicial (GONÇALVES, 2018).

2.6.1.1. Características elétricas dos módulos

Os painéis fotovoltaicos apresentam características elétricas como: tensão nominal, corrente nominal, tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito. A análise do comportamento dessas grandezas é necessária, pois expressam a potência máxima de operação do módulo.

Para determinação da tensão de circuito aberto (V_{oc}) é utilizado um voltímetro nos terminais positivos e negativos do painel, que deve estar desconexo de qualquer carga para não haver corrente fluindo.

A corrente de curto-circuito (I_{sc}) é medida por um amperímetro, com o módulo desconexo da carga, ligam-se os terminais do painel produzindo a corrente a ser medida, ou corrente de curto-circuito.

Todas as características elétricas para se obter um padrão de testes laboratoriais considera uma temperatura do módulo a 25°C e uma irradiância de 1000 W/m². Porém, na prática as situações de operação são diferentes, logo, o comportamento do módulo diante das variações de temperatura é indicado na sua folha de dados (PASSOS, 2016).

2.6.1.2. Curva característica I-V

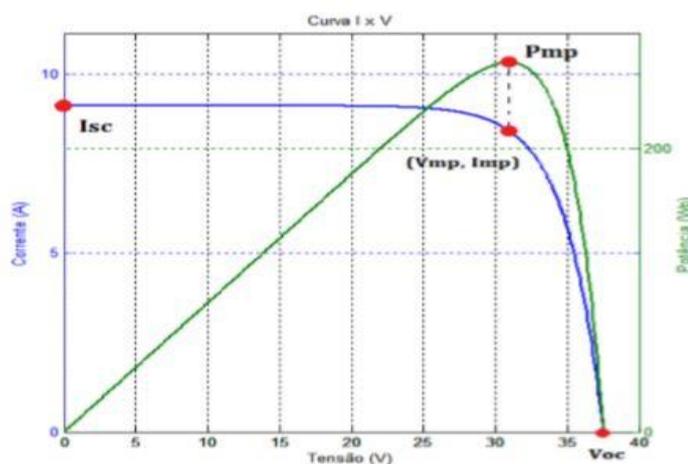
A curva I-V é de grande importância para análise do comportamento e desempenho de um módulo fotovoltaico, a partir da curva alguns pontos são destacados, como segue (PASSOS, 2016):

- Corrente de Curto-Circuito (I_{sc}): Corrente que passa através de uma célula iluminada quando a tensão em seus terminais é nula;

- Tensão de circuito aberto (Voc): Tensão nos terminais da célula iluminada quando a corrente é nula;
- Tensão Vmp e Corrente Imp: Tensão e corrente quando a célula iluminada fornece máxima potência;
- Ponto de máxima potência Pmp: Ponto na curva I-V onde o produto Vmp e Imp determina a potência máxima.

Na Figura 8 observa-se a curva I-V de um módulo fotovoltaico.

Figura 8 – Curva I-V de um módulo fotovoltaico



2.6.1.3. Diodo de Desvio (*by-pass*)

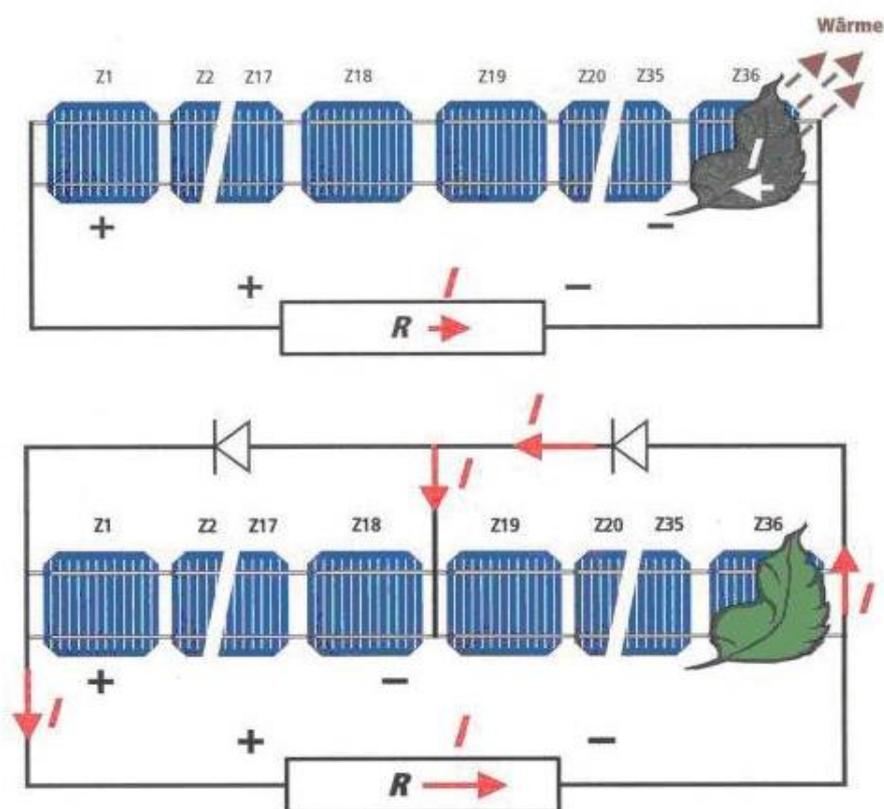
Uma das partes construtivas dos módulos que vale ressaltar é a caixa de junção. Nela serão recebidos os terminais das células fotovoltaicas e alojados os diodos de *by-pass*. Esses diodos estão nos módulos com a finalidade de minimizar o efeito causado pelo sombreamento de algumas células fotovoltaicas isolando a região do painel fotovoltaica que estiver sobre influência do sombreamento (MENDONÇA, 2017).

Conforme Mendonça (2017), este sombreamento pode fazer com que a célula se torne inversamente polarizada e atue como carga e, assim, liberando calor, o que pode danificar o módulo de maneira parcial, ou total. Logo, o diodo de *by-pass* atua da seguinte forma: ele é colocado em antiparalelo a célula para desviar a corrente

elétrica sobre a célula encoberta ou danificada, assim, as células são distribuídas em setores que compõe o painel.

O ideal seria que, para cada célula fotovoltaica presente no módulo, fosse utilizado um diodo de desvio, para que houvesse um melhor controle do funcionamento, entretanto, na prática os fabricantes não seguem isso (MENDONÇA, 2017). São conectados com um conjunto de células em série, entre 15 e 30 células por diodo, e este deve suportar, em operação, a mesma corrente das células (CRESESB, 2014). A Figura 9 ajuda a compreender a operação de um diodo de *by-pass*.

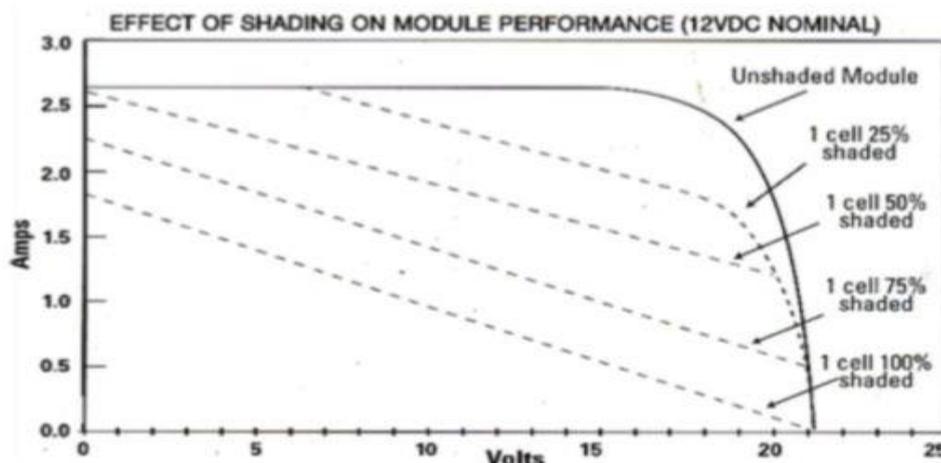
Figura 9 – Funcionamento do Diodo de *by-pass*



Fonte: Solar Cell (2017, não paginado)

O sombreamento nas células causa um efeito de redução de tensão de saída produzida pelo módulo, o que pode ser visualizado na Figura 10.

Figura 10 – Redução da tensão de saída causada pelo sombreamento



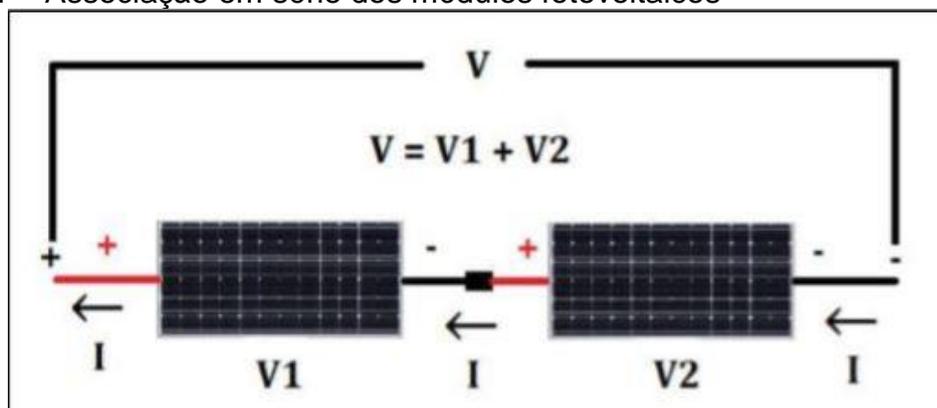
Fonte: Mendonça (2017, p. 25)

2.6.1.4. Arranjos de módulos fotovoltaicos

As potências dos módulos variam de 230W a 370W e fornecendo uma tensão de circuito aberto aproximada de 37Vcc. Portanto, um único módulo produz muito pouco quando espera-se alimentar uma residência, assim, torna-se necessário fazer um arranjo de módulos fotovoltaicos. As conexões das associações de módulos podem ser em série e/ou paralelo.

A característica dos arranjos em série – a associação em série está apresentada na Figura 11 – é que a tensão de saída dos módulos ocorre pela soma das tensões de cada módulo, e a corrente nesse arranjo é igual para todos os módulos. Sua conexão é feita com o terminal positivo de um módulo conectado ao terminal negativo do módulo seguinte, a fileira formada pode ser chamada de *string*.

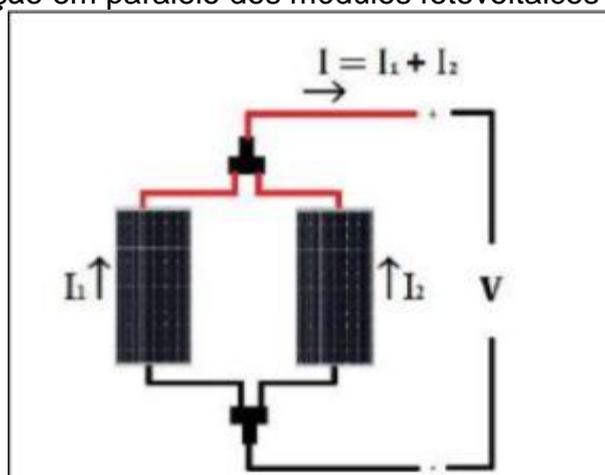
Figura 11 – Associação em série dos módulos fotovoltaicos



Fonte: Passos (2016, p. 69)

A característica dos arranjos em paralelo é que a corrente elétrica fornecida ocorre pela soma das correntes de cada módulo, e a tensão de saída nesse arranjo é a mesma fornecida por um único módulo fotovoltaico. A associação em paralelo está apresentada na Figura 12.

Figura 12 – Associação em paralelo dos módulos fotovoltaicos



Fonte: Passos (2016, p. 69)

Outra possibilidade de arranjo existente entre os módulos fotovoltaicos é denominada associação mista, sendo que nesta possibilidade uma fileira que tem as conexões entre os módulos em série é conectada em paralelo com outras fileiras. Mas cabe informar que a associação mais comumente utilizada é a associação em série.

2.6.2. Inversores de Frequência

O inversor pode ser definido como um dispositivo eletrônico que fornece energia elétrica em corrente alternada a partir de uma fonte de corrente contínua proveniente dos módulos fotovoltaicos (CRESESB, 2014).

Existe uma diversidade de tipos de inversores que estão divididos conforme suas aplicações. Para sistemas fotovoltaicos há duas categorias de inversores: SFIs e SFCRs. Apesar de terem os mesmos princípios de funcionamento, os SFCRs possuem a característica de atender às exigências de segurança e qualidade de energia definidas pelas distribuidoras de energia (CRESESB, 2014).

Os inversores de frequência fazem o uso de chaves eletrônicas de potência para chavear os fluxos de corrente, e fazer com que a corrente elétrica injetada na rede de distribuição tenha forma de onda senoidal e esteja sincronizada a rede, para estar de acordo com as normas estabelecidas pela ANEEL (PRODIST – Módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica), onde a frequência das correntes elétricas e tensões produzidas atendam aos requisitos (PASSOS, 2016).

A energia produzida através dos módulos fotovoltaicos é transferida por um inversor para o quadro de distribuição do local, para que essa energia possa ser consumida. Enquanto há irradiação solar, se a energia produzida não for suficiente para suprir a carga, o restante necessário será fornecido pela rede. Caso a energia produzida seja maior do que a consumida, o excedente será injetado na rede. Quando não há irradiação solar, não há geração de energia pelos módulos fotovoltaicos, logo, a carga será alimentada pela rede. Esse fluxo de energia elétrica será gerenciado pelo inversor de frequência.

Os inversores de frequência para conexão à rede pública disponíveis podem ter saída monofásica (até 5 kW) e trifásica (acima de 5kW) (CRESESB, 2014).

Segundo Passos (2016), para a utilização dos inversores de frequência há quatro configurações possíveis, sendo elas:

- 1) Inversor Central: Um único inversor e todos os módulos ligados a ele. Nessa disposição há redução de custo de instalação, no entanto, há diminuição na confiabilidade, pois, caso ocorra uma falha do inversor, o sistema ficará comprometido
- 2) Inversor por String: Cada fileira de módulos fotovoltaicos é ligada a um inversor. Facilita a instalação, manutenção, uma possível expansão e a confiabilidade do sistema;
- 3) Módulos CA ou Micro-Inversores: Utiliza-se um único inversor para cada módulo fotovoltaico. Essa disposição possibilita que os módulos trabalhem em seu ponto de máxima potência, não acontecendo em outras configurações, em contrapartida, há um aumento no custo de instalação, e uma menor eficiência, se comparado aos demais inversores de frequência de maior capacidade;
- 4) Inversor Multi-Fileira: Mais indicados para arranjos com diversos módulos fotovoltaicos alocados com diferentes posições de instalação e submetidos a diferentes condições de temperatura e irradiação. Possui um inversor

central alimentado por outros conversores CC-CC de cada fileira, elevando a tensão e possibilita a máxima potência.

