



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA – UFRGS  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL**

**GUSTAVO DE MELLO**

**ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA REFERENTE À  
SISTEMAS DE MICRO E MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

Porto Alegre - RS, Brasil.  
Dezembro de 2017.

**GUSTAVO DE MELLO**

**ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA REFERENTE À SISTEMAS  
DE MICRO E MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

PROJETO DE DIPLOMAÇÃO  
SUBMETIDO AO DEPARTAMENTO  
DE ENGENHARIA CIVIL DA  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO  
GRANDE DO SUL, COMO PARTE  
DOS REQUISITOS PARA  
OBTENÇÃO DO TÍTULO DE  
ENGENHEIRO CIVIL.

Orientador: Fernando Mainardi Fan

Porto Alegre - RS, Brasil.  
Dezembro de 2017.

GUSTAVO DE MELLO

**ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA REFERENTE À SISTEMAS  
DE MICRO E MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

Trabalho de Conclusão de Curso em  
Engenharia Civil da Universidade Federal  
do Rio Grande do Sul defendido e aprovado  
em **20/12/2017** pela Comissão Avaliadora  
constituída por:

Banca Examinadora:

.....  
Prof. Dr. Fernando Mainardi Fan, UFRGS - Orientador

.....  
Prof. MSc. Alfonso Risso, UFRGS - Relator  
Mestre pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul

.....  
Prof. Dr. Alexandre Beluco, UFRGS  
Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Conceito: \_\_\_\_\_



## RESUMO

DE MELLO, GUSTAVO. **ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA REFERENTE À SISTEMAS DE MICRO E MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICA**. 2017. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Civil – Instituto de Pesquisas Hidráulicas e Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.

A distribuição de painéis fotovoltaicos destinados à geração de energia elétrica e térmica, têm obtido maior visibilidade e empregabilidade no que se refere ao desenvolvimento sustentável. Essa realidade resiste em virtude de investimentos financeiros e tecnológicos realizados por países como Alemanha, que em 2016 operou com aproximadamente 87% da produção de energia proveniente de sistemas de fonte renovável (CICLO VIVO, 2016). Sendo assim, o presente estudo versa sobre parâmetros de dimensionamento e viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição. A constituição do sistema se dá através de dois equipamentos essenciais, módulos solares e inversores. O primeiro material é responsável pela produção de eletricidade através da incidência de luz solar enquanto o segundo equipamento citado tem a função de injetar a energia gerada diretamente na rede. O ponto chave do trabalho consiste no abatimento da energia produzida na conta de luz, que amortiza os gastos do proprietário com consumo de eletricidade e permite a análise de viabilidade econômico-financeira do projeto. Para otimizar o rendimento do sistema, tomou-se nota das características locais de irradiação solar, temperatura, espaço disponível e orientação geográfica. No âmbito monetário, buscou-se informações referentes à, tributações, tarifa de energia elétrica local e custo de implantação do sistema, para então, realizar uma ampla análise fundamentada em engenharia econômica. O objeto de estudo deste trabalho é constituído por 184 placas fotovoltaicas conectadas a 3 inversores, totalizando 48 kWp de potência instalada e ocupando uma área de telhado de 300m<sup>2</sup>. A avaliação econômica para o cenário tomado como referência apontou ao final do período considerado: um *payback* de 14 anos; uma TIR de 25,14% e um VPL acumulado de R\$ 45.968,59. Além disso, os indicadores econômicos se mostraram satisfatórios, e o autor sugere o investimento no projeto.

Palavras chave: energia fotovoltaica, geração distribuída e viabilidade econômica.