Os inversores que estiverem conectados à rede de distribuição devem atender as normas de anti-ilhamento e de reconexão automática. A ANEEL, por meio de uma revisão da Resolução Normativa 482/2012, passou a permitir que sistemas fotovoltaicos conectados à rede operem isolados da rede, para isso, deve-se garantir a desconexão entre a rede de distribuição e as instalações do sistema fotovoltaico.

Segundo CRESEB (2014), os critérios de qualidade de um inversor para sistemas fotovoltaicos devem possuir as características a seguir:

- alta eficiência de conversão;
- alta confiabilidade e baixa manutenção;
- operação em uma faixa ampla de tensão de entrada;
- boa regulação na tensão da saída;
- baixo conteúdo harmônico na forma de onda senoidal;
- emissão de ruído audível baixa;
- emissão de interferência eletromagnética baixa;
- tolerância aos surtos de partida das cargas;
- segurança para instalação e para as pessoas;
- correto grau de proteção ao tipo de instalação;
- garantia de fábrica de pelo menos dois anos.

Portanto, é necessário que se observe a folha de dados dos inversores de frequência para verificação dos parâmetros, a fim de se obter o inversor correto para o tipo de instalação.

Os inversores a serem utilizados, comercializados no Brasil, devem apresentar registro no Inmetro, onde algumas distribuidoras de energia aceitarão seu uso mediante apresentação do certificado. Os ensaios a serem realizados para certificação são, em condições nominais, autoconsumo, eficiência, distorção harmônica, frequência, sobrecarga e regulação de tensão. Para verificação em condições extremas são verificados ensaios de proteção contra curto-circuito e

contra inversão de polaridade, eficiência, distorção harmônica, regulação de tensão e frequência, para temperaturas acima dos 40 °C (CRESESB, 2014).

2.6.3. Caixa de Fileiras (*String Box*)

Nas caixas de fileiras estão os cabos elétricos das diversas fileiras (*strings*) em dois barramentos, positivo e negativo, e onde estão os fusíveis de proteção e diodos de bloqueio. São utilizadas para o caso de associações de fileiras de módulos em paralelo com a finalidade de aumentar a potência entregue ao inversor.

2.6.4. Quadros de proteção para corrente contínua e corrente alternada

Para proteção dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica contra surtos de tensão e descargas atmosféricas é necessário um sistema que deve estar presente para corrente contínua e corrente alternada.

Para proteção de corrente contínua o quadro pode conter também a caixa de fileiras, além dos fusíveis para conexão das fileiras, deve-se conter uma chave CC, e dispositivos de proteção contra surtos (DPS). O quadro CC é importante, pois interliga o arranjo de módulos ao inversor e tem a função de desconectar os módulos para manutenção e proteger os equipamentos contra variações abruptas de tensão causadas pelas descargas atmosféricas (PASSOS, 2016; GONÇALVES, 2018).

Para proteção de corrente alternada o quadro interliga o inversor de frequência a rede elétrica, e neste quadro estarão os dispositivos de proteção do lado de corrente alternada do sistema fotovoltaico: disjuntores, dispositivos de proteção contra surtos (DPS) (PASSOS, 2016; GONÇALVES, 2018).

Para correta escolha dos dispositivos de proteção deve-se realizar o dimensionamento com base na NBR ABNT 5410:2004, padrão para instalações de baixa tensão, e observando as informações técnicas dos fabricantes dos outros equipamentos utilizados na instalação.

2.6.5. Cabos elétricos para os lados de CC e CA

Os sistemas fotovoltaicos poderão conter três tipos de cabeamento diferentes: cabos de módulo ou fileira (corrente contínua), cabo principal de corrente contínua e os cabos de corrente alternada. Esses cabos utilizados na instalação deverão atender as exigências necessárias do sistema, portanto, devem ser dimensionados corretamente para que não haja perdas significativas (GONÇALVES, 2018).

Os cabos de módulo fazem a interligação entre os módulos fotovoltaicos uma fileira, fornecidos juntamente com os módulos. O cabo principal de corrente contínua conecta a associação de módulos fotovoltaicos e o quadro de proteção CC. Os cabos de corrente alternada fazem a conexão do inversor com o quadro de proteção CA.

Conforme Passos (2016), os cabos utilizados nesse tipo de instalação necessariamente devem estar atentos aos seguintes requisitos:

- ser resistente a raios ultravioletas e intempéries;
- ter garantia aproximada de 25 anos;
- atender a operação à temperaturas de 90°C;
- ser antichamas.

O projetista deve dimensionar a seção dos condutores observando a capacidade de condução de corrente, a distância entre um componente e outro a serem interligados, a queda de tensão e conforme método de instalação.

2.6.6. Conectores MC4

São desenvolvidos especialmente para aplicações em sistemas fotovoltaicos, e são disponibilizados juntamente com os módulos fotovoltaicos permitindo os arranjos em série ou em paralelo. As principais características para utilização dos conectores MC4 nas aplicações fotovoltaicas são: facilidade de conexão entre os módulos, resistência as intempéries, fácil montagem e melhor acabamento para instalação (PASSOS, 2016).

2.7. Análise de fatores locais para geração de energia fotovoltaica

Os módulos fotovoltaicos sofrem a influência direta de fatores externos que interferem significativamente na produção de energia elétrica, assim, deve-se analisar o local da instalação para que possa haver o maior rendimento possível do arranjo. Dentre os principais fatores tem-se: Ângulo de inclinação, irradiação solar, temperatura e sombreamentos.

2.7.1. Ângulo de Inclinação

Para se projetar um sistema fotovoltaico deve-se ter conhecimento do posicionamento do sol durante o dia, e determinando, assim, a latitude na qual vai ser instalado o sistema. A correta análise faz com que a inclinação do painel seja escolhida com a intenção de receber a maior irradiação solar diária. Com base nos pontos cardeais da rosa dos ventos, onde cada direção representa uma componente angular com base no sol, assim, é adotado $\alpha = 0^\circ$ para a direção Sul e Norte, $\alpha = -90^\circ$ para Leste e $\alpha = 90^\circ$ para oeste (MENDONÇA, 2017).

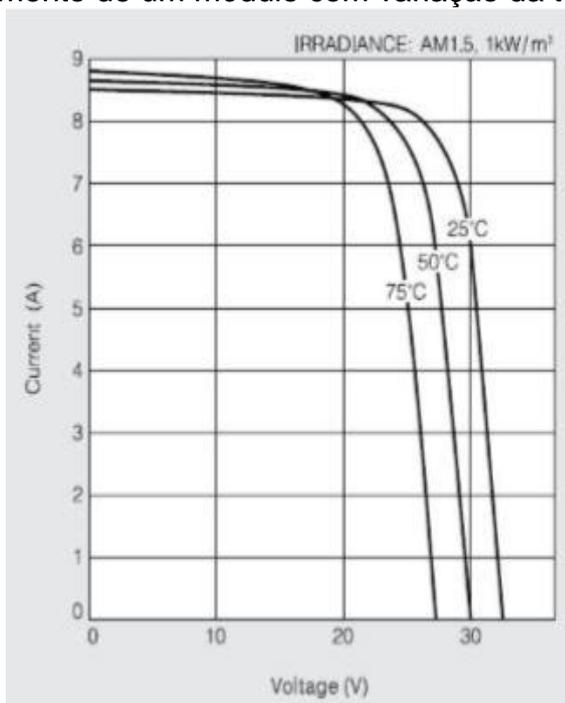
É importante ressaltar que a cada estação do ano há variações da altura do Sol, fazendo com que fique mais perto ou mais longe do módulo fotovoltaico, logo, é necessária uma análise anual da inclinação, na qual possibilitará a maior incidência solar sobre as placas no decorrer de dia para garantir o maior rendimento possível dos módulos.

2.7.2. Influência da Temperatura

Diariamente uma grande quantidade de energia solar é irradiada sobre os módulos fotovoltaicos, influenciando diretamente no aumento da temperatura. Os módulos são projetados para operarem a temperaturas extremas, mas cabe dizer que, a medida em que aumenta a temperatura do módulo, a tensão produzida pelas células fotovoltaicas será menor a uma corrente constante, ocasionando a diminuição da sua potência (MENDONÇA, 2017).

Na Figura 13 é demonstrado o comportamento do rendimento de um módulo com variação de temperatura e uma irradiação de 1000 W/m^2 .

Figura 13 – Comportamento de um módulo com variação da temperatura



Fonte: Kyocera (2017, não paginado)

Pode-se perceber pela Figura 13 que tensão produzida pelo módulo fotovoltaico diminui na medida em que aumenta a temperatura ambiente.

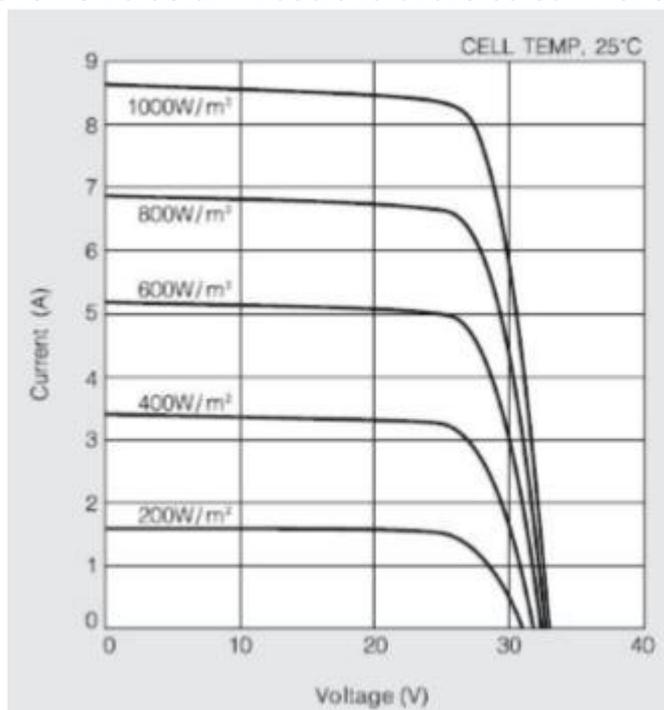
2.7.3. Influência da Irradiação

Na realidade sabe-se que a irradiação solar sobre a terra não é constante e diversos fatores acabam influenciando, tais como chuvas, nebulosidade, estações do ano, horários do dia. Portanto, a irradiação solar sobre o arranjo fotovoltaico poderá sofrer diversas variações num mesmo dia (MENDONÇA, 2017).

Dependente diretamente da irradiação sobre o arranjo, a corrente elétrica produzida nas células fotovoltaicas será ainda maior quanto maior for a irradiação incidida, o que acarretará num melhor rendimento do módulo.

Na Figura 14, a fim de se realizar testes da influência da irradiação, a Kyocera observou o rendimento do seu módulo fotovoltaico a uma temperatura de 25°C.

Figura 14 – Comportamento de um módulo fotovoltaico com variação da irradiação



Fonte: Kyocera (2017, não paginado)

Pela Figura 14 pode-se dizer que o rendimento do seu módulo fotovoltaico a uma temperatura de 25°C com influência da variação da irradiação tem sua corrente elétrica reduzida com pouca irradiação, na medida em que há aumento da irradiação aumenta a corrente elétrica e, com isso, o rendimento do módulo.

2.7.4. Influência do Sombreamento

Ao elaborar um projeto de sistema fotovoltaico, o projetista deve levar em consideração e analisar acerca dos sombreamentos sobre os módulos e que podem interferir na produção de energia elétrica. Existe o sombreamento temporário, sombreamento pela posição e sombreamento da construção. Veja-se a seguir a descrição de cada um deles (MENDONÇA, 2017):

- 1- Sombreamento temporário: Este primeiro tipo ocorre por um período, e pode ser ocasionado por uma nuvem passageira, poluição sobre o vidro do módulo, folhas, entre outros. Para isso, deve-se buscar manter os módulos limpos e livres de qualquer matéria que possa criar uma sombra influenciando na absorção.

- 2- Sombreamento pela posição: Este tipo ocorre pela presença de árvores, edificações vizinhas e estruturas maiores próximas ao sistema.
- 3- Sombreamento da construção: Este tipo ocorre pela interferência da própria edificação com relação aos módulos. Causado por antenas, para-raios, chaminés, entre outros, visto que a instalação dos módulos possa não estar no ponto mais alto da edificação.

2.8. Procedimentos de Distribuição de Energética no Sistema Elétrico Nacional

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), vinculada ao Ministério de Minas e Energia, foi criada com os objetivos de regular a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização de energia elétrica.

Os procedimentos de distribuição de energética no sistema elétrico nacional (PRODIST) são documentos elaborados pela ANEEL com intuito de normatizar e padronizar as atividades técnicas relacionadas aos sistemas de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2017c).

Os documentos do PRODIST estão divididos em nove módulos mais a Cartilha de Acesso ao Sistema de Distribuição, e abordando temas como: condições, planejamento da expansão, procedimentos de operação, medição, informações e obrigações, indicadores de qualidade de energia e penalidades.

Os sistemas fotovoltaicos devem estar baseados no módulo 3 do PRODIST, este módulo estabelece condições de acesso, compreendendo conexão e o uso, ao sistema de distribuição. A seção 3.7 do PRODIST tem o objetivo de descrever os procedimentos para acessar a micro e a minigeração distribuída participante do Sistema de Compensação de Energia ao sistema de distribuição.

Os documentos necessários requeridos pelas concessionárias para o acesso a geração distribuída, conforme o PRODIST são (ANEEL, 2017c):

- formulário para solicitação de acesso;
- anotação de responsabilidade técnica (ART);
- procuração do acessante;
- projeto, arranjo físico, diagramas e memorial descritivo;
- cópias dos manuais técnicos dos relés e inversores de frequência;

- certificação de conformidade dos inversores ou número de registro da concessão do INMETRO;
- dados necessários ao registro da central geradora;
- lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos do artigo 2º da Resolução Normativa 482/2012 da ANEEL.

Algumas concessionárias locais responsáveis pelo sistema de distribuição podem não exigir alguns documentos dispostos no módulo 3, porém, quanto aos requisitos técnicos de conexão, o projeto de um sistema de geração fotovoltaica deve atender às regras dispostas no PRODIST, atendendo aos requisitos mínimos de proteção conforme a potência do sistema instalada.

2.9. Sistema de Compensação

A Resolução Normativa 482, homologada pela ANEEL em 17 de abril de 2012, estabelece as condições gerais para o acesso a microgeração e a minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica.

Segundo a ANEEL (2012), o sistema de compensação de energia é definido como sistema no qual a energia ativa produzida por uma unidade consumidora com geração distribuída compense o consumo de energia elétrica ativa. Primeiramente, esse sistema adotado dá permissão ao consumidor para injetar o excedente de energia gerada na rede de distribuição de energia e, assim, sendo ressarcido no final do mês diretamente na fatura de energia elétrica. Se o excedente gerado for maior do que o consumido, o cliente acumula um saldo com a concessionária local, estando esse saldo disponível para consumo por até 36 meses.

Porém, o acompanhamento da implantação dessa Resolução Normativa, realizado pela ANEEL, nos últimos anos, verificou alguns pontos que necessitavam de alterações e melhorias. Assim, com o objetivo de reduzir os custos e o tempo para conexão da geração distribuída, tornar compatível o Sistema de Compensação de Energia Elétrica com as Condições de Fornecimento, melhorar informações

apresentadas na conta de energia e atrair mais clientes, foi publicada pela ANEEL a REN 687:2015, sendo uma alteração da REN 482:2012 e do Módulo 3 do PRODIST.

Dentro das principais alterações favoráveis normatizadas pela Resolução Normativa ANEEL 687/2015 estão:

- os créditos acumulados com a concessionária local passaram a ser de 60 meses, ao invés dos 36 meses anteriores;
- ocorreu a redução dos prazos de tramitação de pedidos junto às distribuidoras;
- foram criados formulários de solicitação padrões para todo país;
- há possibilidade de geração distribuída para condomínios;
- tem-se a permissão para operação em ilha, desde que haja garantia de desconexão da rede, revisão alterada no módulo 3 do PRODIST;
- foram estabelecidas as modalidades de autoconsumo remoto e geração compartilhada.

Há ainda a possibilidade de o consumidor utilizar a compensação de créditos do excedente da produção em outras unidades cadastradas dentro da mesma área de concessão da distribuidora e caracterizada como autoconsumo remoto, geração compartilhada ou integrante de empreendimentos de várias unidades consumidoras (condomínios), definidas pela ANEEL (2016) como:

- Geração compartilhada: reunião de consumidores, por meio de consórcio ou cooperativa, formada por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com geração distribuída em diferente local das unidades consumidoras onde o excedente será compensado;
- Autoconsumo remoto: unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com geração distribuída em local diferente das unidades consumidoras onde o excedente será compensado;
- Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: utilização da energia elétrica de forma independente, onde cada parte com uso individualizado seja uma unidade consumidora, e as instalações de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, com geração distribuída, desde que

as unidades consumidoras estejam na mesma propriedade ou em uma propriedade adjunta.

Em abril de 2013 o Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ aprovou o Convênio ICMS 6, onde toda a energia que chega ao consumidor pela empresa seria contabilizada pelo imposto, sem levar em consideração a compensação de energia produzida pelo sistema fotovoltaico, assim, o ICMS incidiria sobre toda a energia consumida no mês (CONFAZ, 2013).

Mas cabe salientar que, em abril de 2015, o CONFAZ publicou o Convênio ICMS 16, que revogou o Convênio ICMS 6, e dava autoridade aos estados a conceder a isenção nas operações onde há sistema de compensação de energia elétrica previsto pela ANEEL. Assim, o ICMS passou a incidir somente sobre a diferença entre energia consumida e a energia injetada na rede de distribuição no mês (CONFAZ, 2015).

Em 2015 foi criada pelo governo federal a Lei 13.169 autorizando a isenção do imposto do PIS/COFINS que incidia sobre a energia produzida por sistemas fotovoltaicos, e passou a acontecer somente sobre a diferença positiva entre energia consumida e energia injetada pela unidade consumidora com geração distribuída. Ainda, em 2015, a alíquota do Imposto de Importação (II) incidente sobre bens destinados à produção de equipamentos utilizados na geração solar fotovoltaica foi reduzida.

2.10. Bandeiras Tarifárias

Em fevereiro de 2015 a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE criou o Sistema de Bandeiras Tarifárias, que sinaliza aos consumidores os custos reais da geração de energia elétrica, apresentando as seguintes modalidades: verde, amarela e vermelha. Estas indicam se haverá ou não acréscimo no valor da energia do consumidor final, e é determinada em função das condições de geração de energia elétrica.

A energia elétrica no Brasil é gerada predominantemente por usinas hidroelétricas, para isso depende dos níveis de água nos reservatórios. Se o nível de água está baixo, as usinas termoeletricas podem ser ligadas para manter a geração

de energia e poupar os reservatórios das hidroelétricas, porém, o custo de geração aumenta, pois, as termoeletricas produzem por meio de combustíveis fósseis. O sistema conta com três bandeiras tarifárias:

- Bandeira Verde: condições favoráveis de geração de energia, não há acréscimo na conta;
- Bandeira Amarela: condições de geração menos favoráveis, há acréscimo de R\$ 0,010 para cada kWh consumido pelo cliente;
- Bandeira Vermelha: condições de geração de energia ainda mais custosas. Há dois patamares: no Patamar 1 há acréscimo de R\$ 0,030 para cada kWh consumido. No Patamar 2 as condições de geração são ainda mais custosas que o Patamar 1, portanto, há um acréscimo de R\$ 0,050 para cada kWh consumido.

O valor de acréscimo para o sistema de bandeiras tarifárias é definido a cada ano pela ANEEL.

3. METODOLOGIA

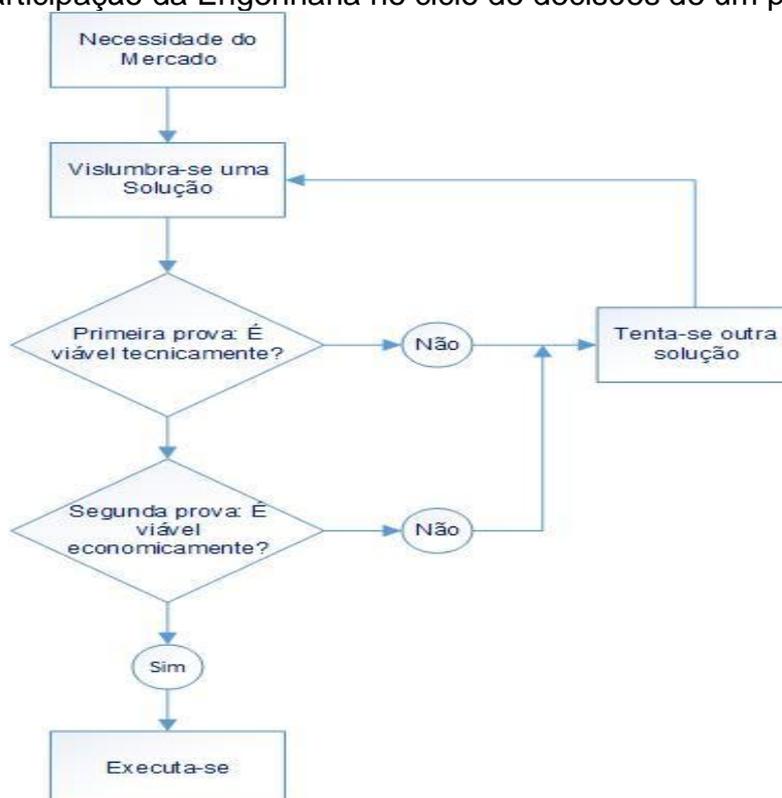
Neste capítulo consta a descrição das etapas da pesquisa realizada, bem como os métodos e procedimentos adotados para o desenvolvimento do trabalho, com vistas a alcançar os objetivos propostos na pesquisa.

A metodologia proposta tem por objetivo realizar a análise de viabilidade econômica para um sistema de geração distribuída de energia elétrica produzida por painéis fotovoltaicos para unidades consumidoras do mesmo titular, estabelecidas em localidades diferentes, levando em consideração as condições climáticas de uma residência localizada na cidade de Uruguaiana/RS.

3.1. Etapas da Pesquisa

Segundo Buarque (1984), a partir do vislumbre da elaboração de um projeto, a engenharia é elaborada no mesmo momento em que outras etapas (provas) importantes são executadas, como apresentado na Figura 15.

Figura 15 – Participação da Engenharia no ciclo de decisões de um projeto



Fonte: Adaptado de Buarque (1984)

Dessa forma, entende-se que a engenharia tem papel decisivo em um projeto, pois envolve desde a análise de viabilidade técnica, até a análise de viabilidade econômica. Cabe dizer que a presente pesquisa avaliará as duas provas apresentadas no ciclo de decisão para um sistema de compensação de energia elétrica.

A primeira prova abrange a análise técnica, na qual, esta, abrange a obtenção de dados de consumo do cliente, dados da localidade a ser instalado o sistema de geração distribuída de energia elétrica produzida por painéis fotovoltaicos, a necessidade do consumidor, o dimensionamento dos equipamentos necessários para atender à necessidade, o projeto de construção do sistema e o rendimento desse projeto.

Já a segunda prova envolve a análise econômica, que abrange a análise do fluxo de caixa por meio dos métodos de viabilidade econômica de projetos de investimentos, determinante para decidir se é viável investir os recursos no projeto. A Figura 16 apresenta as etapas desta pesquisa.

Figura 16 – Etapas da Pesquisa



Fonte: Elaborado pelo autor com base em Buarque (1984)

3.2. Necessidade do Cliente

A necessidade de energia do consumidor brasileiro tem crescido significativamente, da mesma forma que o aumento das tarifas de energia para cada bandeira tarifária, aliado aos contínuos períodos de estiagem e o baixo nível dos reservatórios de água, sendo necessário que a ANEEL acione as bandeiras tarifárias, ou seja, maior custo adicional nas tarifas e preocupação com os elevados custos das faturas de energia, principalmente para consumidores que têm inscrito em seu nome uma residência e uma academia de ginástica.

Desta forma, a motivação pela busca de um sistema de geração distribuída, a fim de reduzir os gastos com energia elétrica para esse perfil de cliente, que tem se tornado cada vez mais comum no país, visa melhorias futuras na residência deste cliente e em seu estabelecimento comercial.

Destaca-se que será levada em consideração na análise de viabilidade técnica um provável aumento de carga de 10%, e que deve ser observado na análise econômica desse projeto.

3.3. Solução Proposta

Vista a necessidade do consumidor e a preocupação com os elevados valores pagos nas faturas de energia elétrica de suas duas edificações (residencial e comercial), a solução proposta neste estudo é baseada na Resolução Normativa 482, homologada pela ANEEL em 17 de abril de 2012, na qual estabelece as condições gerais para o acesso ao sistema de compensação de energia elétrica.

Sendo assim, com base na viabilidade técnica e econômica da instalação de um sistema de geração distribuída produzida por módulos fotovoltaicos e, por fim, foi constatado se o investimento é viável, ou não. Ademais, sendo considerado um caso viável, verificou-se em quanto tempo ocorreu o retorno do investimento, após a instalação, sabendo-se do potencial solar brasileiro.

3.4. Primeira Prova

Para realização da primeira avaliação foi obtida a correta localização a partir da latitude e longitude do local a ser instalado o sistema, para isso, contou-se com o auxílio do Google Earth. As coordenadas do local foram obtidas no banco de dados do site da CRESESB (Centro de Referências para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito) e, assim, por meio do programa *SunData* destinado ao cálculo da irradiação solar diária média em qualquer ponto do território nacional, obtendo-se tais valores para todos os meses do ano e o mesmo cálculo no plano inclinado.

Desta forma, foi possível saber para qual ângulo se obtia a melhor incidência solar. Na Tabela 1 constam os dados referentes as coordenadas do município de Uruguiana, apresentando a média mensal para as inclinações com maiores incidências solar.

Tabela 1 – Incidência solar para diferentes inclinações

Meses	0°	23°N	30°N
Janeiro	6,98	6,45	6,16
Fevereiro	6,22	6,11	5,94
Março	5,29	5,65	5,63
Abril	4,13	4,91	5,03
Maio	3,03	3,93	4,12
Junho	2,46	3,32	3,51
Julho	2,81	3,76	3,96
Agosto	3,57	4,39	4,54
Setembro	4,26	4,70	4,72
Outubro	5,50	5,54	5,43
Novembro	6,55	6,15	5,90
Dezembro	7,15	6,50	6,17
Irradiação Solar Média (kWh/m².dia)	4,83	5,12	5,09

Fonte: Elaborado pelo autor

Na Tabela 2 tem-se o consumo de energia elétrica do cliente para as duas residências em que há interesse de realizar um sistema de compensação de energia, na qual serviu de embasamento para a pesquisa.

Para dar continuidade a pesquisa foi preciso realizar os cálculos necessários para descobrir a potência suficiente para suprir e atender a necessidade do consumidor e, assim, possibilitar a determinação do número de módulos fotovoltaicos a serem utilizados.

Na sequência, com a obtenção desses dados, determinou-se e dimensionou-se os outros componentes de um sistema fotovoltaico e, por fim, o custo final e a viabilidade econômica do sistema de compensação.

Tabela 2 – Consumo do cliente em kWh

Meses	Unidade Consumidora – Local da Usina	Unidade Consumidora – Unidade Remota 1
Janeiro	682	5387
Fevereiro	603	4504
Março	576	4322
Abril	537	3463
Maio	506	3278
Junho	409	2405
Julho	429	2359
Agosto	417	2441
Setembro	445	2715
Outubro	468	2729
Novembro	486	2959
Dezembro	594	4482
Média Consumo (kWh)	512,66	3420,33
Consumo Total (kWh)	3932,99	

Fonte: Elaborado pelo autor

Na Resolução Normativa nº 414/2010 da ANEEL está regulamentado o custo de disponibilidade, que é o valor cobrado pelas concessionárias por disponibilizar a energia elétrica no consumo, e estabelece a energia conforme o padrão de conexão com a rede, podendo ser:

- I – 30 kWh, se padrão monofásico
- II – 50 kWh, se padrão bifásico
- III – 100 kWh, se padrão trifásico.