## LISTA DE FIGURAS:

*Figura 1: Evolução da potência mundial instalada ao final de 2015 (Fonte: Adaptado de IEA - PVPS, 2015)*

*Figura 2: Estrutura básica de uma célula fotovoltaica de silício (Fonte: Adaptado de PINHO; GALDINO 2014)*

*Figura 3: Módulo fotovoltaico convencional (Fonte: ANDRADE, 2015)*

*Figura 4: Curva genérica (I-V) de um módulo fotovoltaico de silício cristalino (c-Si) (Fonte: Adaptado de PINHO; GALDINO 2014)*

*Figura 5: Curva característica da potência elétrica fornecida por um módulo fotovoltaico de silício cristalino (c-Si) em função da tensão elétrica (Fonte: Adaptado de ANDRADE, 2015)*

*Figura 6: Sobreposição das curvas I-V e P-V, indicando o ponto de potência máxima fornecida pelo módulo (Fonte: Adaptado de PINHO; GALDINO 2014)*

*Figura 7: Movimento aparente do Sol em relação à Terra*

*Figura 8: Trajetória aparente do Sol em diferentes épocas do ano*

*Figura 9: Efeitos causados pela variação da irradiância sobre a curva I-V de um módulo fotovoltaico de 36 células de silício cristalino (c-Si), sob temperatura constante de 25 ° C (Fonte: PINHO; GALDINO 2014)*

*Figura 10: Efeitos causados pela variação da temperatura sobre a curva I-V de um módulo fotovoltaico de 36 células de silício cristalino (c-Si), sob irradiância constante de 1000 W/m<sup>2</sup> (Fonte: PINHO; GALDINO 2014)*

*Figura 11: Curva I-V para 4 módulos conectados em série sem efeito de sombreamento e Curva I-V para os mesmos 4 módulos na situação de sombreamento com e sem a utilização de diodos de passagem (Fonte: PINHO; GALDINO 2014)*

*Figura 12: Células solares de silício conectadas em série (Fonte: Adaptado de PINHO; GALDINO 2014)*

*Figura 13: Células solares de silício conectadas em paralelo (Fonte: Adaptado de PINHO; GALDINO 2014)*

*Figura 14: Diagrama representativo de fluxo de caixa (Fonte: elaborado pelo autor)*

*Figura 15: Composição de custo da tarifa convencional de energia elétrica (Fonte: Retirado do site da ANEEL)*

*Figura 16: Investimento no Tesouro Nacional em 04/12/2017 (Fonte: Tesouro Nacional – Tesouro Direto)*

*Figura 17: Conexões de micro ou minigeradores, por tipo de fonte de energia, até a data de 23/05/17 (Fonte: Adaptado de NOTA TÉCNICA Nº 0056/2017 – SRD/ANEEL, de 24/05/2017)*

*Figura 18: Conexões de micro ou minigeradores, de acordo com a modalidade de acesso, até a data de 23/05/17 (Fonte: Adaptado de NOTA TÉCNICA Nº 0056/2017 – SRD/ANEEL, de 24/05/2017)*

*Figura 19: Projeções de micro GD fotovoltaica, para entidades comerciais e residenciais, no horizonte 2017-2024 (Fonte: Adaptado de NOTA TÉCNICA Nº 0056/2017 – SRD/ANEEL, de 24/05/2017)*

*Figura 20: Dados meteorológicos do município de Três Coroas/RS*

*Figura 21: SFCR instalado no município de Três Coroas/RS já em operação (Fonte: EPI energia)*

*Figura 22: Estados brasileiros que aderiram ao Convênio ICMS 16/2015 até fevereiro de 2017 (Fonte: Blue Sol energia solar)*

## **LISTA DE TABELAS:**

*Tabela 1: Potência média gerada por unidade de área dos módulos fotovoltaicos de diferentes tecnologias (Fonte: PINHO; GALDINO 2014)*

*Tabela 2: Sistema de bandeiras tarifárias (Fonte: Elaborada pelo autor)*

*Tabela 3: Dados históricos do IPCA no período de 2000 à 2020 (Fonte: Adaptado de <http://www.portalbrasil.net/ipca.htm>)*

*Tabela 4: Valores médios dos tributos federais PIS e COFINS nos anos de 2015 à 2017 (Fonte: Elaborada pelo autor)*

*Tabela 5: Valor incidente sobre a tarifa de energia elétrica no RS, de acordo com a classe consumidora e faixa de consumo (Fonte: RGE)*

*Tabela 6: Evolução das tarifas de energia elétrica entre 1995 e 2014 (Fonte: Adaptado de NAKABAYASHI, 2014)*