O custo de disponibilidade é necessário, segundo Passos (2016), pela Equação 1, para saber se a potência gerada fotovoltaica é suficiente para o consumo requerido pelo consumidor.

$$PGFV (kWp) = \frac{C - Cd}{HSP \times TD \times 30} \quad \dots (1)$$

Sendo:

PGFV – Potência do gerador fotovoltaico (kWp);

C – Consumo médio mensal anual (kWh);

Cd – Custo de disponibilidade mínima (kWh);

HSP – Média diária anual de horas de Sol pleno no plano dos módulos (h/d);

TD – Taxa de desempenho global do sistema, entre 0,7 e 0,8 para Brasil.

O número de horas de sol pleno (HSP) equivale ao número de horas em que a irradiância solar deve permanecer constante igual a 1 kW/m², ou seja, a razão entre a irradiação solar diária média e 1kWh/m², o que pode ser observado na Equação 2.

$$HSP = \frac{ISolar}{1 \text{ kWh/m}^2} \quad \dots (2)$$

Após definir a potência do gerador fotovoltaico foi possível determinar o número de módulos fotovoltaicos necessários para suprir a carga demandada a partir dos módulos disponíveis no mercado. A partir da Equação 3 pode-se determinar o número de módulos necessários no sistema.

$$Nmódulos = \frac{PGFV}{Pmódulos} \quad \dots (3)$$

Sendo:

PGFV – Potência do gerador fotovoltaico (kWp);

Nmódulos – Número de módulos necessário para atender a demanda;

Pmódulos – Potência do módulo fotovoltaico a ser utilizado.

Com a quantidade de módulos fotovoltaicos a serem utilizados já determinada, os demais componentes do sistema puderam ser escolhidos, como o inversor adequado a potência gerada, o arranjo dos módulos conforme a área disponível e, conseqüentemente, após a escolha do modelo do inversor e dos painéis, os demais itens componentes foram determinados.

Com isso, para determinação do material solar a ser utilizado foi feita uma consulta a empresa fabricante de equipamentos elétricos WEG S.A., que com base na potência fotovoltaica necessária fornece kits solares.

3.5. Segunda Prova

Com o objetivo proposto de verificar a viabilidade econômica do projeto de um sistema fotovoltaico pelo sistema de compensação, os métodos utilizados para isso são o método do valor presente líquido (VPL) e o método da taxa interna de retorno (TIR), tendo como complemento para auxiliar na tomada de decisão o *Payback Simples*, no qual define o tempo de recuperação do investimento.

O método do valor presente líquido possibilita conhecer as necessidades de caixa, ou os lucros do projeto, com base no valor monetário no presente, visto que o valor do dinheiro hoje não teria o mesmo valor com o decorrer do tempo devido a oportunidade desse dinheiro render juros em outro tipo de investimento.

O VPL consiste em trazer para a data zero os fluxos de caixa representativos de receitas, custos e lucros de um projeto de investimento e somá-los ao valor do investimento inicial, levando em consideração uma taxa de desconto, a taxa mínima de atratividade (TMA) do projeto.

Como o cálculo desse método leva em consideração a valorização do capital ao longo do tempo, logo pode-se dizer que se calcula o ganho real do investimento. A seguir, mostra-se a Equação 4 para aplicar o método do VPL (CLEMENTE, 2008).

$$VPL = -CF_0 + \sum_{j=1}^n \frac{CF_j}{(1+i)^j} \quad \dots (4)$$

Onde:

CF₀ – Investimento inicial;

CF_j – Fluxo de caixa referente a cada ano no horizonte de planejamento;

j – Período do horizonte de planejamento;

i – Taxa mínima de atratividade do projeto.

Para interpretar o resultado do cálculo de VPL tem-se que (GITMAN, 2004):

- Se o VPL for negativo, significa despesas maiores que as receitas, projeto inviável;
- Se o VPL for positivo, significa receitas maiores que as despesas, projeto viável;
- Se o VPL for zero, significa que as receitas e despesas são iguais, ou seja, a decisão de investir fica por conta dos investidores.

O método da taxa interna de retorno usada para estimar a lucratividade de investimentos potenciais, ou seja, calcula a taxa de desconto que deve ter um fluxo de caixa para que seu valor presente líquido seja igualado a zero. A Equação 5 é usada para encontrar a TIR.

$$\sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} = FCo \quad \dots (5)$$

Onde:

FC_t – Fluxo de caixa referente a cada ano no horizonte planejamento;

F_{Co} – Investimento inicial;

t – Período do horizonte de planejamento.

Para avaliar a atratividade de um projeto por meio do TIR tem-se que (BRITO, 2000):

- Se a TIR exceder a TMA significa que o projeto é viável;
- Se a TIR ficar abaixo da TMA o mesmo deve ser rejeitado;
- Se a TIR for igual a TMA a decisão de seguir com o projeto fica por conta dos investidores.

O *Payback Simples* é o período de recuperação de investimentos através do fluxo de caixa, ou seja, envolve o tempo decorrido entre o investimento inicial e o momento no qual o lucro líquido acumulado se iguala ao valor desse investimento. Cabe salientar que este método funciona apenas como um indicador que mostra

quanto tempo o investimento inicial levará para retornar ao investidor, não sendo considerado um método exato, no qual deve ser utilizado em conjunto com um método determinístico para a tomada de decisão de executar, ou não, um projeto.

Os métodos apresentados estão baseados a partir de um fluxo de caixa, portanto, fez-se necessário a realização de um fluxo contendo as entradas e saídas de caixa. Para realização de um fluxo de caixa, primeiramente, deve-se ter um custo inicial, ou seja, o investimento para implementação do projeto, deve-se considerar os custos referentes ao custo de disponibilidade e as manutenções necessárias.

Os valores das faturas de energia elétrica, que antes da instalação eram custos ao consumidor, são receitas ou entradas de caixa após a instalação do sistema fotovoltaico, sendo essa economia o interesse de quem investe na geração distribuída.

Como observado nos históricos há uma variação das tarifas médias de energia, visto que os módulos têm uma vida útil de 25 anos a previsão de aumento referente ao valor do kWh deverá ser apresentado no fluxo de caixa com o decorrer do período. Foi utilizada a média a partir do histórico de reajuste tarifário anual para o mês de abril da RGE Sul homologadas pela ANEEL, como pode ser observada na Tabela 3.

Tabela 3 – Reajuste Tarifário Anual – Efeito Médio Grupo B

Período	Abril 2014	Abril 2015	Abril 2016	Abril 2018
Resolução ANEEL	1718/2014	1879/2015	2059/2016	2218/2017
Efeito Médio Grupo B	28,99%	4,36%	-0,34%	-5,66%
Reajuste Tarifário Anual Médio	6,83%			

Fonte: Elaborado pelo autor

Com base na Tabela 3, obteve-se a média do reajuste tarifário anual desde 2014 até o momento atual, que é de 6,83%. Este percentual foi utilizado como base para aumento anual do preço do kWh. Foi levado em consideração o aumento referente a manutenção do sistema fotovoltaico instalado, no qual a taxa de manutenção, conforme a EPE (2012), é de 1% do investimento inicial anual, com isso, foi adotada a taxa de inflação média brasileira incidida sobre esse investimento inicial. Na Tabela 4 está disposto o histórico da inflação anual brasileira.

Tabela 4 – Inflação média no Brasil por ano

Inflação Média	Inflação
IPC Brasil 2009	4,90 %
IPC Brasil 2010	5,04 %
IPC Brasil 2011	6,63 %
IPC Brasil 2012	5,40 %
IPC Brasil 2013	6,21 %
IPC Brasil 2014	6,33 %
IPC Brasil 2015	9,01 %
IPC Brasil 2016	8,77 %
IPC Brasil 2017	3,46 %
IPC Brasil 2018	3,51 %
Média IPC	5,926 %

Fonte: Inflation (2018, não paginado)

A inflação média dos últimos anos no Brasil, obtida na Tabela 4, influenciará nos custos referentes a manutenção do sistema fotovoltaico, sendo de 5,926 %. A taxa mínima de atratividade (TMA), utilizada nos métodos avaliativos da viabilidade econômica, é a taxa base na qual o investidor julga estar obtendo lucro financeiro, sendo comparada ao TIR para medir a atratividade do projeto.

Para analisar economicamente o projeto em questão, a TMA a ser utilizada foi a Taxa Selic (Sistema Especial de Liquidação e de Custódia), sendo esta a taxa básica de juros da economia brasileira utilizada para financiamentos de operações com duração diária, e que é ajustada, se necessária, a cada 45 dias pelo Comitê de Política Monetária (COPOM). Na reunião realizada pelo COPOM em 01/10/2018 a taxa SELIC foi mantida em 6,5% ao ano, sendo esta utilizada como a TMA nessa pesquisa.

Para verificação dos métodos avaliativos foi utilizada a ferramenta Excel do pacote Office da Microsoft, com entrada dos dados obtidos para realização de um fluxo de caixa e as fórmulas necessárias para realização dos cálculos.

Como entendimento do fluxo de caixa utilizado no Excel sem considerar o acréscimo da disponibilidade e a receita obtida com bandeiras tarifárias temos o ano vigente (Célula A) em um período de 0 à 25, correspondente à vida útil do projeto, o

consumo do cliente em kWh para seus dois imóveis (Células BC, ano 1 à 25), como saída de caixa (Célula D,E,F) têm-se o investimento inicial (Célula D, ano 0), manutenção dos equipamentos de 1% sobre o valor do investimento inicial aplicando a inflação de 5,926% ao ano (Célula E, ano 1 à 25) e o custo de disponibilidade cobrado pela concessionária para fornecer a energia elétrica (Célula F, ano 1 à 25). A entrada de caixa (Célula G) se dá pela receita obtida com a economia de pagamento da fatura de energia elétrica (Célula G, ano 1 à 25). O saldo do fluxo de caixa (Célula H) se dá pela diferença entre entradas e saídas de caixa (Célula H, ano 1 à 25), e por fim, o fluxo de caixa acumulado (Célula I), onde está o valor acumulado até recuperar o investimento e o saldo final (Célula I, ano 1 à 25). Representando na Figura 17 a seguir.

Figura 17 – Fluxo de caixa sem acréscimo de disponibilidade e receitas de bandeira tarifária

A	B	C	D	E	F	G	H	I
Bandeira Tarifária	Consumo Cliente (Wh)		Saídas de Caixa			Entrada de Caixa	Saldo do Fluxo de Caixa	Fluxo de Caixa Acumulado
ANO	Consumo 1	Consumo 2	Investimento Inicial	Manutenção	Custo de Disponibilidade	Receita obtida com a economia de pagamento da fatura de energia elétrica	Diferença entre entradas e saídas de caixa	Valor acumulado até recuperar o investimento

Fonte: Elaborado pelo autor.

Como entendimento do fluxo de caixa utilizado no Excel considerando o acréscimo da disponibilidade e a receita obtida com bandeiras tarifárias temos o ano vigente (Célula A) em um período de 0 à 25, correspondente à vida útil do projeto, o consumo do cliente em kWh para seus dois imóveis (Células BC, ano 1 à 25), como saída de caixa (Células D,E,F e G) têm-se o investimento inicial (Célula D, ano 0), manutenção dos equipamentos de 1% sobre o valor do investimento inicial aplicando a inflação de 5,926% ao ano (Célula E, ano 1 à 25), o custo de disponibilidade cobrado pela concessionária para fornecer a energia elétrica (Célula F, ano 1 à 25) e o acréscimo do custo de disponibilidade (Célula G, ano 1 à 25). A entrada de caixa (Célula H) se dá pela receita obtida com a economia de pagamento da fatura de energia elétrica (Célula H, ano 1 à 25) e pela receita obtida pela bandeira tarifária vigente (Célula I, ano 1 à 25). O saldo do fluxo de caixa (Célula J) se dá pela diferença entre entradas e saídas de caixa (Célula J, ano 1 à 25), e por fim, o fluxo de caixa acumulado (Célula K), onde está o valor acumulado até recuperar o

investimento e o saldo final (Célula K, ano 1 à 25). Representando na Figura 18 a seguir.

Figura 18 – Fluxo de caixa com acréscimo de disponibilidade e receitas de bandeira tarifária

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
Bandeira Tarifária	Consumo Cliente (Wh)		Saídas de Caixa				Entradas de Caixa		Saldo do Fluxo de Caixa	Fluxo de Caixa Acumulado
ANO	Consumo 1	Consumo 2	Investimento Inicial	Manutenção	Custo de Disponibilidade	Acréscimo Disponibilidade	Receita obtida com a economia de pagamento da fatura de energia elétrica	Receita Bandeira Tarifária	Diferença entre entradas e saídas de caixa	Valor acumulado até recuperar o investimento

Fonte: Elaborado pelo autor.

3.6. Parecer Final

No início do capítulo foram apresentadas as etapas de uma pesquisa, onde, a partir de uma necessidade apresentada pelo mercado idealiza-se uma solução, sendo a engenharia determinante nas decisões de um projeto, em especial a Engenharia Econômica, que dá suporte na análise de viabilidade econômica de projetos que, através dos métodos apresentados, é possível verificar se o projeto é economicamente viável.

Com a contribuição da Engenharia Econômica por meio dos métodos que auxiliam na decisão do investidor, ou qual investimento retornaria um resultado mais satisfatório para o investidor. Como abordado anteriormente, para avaliar a atratividade, alguns critérios de decisão baseados nos métodos foram adotados, portanto, a viabilidade do projeto foi confirmada se:

- o Valor Presente Líquido for maior que zero;
- a Taxa Interna de Retorno for maior que a Taxa Mínima de Atratividade.

O investimento no projeto foi considerado como indiferente, portanto, com a condição de avaliada a continuidade pelo investidor se:

- o Valor Presente Líquido for igual a zero;
- a Taxa Interna de Retorno for igual a Taxa Mínima de Atratividade.

O investimento no projeto foi considerado como rejeitado se:

- o Valor Presente Líquido for menor que zero;
- a Taxa Interna de Retorno for menor que a Taxa Mínima de Atratividade.

O *Payback Simples* foi utilizado para verificar o tempo necessário para que o investidor recuperasse o que foi investido, com base nas receitas, gastos e investimento inicial do projeto. Foi aplicado o *Payback Simples* se o projeto fosse viável, ou se, mesmo sendo indiferente o investimento, o investidor decidisse dar continuidade no projeto.

4. ANÁLISE DOS RESULTADOS

Neste capítulo os resultados da pesquisa da análise de viabilidade técnica e econômica da instalação do sistema de energia solar fotovoltaica com sistema de compensação estão apresentados. A primeira prova contempla os resultados da parte técnica, ou seja, o sistema fotovoltaico projetado para atender a demanda do consumidor.

Já a segunda prova se refere aos resultados da parte econômica, ou seja, para um horizonte de 25 anos a análise de viabilidade do projeto proposto através dos métodos utilizados na engenharia econômica com base nas bandeiras tarifárias.

Na sequência, após os resultados obtidos com os estudos realizados, consta a análise das provas considerando o parecer final apresentado na metodologia.

4.1. Primeira Prova

Com base nos dados de consumo médio apresentado na Tabela 2, e o custo de disponibilidade de energia, já apresentados, utilizou-se a Equação 1 para obter a potência do sistema fotovoltaico. A variável que representa as horas de sol pleno por dia (HSP) pode ser encontrada com base no ângulo de inclinação em que há melhor irradiação solar diária média, para o município de Uruguaiana/RS, tomado como localidade para aplicação do estudo, estando dispostas na Tabela 1 as inclinações em que há maior incidência solar no decorrer do ano.

Assim, com intuito de comparar as horas de sol pleno para cada ângulo de inclinação com melhores números no município e, posteriormente, a potência necessária do sistema fotovoltaico para atender a demanda do consumidor, utilizou-se a Equação 2.

Para o ângulo de inclinação de 0°, onde a irradiação solar diária média é 4,83 kWh/m².dia tem-se os seguintes resultados:

$$HSP = \frac{4,83 \frac{kWh}{m^2 \cdot dia}}{1 kWh/m^2} = 4,83 h/dia$$

A potência do gerador fotovoltaico para atender a demanda do cliente através da Equação 1 para 0° de inclinação é:

$$PGFV = \frac{3932,99 - 100}{4,83 \times 0,8 \times 30} = 33,065kW$$

Considerando um possível aumento de carga nos locais onde haverá o sistema de compensação, conforme solicitação do cliente, dimensionou-se o projeto com capacidade de produção 10% acima da potência necessária atual é:

$$PGFV = 33,065k \times 1,10 = 36,37 kWp$$

Portanto, o número de módulos com potência de 330 Wp, utilizado no projeto, necessário para produzir a potência do gerador fotovoltaico para a inclinação de 0°, conforme a equação 3 é:

$$Nmódulos = \frac{36,37k}{330} = 110,12 \rightarrow 111 \text{ módulos}$$

Para o ângulo de inclinação de 30° Norte, onde a irradiação solar diária média é 5,09 kWh/m².dia, as horas de sol pleno diária para o município são:

$$HSP = \frac{5,09 \frac{kWh}{m^2 \cdot dia}}{1 kWh/m^2} = 5,09 h/dia$$

A partir da Equação 1, substituindo os valores necessários, obteve-se a potência do sistema fotovoltaico, sendo:

$$PGFV = \frac{3932,99 - 100}{5,09 \times 0,8 \times 30} = 31,37kW$$

Considerando um possível aumento de carga nos locais onde haverá o sistema de compensação, conforme solicitação do cliente, dimensionou-se o projeto com capacidade de produção 10% acima da potência necessária atual é:

$$PGFV = 31,37k \times 1,10 = 34,507kWp$$

Portanto, o número de módulos com potência de 330 Wp, utilizado no projeto, necessário para produzir a potência do gerador fotovoltaico para a inclinação de 30° Norte, conforme a Equação 3, é o seguinte:

$$Nmódulos = \frac{34,507k}{330} = 104,56 \rightarrow 105 \text{ módulos}$$

Para o ângulo de inclinação de 23° Norte, onde a irradiação solar diária média é 5,12 kWh/m².dia, as horas de sol pleno diária para o município são:

$$HSP = \frac{5,12 \frac{kWh}{m^2 \cdot dia}}{1 kWh/m^2} = 5,12 h/dia$$

A partir da Equação 1, substituindo os valores necessários, tem-se a potência do sistema fotovoltaico:

$$PGFV = \frac{3932,99 - 100}{5,12 \times 0,8 \times 30} = 31,19kW$$

A potência do sistema fotovoltaico calculada para atender a demanda do consumidor é de 31,19 kWp. No entanto, com a intenção de aumentar sua carga futuramente, o consumidor solicitou a empresa que o seu sistema pudesse gerar até 10% acima do valor suficiente para atender a demanda atual. Assim, para garantir a solicitação do cliente, demonstra-se abaixo:

$$PGFV = 31,19 \times 1,10 = 34,31 kWp$$

Portanto, o número de módulos com potência de 330 Wp utilizado no sistema para atender a demanda, conforme a Equação 3, é o seguinte:

$$Nmódulos = \frac{34,31}{330} = 103,97 \rightarrow 104 \text{ módulos}$$

Com base no comparativo entre os ângulos de inclinação e seus respectivos valores para irradiação solar diária média, percebe-se que o ângulo de inclinação de 23°N apresenta os melhores resultados, por necessitar um menor número de módulos fotovoltaicos e reduzir o custo com equipamentos.

A partir da potência solicitada pelo cliente, a empresa Alta Energia LTDA de Uruguaiana, que utiliza equipamentos fornecidos pela WEG, foi consultada quanto aos kits fotovoltaicos para atender essa potência requerida, visto que os módulos adotados pela empresa são de 330 Wp, sendo adotado um kit de 34,32 kWp, composto por:

- 104 módulos solares GCL-P6/72H 330 W;
- 1 inversor solar on grid Huawei SUN2000-33KTL-A;
- 10 conectores MC4 machos/10 conectores MC4 fêmea;

- 150 metros de cabo solar preto/150 metros de cabo solar vermelho;
- Estruturas metálicas de aço galvanizado para telhado cerâmico;

Para garantir a proteção do sistema fotovoltaico do cliente, foi utilizado:

- 14 fusíveis de string para proteção CC;
- 7 dispositivos de proteção contra surtos para proteção CC;
- 3 dispositivos de proteção contra surto para proteção CA;
- Disjuntor CA;

Diante do exposto, o investimento inicial em equipamentos componentes do kit para este projeto, conforme consulta a empresa, é de R\$ 85.298,64. Ressalta-se que a empresa recebe descontos da fornecedora WEG para representação do produto. No entanto, o valor cobrado pela empresa para instalação e obtenção dos demais componentes representa 80% do valor dos equipamentos necessários, o que resulta num investimento total de R\$ 153.537,56. A área mínima necessária para a instalação do sistema é de 208 m².

A ligação recomendada pela projetista foi definida com 7 arranjos em série variando de 12 a 18 módulos por string.

O inversor que compõe o kit tem uma potência de 30 kW, inferior a potência instalada, no entanto, segundo a fornecedora, o inversor suporta até 25% de sua potência nominal, ou seja, recomenda-se seu uso até 37,5 kW estando apto para utilização nesse sistema. Este inversor conta proteção anti-ilhamento, esta é uma função de segurança que monitora as condições da rede elétrica e, em caso de ilhamento, desliga o inversor. Conta com a função MPPT (*Maximum Power Point Tracking*), função que constantemente busca o ponto máximo de potência dos módulos fotovoltaicos, potencializando a geração de energia para a rede.

4.2. Segunda Prova

Para realização da segunda prova foi utilizado o Excel para calcular, utilizando os seguintes dados:

- Taxa Média Anual = 6,5% ao ano (Selic – indicador estabelecido no dia 01/10/2018);

- Tarifa consumo utilizada = 0,54 R\$/kWh;
- Reajuste tarifário médio anual na RGE Sul = 6,83%;
- Degradação da capacidade dos módulos:
 - De 10 a 12 anos = 90%;
 - De 20 a 25 anos = 80%;
- Custo de manutenção anual sobre valor do conjunto = 1%;
- Inflação monetária média no Brasil = 5,926%
- Custo das Bandeiras Tarifárias:
 - Verde: Sem acréscimo;
 - Amarela: 0,01 R\$/kWh;
 - Vermelho Patamar 1: 0,03 R\$/kWh;
 - Vermelha Patamar 2: 0,05 R\$/kWh.
- Tomando por base um horizonte de 25 anos, tempo considerado a vida útil do sistema.

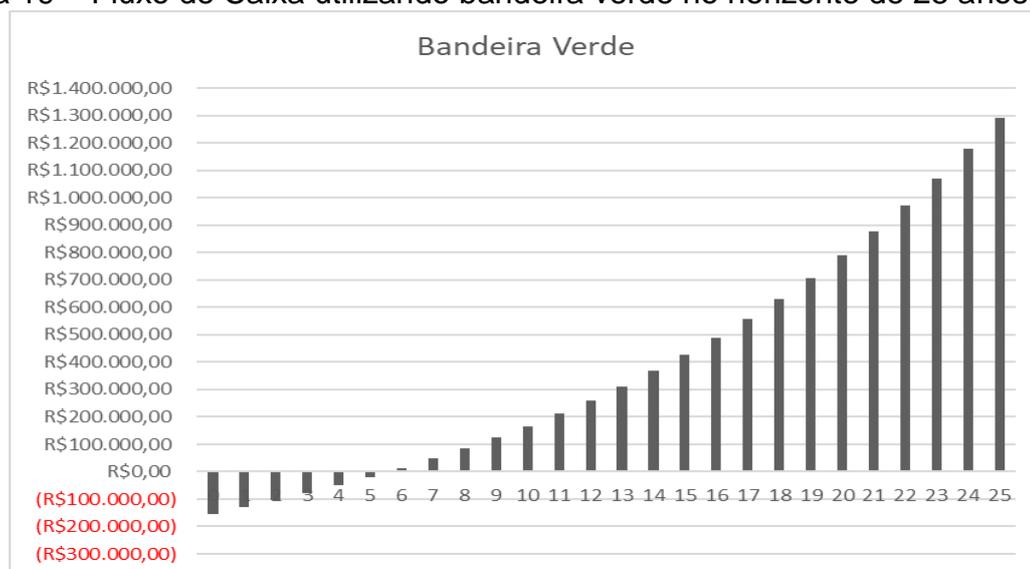
4.2.1. Segunda Prova para Bandeira Verde

Primeiramente foram calculados, com base nos dados apresentados no APÊNDICE A, os resultados da viabilidade econômica para um sistema fotovoltaico em condições favoráveis de geração de energia, sem sofrer acréscimos na tarifa.

A Taxa Mínima de Atratividade utilizada foi a taxa Selic estabelecida em 01/10/2018, na qual é de 6,5% ao ano. O investimento inicial considerado foi de R\$ 153.537,56, disposto no Ano 0, e as demais saídas de caixa (manutenção e custo de disponibilidade) compreendem valores constantes (Ano 1 à 25). Convém dizer que as entradas de caixa são dadas pela receita obtida com a economia de pagamento da fatura de energia elétrica (Ano 1 à 25).

O custo de manutenção anual é de 1% do valor do conjunto, com atualização anual de 5,926%, e a economia de energia tem atualização anual de 6,83%. O gráfico da Figura 19 representa o fluxo de caixa correspondente ao estudo para bandeira verde.

Figura 19 – Fluxo de Caixa utilizando bandeira verde no horizonte de 25 anos



Fonte: Elaborado pelo autor

Os valores de VPL, TIR e *Payback* obtidos como métodos avaliativos de viabilidade econômica para o sistema no horizonte de 25 anos, com bandeira verde, estão apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 – Dados econômicos com análise da bandeira verde

Método	Resultado
VPL	R\$417.141,55
TIR	21,44%
<i>Payback</i>	5 anos e 7 meses

Fonte: Elaborado pelo autor

4.2.2. Segunda Prova para Bandeira Amarela

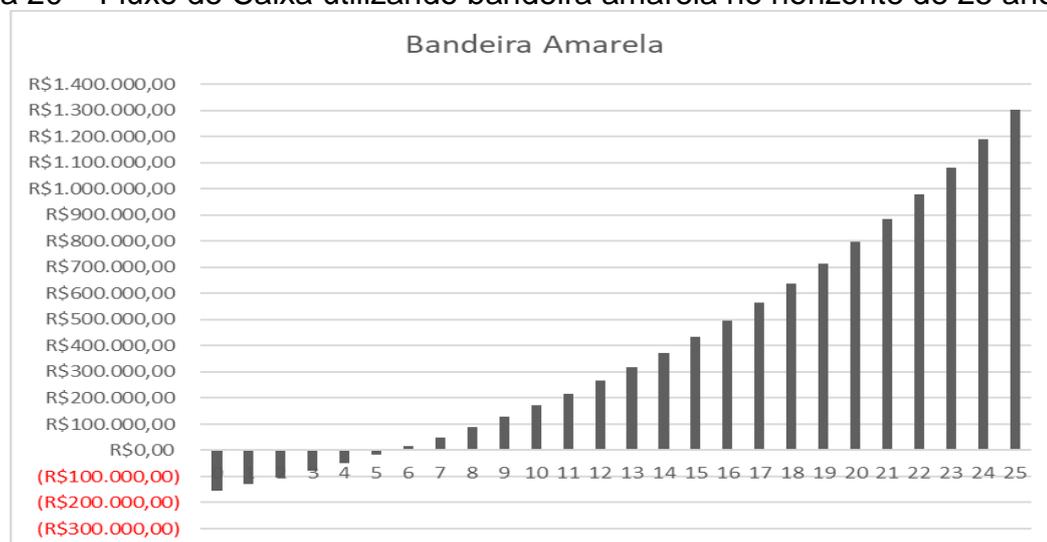
O segundo cenário de viabilidade econômica calculado, com base nos dados apresentados no APÊNDICE B, refere-se ao horizonte de 25 anos para condições de geração menos favoráveis, logo a tarifa sofre um acréscimo de 0,01 R\$/kWh.

A Taxa Mínima de Atratividade utilizada foi a taxa Selic estabelecida em 01/10/2018, e é de 6,5% ao ano. O investimento inicial considerado foi de R\$ 153.537,56, disposto no Ano 0, e as demais saídas de caixa (manutenção e custo de

disponibilidade, acréscimo no custo de disponibilidade) compreendem valores constantes (Ano 1 à 25). Já as entradas de caixa são dadas pela receita obtida com a economia de pagamento da fatura de energia elétrica e pela receita obtida pelo acréscimo da bandeira tarifária amarela (Ano 1 à 25).