*Tabela 7: Condições de financiamento oferecidas por uma linha de crédito especial para energia solar (Fonte: Elaborada pelo autor)*

*Tabela 8: Simulação de financiamento através do modelo SAC (Fonte: Elaborada pelo autor)*

*Tabela 9: Simulação de financiamento através do modelo de prestações iguais (TABELA PRICE) (Fonte: Elaborada pelo autor)*

*Tabela 10: Fluxo de caixa genérico para um projeto de SFCR (Fonte: Elaborada pelo autor)*

*Tabela 11: Condições variáveis do cenário padrão (Fonte: Elaborada pelo autor)*

*Tabela 12: Detalhes da simulação do investimento no Tesouro Selic e no Tesouro IPCA+ (Fonte: Elaborada pelo autor)*



**LISTA DE SIGLAS:**

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BCB – Banco Central do Brasil

CC – Corrente contínua

CA - Corrente alternada

CONFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

FF – Fator de Forma

GD – Geração Distribuída

ICMS – Imposto sobre circulação de mercadorias e prestação de serviços

IPCA - Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo

PIS – Programa de Integração Social

ProGD – Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica

SCEE – Sistema de compensação de energia elétrica

SFCR – Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede

SFIs – Sistemas Fotovoltaicos Isolados

SRD – Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição

STC – Standard Test Conditions (Condições Padrão de Teste)

TIR - Taxa Interna de Retorno

TMA - Taxa Mínima de Atratividade

UTE – Usina Termoelétrica

VPL – Valor Presente Líquido

## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	12
1.1 MOTIVAÇÃO	12
1.2 OBJETIVOS	13
1.2.1 Objetivos específicos	14
1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO	14
2. FORMULAÇÃO TEÓRICA	16
2.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	16
2.1.1 Energia Solar, Efeito Fotovoltaico e Célula Fotovoltaica	17
2.1.2 Módulos Fotovoltaicos	19
2.1.3 Fatores externos que afetam as características elétricas de dispositivos fotovoltaicos	23
2.1.3.1 Relação entre o movimento Sol-Terra e a inclinação dos painéis	23
2.1.3.2 Influência da Irradiância Solar	25
2.1.3.3 Influência da Temperatura	25
2.1.3.4 Efeitos de Sombreamento	26
2.1.4 Inversores	27
2.1.5 Arranjo de células e painéis solares	28
2.2 ENGENHARIA ECONÔMICA	30
2.2.1 Fluxo de Caixa	30
2.2.2 Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	31
2.2.3 Valor Presente Líquido (VPL)	31
2.2.4 Taxa Interna de Retorno (TIR)	32
2.2.5 <i>Payback</i>	33
2.3 EVOLUÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA CONVENCIONAL	33
2.4 INFLAÇÃO	35
2.5 FUNDOS DE INVESTIMENTO NO TESOURO DIRETO	36
2.6 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	37
2.6.1 Legislação Brasileira e Políticas de Incentivo	37
2.6.2 Evolução da GD no Brasil e Projeção até 2024	39
3. METODOLOGIA	42
3.1 PROJETO TÉCNICO	42
3.2 INCIDÊNCIA DE TRIBUTÁRIA E TARIFA CONVENCIONAL	46
3.3 ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA	48
3.3.1 Receitas	49
3.3.2 Despesas	49

	11
3.3.2.1 Financiamento	50
3.3.3 Fluxo de Caixa	51
3.3.4 Cenários e sensibilidade	52
4. RESULTADOS E COMPARAÇÕES ENTRE CENÁRIOS	53
4.1 CENÁRIO PADRÃO	53
4.2 CENÁRIOS COM VARIAÇÃO NA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA INICIAL	54
4.3 CENÁRIOS COM VARIAÇÃO NO AUMENTO DA TARIFA DE ENERGIA	54
4.4 CENÁRIOS COM VARIAÇÃO NO TEMPO DO FINANCIAMENTO	55
4.5 CENÁRIOS COM DIFERENTES ALAVANCAGENS	55
4.6 CENÁRIOS COM VARIAÇÃO NA TAXA DE JUROS DO FINANCIAMENTO	56
4.7 COMPARAÇÃO COM OUTROS FUNDOS DE INVESTIMENTO	56
5. CONCLUSÃO	58
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	<b>59</b>