O custo de manutenção anual é de 1% do valor do conjunto, com atualização anual de 5,926%, e a economia de energia tem atualização anual de 6,83%. O gráfico apresentado na Figura 20 representa o fluxo de caixa correspondente ao estudo para bandeira amarela.

Figura 20 – Fluxo de Caixa utilizando bandeira amarela no horizonte de 25 anos



Fonte: Elaborado pelo autor

Os valores de VPL, TIR e *Payback* obtidos como métodos avaliativos de viabilidade econômica para o sistema no horizonte de 25 anos, com bandeira amarela, estão apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 – Dados econômicos com análise da bandeira amarela

Método	Resultado
VPL	R\$422.605,70
TIR	21,67%
<i>Payback</i>	5 anos e 6 meses

Fonte: Elaborado pelo autor

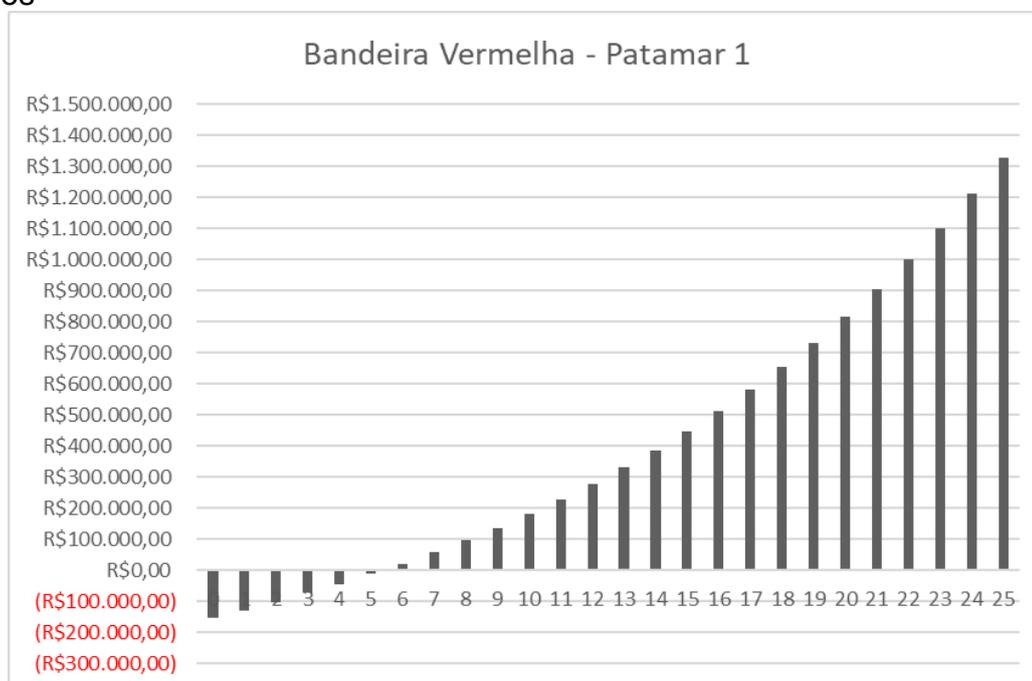
4.2.3. Segunda Prova para Bandeira Vermelha – Patamar 1

O terceiro cenário de viabilidade econômica calculado, com base nos dados apresentados no APÊNDICE C, refere-se ao horizonte de 25 anos para condições mais custosas de geração, logo, a tarifa sofre um acréscimo de 0,03 R\$/kWh.

A Taxa Mínima de Atratividade utilizada foi a taxa Selic estabelecida em 01/10/2018, que é de 6,5% ao ano. O investimento inicial considerado foi de R\$ 153.537,56, disposto no Ano 0, e as demais saídas de caixa (manutenção e custo de disponibilidade, acréscimo no custo de disponibilidade) compreendem valores constantes (Ano 1 à 25). As entradas de caixa são dadas pela receita obtida com a economia de pagamento da fatura de energia elétrica e pela receita obtida pelo acréscimo da bandeira tarifária vermelha no patamar 1 (Ano 1 à 25).

O custo de manutenção anual é de 1% do valor do conjunto, com atualização anual de 5,926%, e a economia de energia tem atualização anual de 6,83%. O gráfico apresentado na Figura 21 representa o fluxo de caixa correspondente ao estudo para bandeira vermelha – patamar 1.

Figura 21 – Fluxo de Caixa utilizando bandeira vermelha patamar 1 no horizonte de 25 anos



Fonte: Elaborado pelo autor

Os valores de VPL, TIR e *Payback* obtidos como métodos avaliativos de viabilidade econômica para o sistema no horizonte de 25 anos, com bandeira vermelha patamar 1, estão apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 – Dados econômicos com análise da bandeira vermelha patamar 1

Método	Resultado
VPL	R\$433.533,99
TIR	22,12%
<i>Payback</i>	5 anos e 4 meses

Fonte: Elaborado pelo autor

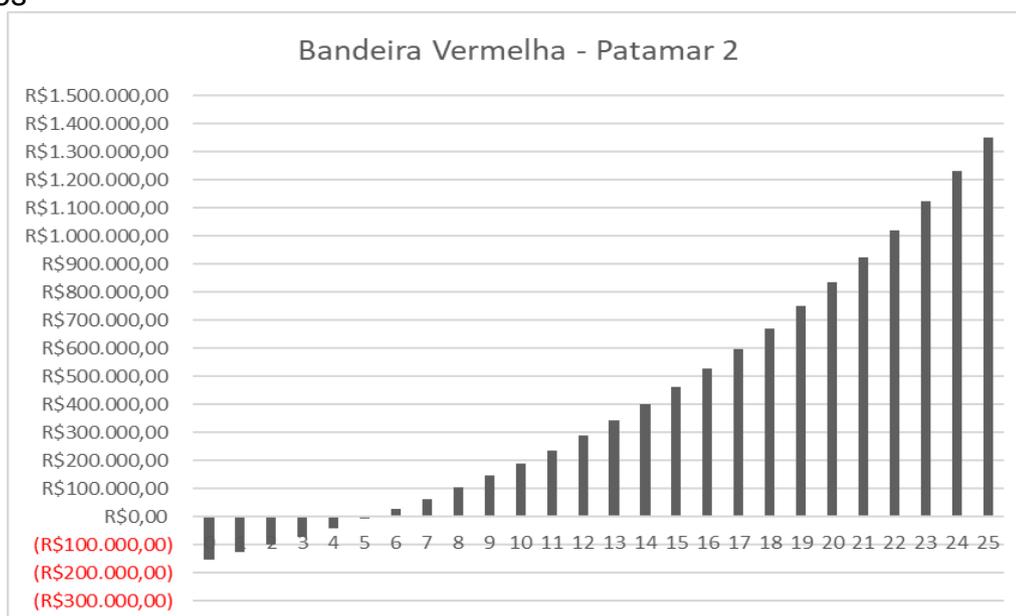
4.2.4. Segunda Prova para Bandeira Vermelha – Patamar 2

O último cenário de viabilidade econômica calculado, com base nos dados apresentados no APÊNDICE D, refere-se ao horizonte de 25 anos para condições ainda mais custosas de geração, logo, a tarifa sofre um acréscimo de 0,05 R\$/kWh.

A Taxa Mínima de Atratividade utilizada foi a taxa Selic estabelecida em 01/10/2018, e é de 6,5% ao ano. O investimento inicial considerado foi de R\$ 153.537,56, disposto no Ano 0, e as demais saídas de caixa (manutenção e custo de disponibilidade, acréscimo no custo de disponibilidade) compreendem valores constantes (Ano 1 à 25). As entradas de caixa são dadas pela receita obtida com a economia de pagamento da fatura de energia elétrica e pela receita obtida pelo acréscimo da bandeira tarifária vermelha no patamar 2 (Ano 1 à 25).

O custo de manutenção anual é de 1% do valor do conjunto, com atualização anual de 5,926%, e a economia de energia tem atualização anual de 6,83%. O gráfico da Figura 22 representa o fluxo de caixa correspondente ao estudo para bandeira vermelha – patamar 2.

Figura 22 – Fluxo de Caixa utilizando bandeira vermelha patamar 2 no horizonte de 25 anos



Fonte: Elaborado pelo autor

Os valores de VPL, TIR e *Payback* obtidos como métodos avaliativos de viabilidade econômica para o sistema no horizonte de 25 anos, com bandeira vermelha patamar 2, estão apresentados na Tabela 8.

Tabela 8 – Dados econômicos com análise da bandeira vermelha patamar 2

Método	Resultado
VPL	R\$444.462,28
TIR	22,58%
<i>Payback</i>	5 anos e 2 meses

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.3. Análise das Provas

A partir dos resultados apresentados pela análise técnica e econômica do sistema fotovoltaico com compensação de energia pode-se dizer que projeto do sistema é considerado viável e recomenda-se sua execução com base na avaliação final apresentada no capítulo anterior. Aplicando-se as bandeiras tarifárias o projeto

se mostrou viável e passível de ser executado em todos os cenários. Assim, mostra-se que, na prática, onde há variações entre as bandeiras tarifárias durante o ano, o sistema fotovoltaico torna-se uma alternativa interessante.

Observa-se que o investimento se torna ainda mais rentável em condições onde há alto custo de geração, ou seja, quanto maior o acréscimo dado pelas bandeiras tarifárias, melhor será para este investidor no que se refere ao retorno do investimento, confirmado pelos métodos utilizados na engenharia econômica, como pode ser observado na Tabela 9.

Tabela 9 – Comparativo dos resultados econômicos para diferentes bandeiras tarifárias

Método	Bandeira Verde	Bandeira Amarela	Bandeira Vermelha Patamar 1	Bandeira Vermelha Patamar 2
VPL	R\$417.141,55	R\$422.605,70	R\$433.533,99	R\$444.462,28
TMA	6,5%	6,5%	6,5%	6,5%
TIR	21,44%	21,67%	22,12%	22,58%
<i>Payback</i>	5 anos e 7 meses	5 anos e 6 meses	5 anos e 4 meses	5 anos e 2 meses

Fonte: Elaborado pelo autor

Pode-se observar a partir da Tabela 9 que para todos os cenários analisados o parecer final foi atendido, ou seja, VPL maior que zero e TIR maior que a TMA. O *Payback Simples* não apresentou grandes variações, porém considera-se satisfatório.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

5.1. Considerações Finais

A realização deste trabalho permitiu configurar um sistema de geração distribuída de energia elétrica com sistema de compensação a partir dos módulos fotovoltaicos para um perfil de cliente que tenha dois imóveis inscritos sob sua titularidade, sendo um imóvel residencial e outro comercial, o que ocasiona elevados custos com as faturas de energia elétrica.

Realizou-se uma revisão na bibliografia acerca do tema que envolve a pesquisa, o que ampliou o conhecimento sobre o assunto e possibilitou o entendimento quanto o funcionamento do sistema fotovoltaico, fatores que influenciam na produção de energia solar, e as resoluções normativas vigentes.

Para aplicação do tema explanado na revisão bibliográfica foi definida uma metodologia onde foram apresentadas as etapas da pesquisa, dentre elas, a necessidade do cliente, a solução proposta e o tipo de pesquisa realizada, bem como, os métodos e procedimentos adotados para resolução da viabilidade técnica e econômica.

A análise de viabilidade técnica necessitou, primeiramente, da obtenção das faturas de energia elétrica do cliente, no qual o mesmo conta com dois imóveis. De posse das faturas de energia, foi possível obter o consumo médio anual deste consumidor, o que proporcionou traçar qual a potência do sistema fotovoltaico ideal para este consumidor, com intuito de realizar um sistema de compensação e suprir a energia consumida.

É de extrema importância saber os dados climáticos do local a ser instalado o sistema, para isso, a partir da latitude e longitude obtidos no Google Earth, pode-se encontrar o ângulo de inclinação onde há melhor irradiação solar diária média mensal no local através do programa SunData do Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB). Este dado permite que a instalação seja feita de modo a aproveitar a maior quantidade de irradiação possível.

Com o consumo de energia das faturas do cliente e a irradiação solar média do local, aplicou-se as devidas equações para determinar a potência do sistema

fotovoltaico indicado para o perfil de carga desse cliente, com essa potência foi consultada a empresa Alta Energia LTDA, representante WEG no município onde se aplicou o estudo, para buscar os equipamentos necessários para instalação e os valores do kit, os custos iniciais do projeto técnico dão base ao projeto de viabilidade econômica.

Na análise de viabilidade econômica foram aplicados os métodos de análise de viabilidade econômica, utilizados pela engenharia econômica para simulação dos cenários encontrados nas faturas de energia elétrica, que são ditados conforme o nível de água nos reservatórios e são diferenciados pelo acréscimo gerado nas contas de energia. Esses cenários foram: bandeira verde, bandeira amarela, bandeira vermelha patamar 1 e bandeira vermelha patamar 2.

A bandeira verde não gera custo adicional, porém, a amarela e as vermelhas geram um acréscimo na fatura a cada kWh consumido pelo cliente, o que para um cliente com sistema de geração distribuída é bom, pois a entrada de caixa é ainda maior.

Dentro dos métodos utilizados na engenharia econômica para cada cenário foram avaliados o Valor Presente Líquido, a Taxa Interna de Retorno e o Payback Simples, sendo este último para auxiliar na tomada de decisão. Para todos os cenários avaliados o VPL foi maior que zero, aumentando na medida que a entrada de caixa era maior. A TIR apresentada em todos os cenários foi maior que a TMA escolhida, o que, segundo o parecer final, garantia a viabilidade, classificando o projeto do sistema fotovoltaico com sistema de compensação passível de ser executado.

Pode-se concluir para o perfil do cliente estudado que, quanto mais crítico for o cenário para geração de energia, melhor é para que ele investir na micro e minigeração distribuída, visto que o retorno do investimento é ainda mais rápido. O Payback Simples para cada cenário não sofreu grandes alterações, porém, teve um resultado satisfatório, já que em menos 6 anos todos os projetos trariam o retorno do investimento inicial, considerando-se que a vida útil garantida do sistema é de 25 anos.

Num contexto geral, a instalação de um sistema fotovoltaico no Brasil torna-se uma alternativa muito interessante, pois, na maior parte do território há elevado índice de irradiação solar, sendo este dado melhor do que países com grandes potências fotovoltaicas instaladas. Para um perfil de cliente com dois imóveis sob

sua titularidade cadastradas dentro da mesma área de concessão da distribuidora, onde a cada ano há aumento nas tarifas de energia elevando os gastos com energia elétrica, o sistema torna-se muito interessante, apesar do seu elevado investimento inicial, pois em pouco tempo haverá retorno.

5.2. Sugestões para Trabalhos Futuros

Após a realização dessa pesquisa, entende-se que possivelmente outros trabalhos serão realizados com o tema da geração distribuída, mas com foco em outros aspectos, com isso, sugere-se para próximas pesquisas:

- simular um estudo para sistemas fotovoltaicos que possam utilizar o máximo da irradiação solar fornecida alterando a cada mês o ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos;
- ampliar a utilização do sistema de compensação de energia a partir de um sistema de geração distribuída para outros perfis de clientes.

REFERÊNCIAS

ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, **NBR 5410 Instalações elétricas de Baixa Tensão**, Rio de Janeiro, 2004.

ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, **NBR 11704: Sistemas fotovoltaicos – Classificação**. Rio de Janeiro, 2008.

ACAD Brasil. **Relatório Global IHRSA**. Rio de Janeiro, Set. 2017.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº0056: Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024**. Brasília: ANEEL, 2017a.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição**. Brasília: ANEEL, 2017c.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa 482**: Condições gerais para o acesso de micro geração e mini geração distribuída aos sistemas de distribuição. Brasília: ANEEL, 2012.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa 786**: Altera a resolução normativa nº 482/2012. Brasília: ANEEL, 2017b.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa 687**: Altera a Resolução Normativa nº 482/2012. Brasília: ANEEL, 2015.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa 414**: Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Brasília: ANEEL, 2010.

ANEEL. **Atlas da Energia Elétrica do Brasil – 3ª Edição**. 2008. Disponível em:<http://www.aneel.gov.br/documents/656835/14876406/2008_AtlasEnergiaEletricaBrasil3ed/297ceb2e-16b7-514d-5f19-16cef60679fb>. Acesso em 25 Ago. 2018, 09:35:00.

ANEEL. **Micro e Minigeração Distribuída: Sistema de Compensação de Energia Elétrica – 2ª Edição**. 2008. Disponível em:<http://www.aneel.gov.br/documents/656835/14876406/2008_AtlasEnergiaEletricaBrasil3ed/297ceb2e-16b7-514d-5f19-16cef60679fb>. Acesso em 28 Set. 2018, 15:35:00.

BANCO DO NORDESTE. **Cartilha de Financiamento à Micro e à Minigeração Distribuída de Energia Elétrica**. Fortaleza, Ago. 2016.

BLUESOL. **Como Funcionam as Placas Fotovoltaicas: As 7 Principais Questões Respostadas Que Você Não Pode Ficar Sem Saber**. 2018. Disponível em:<<https://blog.bluesol.com.br/placas-fotovoltaicas/>>. Acesso em 10 Set. 2018, 14:45:00.

BRASIL. **Lei n. 13.169**, de 6 de outubro de 2015. Altera a Lei no 7.689, de 15 de dezembro de 1988, para elevar a alíquota da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL em relação às pessoas jurídicas de seguros privados e de capitalização, e às referidas nos incisos I a VII, IX e X do § 1o do art. 1o da Lei Complementar no 105, de 10 de janeiro de 2001; altera as Leis nos 9.808, de 20 de julho de 1999, 8.402, de 8 de janeiro de 1992, 10.637, de 30 de dezembro de 2002, 10.833, de 29 de dezembro de 2003, 11.033, de 21 de dezembro de 2004, 12.715, de 17 de setembro de 2012, 9.249, de 26 de dezembro de 1995, 11.484, de 31 de maio de 2007, 12.973, de 13 de maio de 2014, 10.150, de 21 de dezembro de 2000, e 10.865, de 30 de abril de 2004; e dá outras providências. Brasília, 6 Out. 2015. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2015/Lei/L13169.htm>. Acesso em 4 Ago. 2018, 14:20:00.

BRITO, Paulo. **Análise e Viabilidade de Projetos de Investimentos**. São Paulo: Editora Atlas SA, 2000.

BUARQUE, Cristovam. **Avaliação econômica de projetos: uma apresentação didática**. Rio de Janeiro: Editora Campus, 1984.

CLEMENTE, Ademir (organizador). **Projetos Empresariais e Públicos**. 3ª. ed. São Paulo: Atlas, 2008.

CONFAZ. **CONVÊNIO ICMS 16**. 2015. Disponível em:<https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016_15>. Acesso em 22 Set. 2018, 16:00:00.

CONFAZ. **CONVÊNIO ICMS 6**. 2013. Disponível em:<https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2013/CV006_13>. Acesso em 20 Set. 2018, 14:50:00.

CRELUZ. **Usina Solar Boa Vista será inaugurada em dezembro**. 2016. Disponível em:<<http://www.creluz.com.br/noticia/usina-solar-boa-vista-sera-inaugurada-em-dezembro>>. Acesso em 17 Set. 2018, 18:55:00.

CRESESB. **Componentes de um sistema fotovoltaico**. 2008. Disponível em:<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&task=print&c_id=341>. Acesso em 28 Set. 2018, 15:45:00.

CRESESB. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. 2008. Disponível em:<http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/manual_de_engenharia_fv_2014.pdf>. Acesso em 01 Out. 2018, 12:15:00.

E-LEE. **e-Learning tools for Electrical Engineering**. 2018. Disponível em:<<http://e-lee.ist.utl.pt/>>. Acesso em 1 Set. 2018, 11:35:00.

EPE. **Empresa de Pesquisa Energética**. 2016. Disponível em:<<http://www.epe.gov.br/pt>>. Acesso em 30 Ago. 2018, 09:40:00.

EPE. **Matriz Energética e Elétrica.** 2018. Disponível em:<<http://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>>. Acesso em 15 Out. 2018, 17:00:00.

EPE. **Balanço Energético Nacional.** 2017. Disponível em:<https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2017.pdf>. Acesso em 20 Out. 2018, 13:30:00.

GITMAN, Lawrence Jeffrey. **Princípios de Administração Financeira.** 10ª. ed. – Tradução técnica Antonio Zoratto Sanvicente. São Paulo: Pearson Addison Wesley, 2004.

GONÇALVES, Luis Pedro Froz. **Estudo de viabilidade de implementação de um sistema de Geração Distribuída de energia elétrica produzida por painéis fotovoltaicos: caso da Autarquia de Água e Esgoto municipal de Santana do Livramento.** Alegrete, 2018.

IEA – International Energy Agency; BE – Becquerel Institute; JP – RTS Corporation. **Snapshot of global photovoltaic markets:** Report IEA PVPS T1- 33:2018. 2018. Disponível em: <http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/IEA-PVPS_-_A_Snapshot_of_Global_PV_-_1992-2017.pdf>. Acesso em 31 Ago. 2018, 17:00:00. ISBN: 978-3-906042-72-5

INFLATION. **Inflação histórica Brasil – IPC.** 2018. Disponível em:<<https://pt.inflation.eu/taxas-de-inflacao/brasil/inflacao-historica/ipc-inflacao-brasil.aspx>>. Acesso em 20 Set. 2018, 17:15:00.

CALIFORNIA ENERGY COMMISSION. **Ivanpah Solar Electric Generating System.** 2018. Disponível em:<<https://www.energy.ca.gov/tour/ivanpah/index.html>>. Acesso em 9 Set. 2018, 13:55:00.

KYOCERA, **Datasheet: KD210GX-LP.** 2017. Disponível em:<<https://www.kyocerasolar.com/dealers/product-center/archives/spec-s10GX-LP.pdf?>>. Acesso em 01 Mai. 2018, 17:20:00.

MENDONÇA, Cauã Melgarejo. **Análise de Rendimento de um Painel Fotovoltaico com o Vidro Danificado,** Alegrete, 2017.

MME. **Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica.** 2015. Disponível em:<<http://www.mme.gov.br/documents/10584/3013891/15.12.2015+Apresenta%C3%A7%C3%A3o+ProGD/bee12bc8-e635-42f2-b66c-fa5cb507fd06?version=1.0>>. Acesso em 17 Set. 2018, 15:30:00.

NASCIMENTO, C. A. do. **Princípio de funcionamento da célula fotovoltaica.** Lavras, 2004.

NEOSOLAR. **Painel Solar Fotovoltaico GCL-P6/72 330Wp.** 2017. Disponível em:<<https://www.neosolar.com.br/loja/painel-solar-fotovoltaico-gcl-p6-72-330wp.html>>. Acesso em 10 Set. 2018, 17:15:00.

PASSOS, Fabiano Luis Lima. **Metodologia e Ferramenta computacional para estudo da viabilidade técnica e econômica de um Sistema de Microgeração Fotovoltaica**. Pelotas, 2016.

PEREIRA *et. al.* **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2006. Disponível em:<http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil_solar_atlas_R1.pdf>. Acesso em 18 Set. 2018, 19:35:00.

PEREIRA, Enio Bueno, *et. al.* **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2ª Edição. São José dos Campos: 2017.

PINTO *et. al.* **Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto – Energia Solar**. 2015. Disponível em:<https://paginas.fe.up.pt/~projfeup/submit_14_15/uploads/relat_1MIEEC03_1.pdf>. Acesso em 14 Set. 2018, 18:25:00.

SILVA, Tatiana Bruce da; HOLLANDA, Lavinia; CUNHA, Paulo César Fernandes da. **Recursos energéticos distribuídos – FGV Energia**. Disponível em:<<https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/fgvenergia-recursos-energeticos-book-web.pdf>>. Acesso em 15 Ago. 2018, 20:55:00.

SOLAR CELL. **Solar Cell Bypass Diode**. 2017. Disponível em:<<http://solarcellanatsuga.blogspot.com/2017/06/solar-cell-bypass-diode.html>>. Acesso em 27 Ago. 2018, 16:55:00.

TAVARES, Rodrigo Fonseca Araujo. **Geração Heliotérmica: Avaliação do Impacto da utilização de novos fluidos no custo da Energia Gerada**, Rio de Janeiro, 2014.

APÊNDICE A

Verde	Consumo Cliente (Wh)		Saídas de Caixa			Entrada de Caixa	Saldo do Fluxo de Caixa	Fluxo de Caixa Acumulado
	Consumo 1	Consumo 2	Investimento Inicial	Manutenção	Custo de Disponibilidade	Receita obtida com a economia de pagamento da fatura de energia elétrica	Diferença entre entradas e saídas de caixa	Valor acumulado até recuperar o investimento
0			-R\$153.537,56				-R\$153.537,56	-R\$153.537,56
1	512660	3420330		R\$852,99	R\$1.296,00	R\$25.485,78	R\$23.336,79	-R\$130.200,77
2	512660	3420330		R\$903,53	R\$1.384,52	R\$27.226,45	R\$24.938,40	-R\$105.262,37
3	512660	3420330		R\$957,08	R\$1.479,08	R\$29.086,02	R\$26.649,86	-R\$78.612,51
4	512660	3420330		R\$1.013,79	R\$1.580,10	R\$31.072,60	R\$28.478,70	-R\$50.133,80
5	512660	3420330		R\$1.073,87	R\$1.688,02	R\$33.194,85	R\$30.432,96	-R\$19.700,84
6	512660	3420330		R\$1.137,51	R\$1.803,31	R\$35.462,06	R\$32.521,24	R\$12.820,40
7	512660	3420330		R\$1.204,92	R\$1.926,48	R\$37.884,12	R\$34.752,72	R\$47.573,12
8	512660	3420330		R\$1.276,32	R\$2.058,06	R\$40.471,61	R\$37.137,23	R\$84.710,35
9	512660	3420330		R\$1.351,96	R\$2.198,62	R\$43.235,82	R\$39.685,24	R\$124.395,59
10	512660	3420330		R\$1.432,07	R\$2.348,79	R\$46.188,82	R\$42.407,96	R\$166.803,55
11	512660	3420330		R\$1.516,94	R\$2.509,21	R\$49.343,52	R\$45.317,37	R\$212.120,92
12	512660	3420330		R\$1.606,83	R\$2.680,59	R\$52.713,68	R\$48.426,26	R\$260.547,18
13	512660	3420330		R\$1.702,05	R\$2.863,68	R\$56.314,03	R\$51.748,30	R\$312.295,48
14	512660	3420330		R\$1.802,92	R\$3.059,26	R\$60.160,28	R\$55.298,10	R\$367.593,57
15	512660	3420330		R\$1.909,76	R\$3.268,21	R\$64.269,22	R\$59.091,25	R\$426.684,83
16	512660	3420330		R\$2.022,93	R\$3.491,43	R\$68.658,81	R\$63.144,45	R\$489.829,28
17	512660	3420330		R\$2.142,81	R\$3.729,90	R\$73.348,21	R\$67.475,50	R\$557.304,78
18	512660	3420330		R\$2.269,79	R\$3.984,65	R\$78.357,89	R\$72.103,45	R\$629.408,23
19	512660	3420330		R\$2.404,30	R\$4.256,80	R\$83.709,73	R\$77.048,64	R\$706.456,87
20	512660	3420330		R\$2.546,78	R\$4.547,54	R\$89.427,11	R\$82.332,79	R\$788.789,66
21	512660	3420330		R\$2.697,70	R\$4.858,13	R\$95.534,98	R\$87.979,15	R\$876.768,81
22	512660	3420330		R\$2.857,57	R\$5.189,95	R\$102.060,02	R\$94.012,51	R\$970.781,31
23	512660	3420330		R\$3.026,90	R\$5.544,42	R\$109.030,72	R\$100.459,39	R\$1.071.240,71
24	512660	3420330		R\$3.206,28	R\$5.923,10	R\$116.477,52	R\$107.348,13	R\$1.178.588,84
25	512660	3420330		R\$3.396,28	R\$6.327,65	R\$124.432,93	R\$114.709,00	R\$1.293.297,84
							VPL	R\$417.141,55
							TIR	21,44%
							Payback	5,6

APÊNDICE B

ANO	Consumo Cliente (Wh)		Saídas de Caixa				Entradas de Caixa		Saldo do Fluxo de Caixa	Fluxo de Caixa Acumulado
	Consumo 1	Consumo 2	Investimento Inicial	Manutenção	Custo de Disponibilidade	Acréscimo Disponibilidade	Receita obtida com a economia de pagamento da fatura de energia elétrica	Receita Bandeira Tarifária	Diferença entre entradas e saídas de caixa	Valor acumulado até recuperar o investimento
0			-R\$153.537,56						-R\$153.537,56	-R\$153.537,56
1	512660	3420330		R\$852,99	R\$1.296,00	R\$24,00	R\$25.485,78	R\$471,96	R\$23.784,75	-R\$129.752,81
2	512660	3420330		R\$903,53	R\$1.384,52	R\$24,00	R\$27.226,45	R\$471,96	R\$25.386,36	-R\$104.366,45
3	512660	3420330		R\$957,08	R\$1.479,08	R\$24,00	R\$29.086,02	R\$471,96	R\$27.097,82	-R\$77.268,63
4	512660	3420330		R\$1.013,79	R\$1.580,10	R\$24,00	R\$31.072,60	R\$471,96	R\$28.926,66	-R\$48.341,97
5	512660	3420330		R\$1.073,87	R\$1.688,02	R\$24,00	R\$33.194,85	R\$471,96	R\$30.880,92	-R\$17.461,05
6	512660	3420330		R\$1.137,51	R\$1.803,31	R\$24,00	R\$35.462,06	R\$471,96	R\$32.969,20	R\$15.508,15
7	512660	3420330		R\$1.204,92	R\$1.926,48	R\$24,00	R\$37.884,12	R\$471,96	R\$35.200,68	R\$50.708,83
8	512660	3420330		R\$1.276,32	R\$2.058,06	R\$24,00	R\$40.471,61	R\$471,96	R\$37.585,19	R\$88.294,02
9	512660	3420330		R\$1.351,96	R\$2.198,62	R\$24,00	R\$43.235,82	R\$471,96	R\$40.133,20	R\$128.427,21
10	512660	3420330		R\$1.432,07	R\$2.348,79	R\$24,00	R\$46.188,82	R\$471,96	R\$42.855,92	R\$171.283,13
11	512660	3420330		R\$1.516,94	R\$2.509,21	R\$24,00	R\$49.343,52	R\$471,96	R\$45.765,33	R\$217.048,46
12	512660	3420330		R\$1.606,83	R\$2.680,59	R\$24,00	R\$52.713,68	R\$471,96	R\$48.874,22	R\$265.922,68
13	512660	3420330		R\$1.702,05	R\$2.863,68	R\$24,00	R\$56.314,03	R\$471,96	R\$52.196,26	R\$318.118,94
14	512660	3420330		R\$1.802,92	R\$3.059,26	R\$24,00	R\$60.160,28	R\$471,96	R\$55.746,05	R\$373.865,00
15	512660	3420330		R\$1.909,76	R\$3.268,21	R\$24,00	R\$64.269,22	R\$471,96	R\$59.539,21	R\$433.404,21
16	512660	3420330		R\$2.022,93	R\$3.491,43	R\$24,00	R\$68.658,81	R\$471,96	R\$63.592,41	R\$496.996,62
17	512660	3420330		R\$2.142,81	R\$3.729,90	R\$24,00	R\$73.348,21	R\$471,96	R\$67.923,46	R\$564.920,08
18	512660	3420330		R\$2.269,79	R\$3.984,65	R\$24,00	R\$78.357,89	R\$471,96	R\$72.551,41	R\$637.471,49
19	512660	3420330		R\$2.404,30	R\$4.256,80	R\$24,00	R\$83.709,73	R\$471,96	R\$77.496,59	R\$714.968,09
20	512660	3420330		R\$2.546,78	R\$4.547,54	R\$24,00	R\$89.427,11	R\$471,96	R\$82.780,75	R\$797.748,84
21	512660	3420330		R\$2.697,70	R\$4.858,13	R\$24,00	R\$95.534,98	R\$471,96	R\$88.427,10	R\$886.175,94
22	512660	3420330		R\$2.857,57	R\$5.189,95	R\$24,00	R\$102.060,02	R\$471,96	R\$94.460,47	R\$980.636,41
23	512660	3420330		R\$3.026,90	R\$5.544,42	R\$24,00	R\$109.030,72	R\$471,96	R\$100.907,35	R\$1.081.543,76
24	512660	3420330		R\$3.206,28	R\$5.923,10	R\$24,00	R\$116.477,52	R\$471,96	R\$107.796,09	R\$1.189.339,86
25	512660	3420330		R\$3.396,28	R\$6.327,65	R\$24,00	R\$124.432,93	R\$471,96	R\$115.156,96	R\$1.304.496,81
									VPL	R\$422.605,70
									TIR	21,67%
									Payback	5,5

APÊNDICE C

Vermelha 1	Consumo Médio (Wh)		Saídas de Caixa				Entradas de Caixa		Saldo do Fluxo de Caixa	Fluxo de Caixa Acumulado
	Consumo 1	Consumo 2	Investimento Inicial	Manutenção	Custo de Disponibilidade	Acréscimo Disponibilidade	Receita obtida com a economia de pagamento da fatura de energia	Receita Bandeira Tarifária	Diferença entre entradas e saídas de caixa	Valor acumulado até recuperar o investimento
0			-R\$153.537,56						-R\$153.537,56	-R\$153.537,56
1	512660	3420330		R\$852,99	R\$1.296,00	R\$72,00	R\$25.485,78	R\$1.415,88	R\$24.680,67	-R\$128.856,89
2	512660	3420330		R\$903,53	R\$1.384,52	R\$72,00	R\$27.226,45	R\$1.415,88	R\$26.282,28	-R\$102.574,62
3	512660	3420330		R\$957,08	R\$1.479,08	R\$72,00	R\$29.086,02	R\$1.415,88	R\$27.993,74	-R\$74.580,88
4	512660	3420330		R\$1.013,79	R\$1.580,10	R\$72,00	R\$31.072,60	R\$1.415,88	R\$29.822,58	-R\$44.758,30
5	512660	3420330		R\$1.073,87	R\$1.688,02	R\$72,00	R\$33.194,85	R\$1.415,88	R\$31.776,84	-R\$12.981,46
6	512660	3420330		R\$1.137,51	R\$1.803,31	R\$72,00	R\$35.462,06	R\$1.415,88	R\$33.865,12	R\$20.883,65
7	512660	3420330		R\$1.204,92	R\$1.926,48	R\$72,00	R\$37.884,12	R\$1.415,88	R\$36.096,60	R\$56.980,25
8	512660	3420330		R\$1.276,32	R\$2.058,06	R\$72,00	R\$40.471,61	R\$1.415,88	R\$38.481,10	R\$95.461,36
9	512660	3420330		R\$1.351,96	R\$2.198,62	R\$72,00	R\$43.235,82	R\$1.415,88	R\$41.029,11	R\$136.490,47
10	512660	3420330		R\$1.432,07	R\$2.348,79	R\$72,00	R\$46.188,82	R\$1.415,88	R\$43.751,84	R\$180.242,31
11	512660	3420330		R\$1.516,94	R\$2.509,21	R\$72,00	R\$49.343,52	R\$1.415,88	R\$46.661,25	R\$226.903,56
12	512660	3420330		R\$1.606,83	R\$2.680,59	R\$72,00	R\$52.713,68	R\$1.415,88	R\$49.770,14	R\$276.673,69
13	512660	3420330		R\$1.702,05	R\$2.863,68	R\$72,00	R\$56.314,03	R\$1.415,88	R\$53.092,18	R\$329.765,87
14	512660	3420330		R\$1.802,92	R\$3.059,26	R\$72,00	R\$60.160,28	R\$1.415,88	R\$56.641,97	R\$386.407,84
15	512660	3420330		R\$1.909,76	R\$3.268,21	R\$72,00	R\$64.269,22	R\$1.415,88	R\$60.435,13	R\$446.842,97
16	512660	3420330		R\$2.022,93	R\$3.491,43	R\$72,00	R\$68.658,81	R\$1.415,88	R\$64.488,33	R\$511.331,30
17	512660	3420330		R\$2.142,81	R\$3.729,90	R\$72,00	R\$73.348,21	R\$1.415,88	R\$68.819,38	R\$580.150,68
18	512660	3420330		R\$2.269,79	R\$3.984,65	R\$72,00	R\$78.357,89	R\$1.415,88	R\$73.447,33	R\$653.598,01
19	512660	3420330		R\$2.404,30	R\$4.256,80	R\$72,00	R\$83.709,73	R\$1.415,88	R\$78.392,51	R\$731.990,52
20	512660	3420330		R\$2.546,78	R\$4.547,54	R\$72,00	R\$89.427,11	R\$1.415,88	R\$83.676,67	R\$815.667,19
21	512660	3420330		R\$2.697,70	R\$4.858,13	R\$72,00	R\$95.534,98	R\$1.415,88	R\$89.323,02	R\$904.990,21
22	512660	3420330		R\$2.857,57	R\$5.189,95	R\$72,00	R\$102.060,02	R\$1.415,88	R\$95.356,38	R\$1.000.346,60
23	512660	3420330		R\$3.026,90	R\$5.544,42	R\$72,00	R\$109.030,72	R\$1.415,88	R\$101.803,27	R\$1.102.149,87
24	512660	3420330		R\$3.206,28	R\$5.923,10	R\$72,00	R\$116.477,52	R\$1.415,88	R\$108.692,01	R\$1.210.841,88
25	512660	3420330		R\$3.396,28	R\$6.327,65	R\$72,00	R\$124.432,93	R\$1.415,88	R\$116.052,87	R\$1.326.894,75
									VPL	R\$433.533,99
									TIR	22,12%
									Payback	5,4

APÊNDICE D

Vermelha 2		Consumo Cliente (Wh)		Saídas de Caixa			Entradas de Caixa		Saldo do Fluxo de Caixa	Fluxo de Caixa Acumulado
ANO	Consumo 1	Consumo 2	Investimento Inicial	Manutenção	Custo de Disponibilidade	Acréscimo Disponibilidade	Receita obtida com a economia de pagamento da fatura de energia elétrica	Receita Bandeira Tarifária	Diferença entre entradas e saídas de caixa	Valor acumulado até recuperar o investimento
0			-R\$153.537,56						-R\$153.537,56	-R\$153.537,56
1	512660	3420330		R\$852,99	R\$1.296,00	R\$120,00	R\$25.485,78	R\$2.359,79	R\$25.576,58	-R\$127.960,98
2	512660	3420330		R\$903,53	R\$1.384,52	R\$120,00	R\$27.226,45	R\$2.359,79	R\$27.178,20	-R\$100.782,78
3	512660	3420330		R\$957,08	R\$1.479,08	R\$120,00	R\$29.086,02	R\$2.359,79	R\$28.889,66	-R\$71.893,12
4	512660	3420330		R\$1.013,79	R\$1.580,10	R\$120,00	R\$31.072,60	R\$2.359,79	R\$30.718,49	-R\$41.174,63
5	512660	3420330		R\$1.073,87	R\$1.688,02	R\$120,00	R\$33.194,85	R\$2.359,79	R\$32.672,75	-R\$8.501,87
6	512660	3420330		R\$1.137,51	R\$1.803,31	R\$120,00	R\$35.462,06	R\$2.359,79	R\$34.761,03	R\$26.259,16
7	512660	3420330		R\$1.204,92	R\$1.926,48	R\$120,00	R\$37.884,12	R\$2.359,79	R\$36.992,52	R\$63.251,68
8	512660	3420330		R\$1.276,32	R\$2.058,06	R\$120,00	R\$40.471,61	R\$2.359,79	R\$39.377,02	R\$102.628,70
9	512660	3420330		R\$1.351,96	R\$2.198,62	R\$120,00	R\$43.235,82	R\$2.359,79	R\$41.925,03	R\$144.553,73
10	512660	3420330		R\$1.432,07	R\$2.348,79	R\$120,00	R\$46.188,82	R\$2.359,79	R\$44.647,76	R\$189.201,49
11	512660	3420330		R\$1.516,94	R\$2.509,21	R\$120,00	R\$49.343,52	R\$2.359,79	R\$47.557,16	R\$236.758,65
12	512660	3420330		R\$1.606,83	R\$2.680,59	R\$120,00	R\$52.713,68	R\$2.359,79	R\$50.666,05	R\$287.424,71
13	512660	3420330		R\$1.702,05	R\$2.863,68	R\$120,00	R\$56.314,03	R\$2.359,79	R\$53.988,09	R\$341.412,80
14	512660	3420330		R\$1.802,92	R\$3.059,26	R\$120,00	R\$60.160,28	R\$2.359,79	R\$57.537,89	R\$398.950,69
15	512660	3420330		R\$1.909,76	R\$3.268,21	R\$120,00	R\$64.269,22	R\$2.359,79	R\$61.331,05	R\$460.281,74
16	512660	3420330		R\$2.022,93	R\$3.491,43	R\$120,00	R\$68.658,81	R\$2.359,79	R\$65.384,24	R\$525.665,98
17	512660	3420330		R\$2.142,81	R\$3.729,90	R\$120,00	R\$73.348,21	R\$2.359,79	R\$69.715,30	R\$595.381,28
18	512660	3420330		R\$2.269,79	R\$3.984,65	R\$120,00	R\$78.357,89	R\$2.359,79	R\$74.343,25	R\$669.724,52
19	512660	3420330		R\$2.404,30	R\$4.256,80	R\$120,00	R\$83.709,73	R\$2.359,79	R\$79.288,43	R\$749.012,95
20	512660	3420330		R\$2.546,78	R\$4.547,54	R\$120,00	R\$89.427,11	R\$2.359,79	R\$84.572,59	R\$833.585,54
21	512660	3420330		R\$2.697,70	R\$4.858,13	R\$120,00	R\$95.534,98	R\$2.359,79	R\$90.218,94	R\$923.804,48
22	512660	3420330		R\$2.857,57	R\$5.189,95	R\$120,00	R\$102.060,02	R\$2.359,79	R\$96.252,30	R\$1.020.056,78
23	512660	3420330		R\$3.026,90	R\$5.544,42	R\$120,00	R\$109.030,72	R\$2.359,79	R\$102.699,19	R\$1.122.755,97
24	512660	3420330		R\$3.206,28	R\$5.923,10	R\$120,00	R\$116.477,52	R\$2.359,79	R\$109.587,93	R\$1.232.343,90
25	512660	3420330		R\$3.396,28	R\$6.327,65	R\$120,00	R\$124.432,93	R\$2.359,79	R\$116.948,79	R\$1.349.292,69
									VPL	R\$444.462,28
									TIR	22,58%
									Payback	5,2