APÊNDICE A – MODELO MATEMÁTICO E INDICADORES ECONÔMICOS DO “CENÁRIO BASE”

APÊNDICE B – RESULTADOS E COMPARAÇÕES DOS INDICADORES ECONÔMICOS PARA OS CENÁRIOS COM VARIAÇÃO NA TARIFA INICIAL DE ENERGIA ELÉTRICA (SISTEMA DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS)

APÊNDICE C - RESULTADOS E COMPARAÇÕES DOS INDICADORES ECONÔMICOS PARA OS CENÁRIOS COM VARIAÇÃO NA TAXA DE AUMENTO DA TARIFA

APÊNDICE D - RESULTADOS E COMPARAÇÕES DOS INDICADORES ECONÔMICOS PARA OS CENÁRIOS COM VARIAÇÃO NO TEMPO DE FINANCIAMENTO

APÊNDICE E - RESULTADOS E COMPARAÇÕES DOS INDICADORES ECONÔMICOS PARA OS CENÁRIOS COM VARIAÇÃO NA PROPORÇÃO FINANCIADA (ALAVANCAGEM)

APÊNDICE F - RESULTADOS E COMPARAÇÕES DOS INDICADORES ECONÔMICOS PARA OS CENÁRIOS COM VARIAÇÃO NA TAXA DE JUROS DO FINANCIAMENTO

APÊNDICE G – SIMULAÇÃO DE INVESTIMENTOS EM FUNDOS DO TESOURO NACIONAL E COMPARAÇÃO COM O SFCR

APÊNDICE H – SIMULAÇÃO DO SISTEMA NO *SOFTWARE* PVSYSY

# 1. INTRODUÇÃO

## 1.1 MOTIVAÇÃO

Ao longo do desenvolvimento e consolidação de sua matriz energética, o Brasil utilizou a hidroeletricidade como principal fonte de energia renovável. Atualmente cerca de 60% da capacidade de geração do país é proveniente de recursos hídricos, sendo que a segunda maior fonte, responsável por produzir pouco mais de 25%, compreende o setor termoelétrico (ANEEL). Apesar de representar um marco histórico na economia do país, nos últimos anos as fontes térmica e hidráulica vêm enfrentando dificuldades no que diz respeito à implementação de novos empreendimentos. Grande parte dos locais que apresentam alto potencial hidráulico situa-se em áreas com incisivas restrições socioambientais e por outro lado a queima de combustíveis fósseis resulta na emissão de gases poluentes com efeitos nocivos à saúde humana e ao meio ambiente.

Alterações nas condições climáticas, seguidas por discussões mundiais de interesses socioambientais e político-econômicos, alertam à necessidade de ampliação das alternativas de energias renováveis de baixo impacto ambiental e às tornam tendências globais. Com a intensificação de políticas de incentivo na última década e mais recentemente com o apoio de resoluções normativas, fontes de energia limpa e renovável vêm experimentando um cenário favorável para sua expansão. A geração de energia eólica é a terceira força no quadro nacional atual, porém, os sistemas fotovoltaicos mostram-se como a melhor alternativa para o crescimento da geração distribuída (GD) no país, visto que, segundo o ATLAS BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR (2006) a radiação solar média incidente no país é superior em 50% quando comparada com a média de países europeus como Alemanha e Espanha, onde projetos para aproveitamento de recursos solares são amplamente disseminados.

A energia solar é considerada uma fonte de energia limpa, renovável e inesgotável. A capacidade de geração fotovoltaica vem crescendo expressivamente a nível mundial nos últimos 15 anos, tendo ultrapassado 100 GW de potência instalada ao longo do ano de 2012 e chegando à marca de 228 GW ao final de 2015,

de acordo com o Relatório Anual publicado pela IEA (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2016) e conforme se observa na Figura 1. Além disso, esse estudo mostra que o setor expandiu sua capacidade de operação mundial em torno de 27% entre 2013 e 2014 e cerca de 30% durante 2014 e 2015.

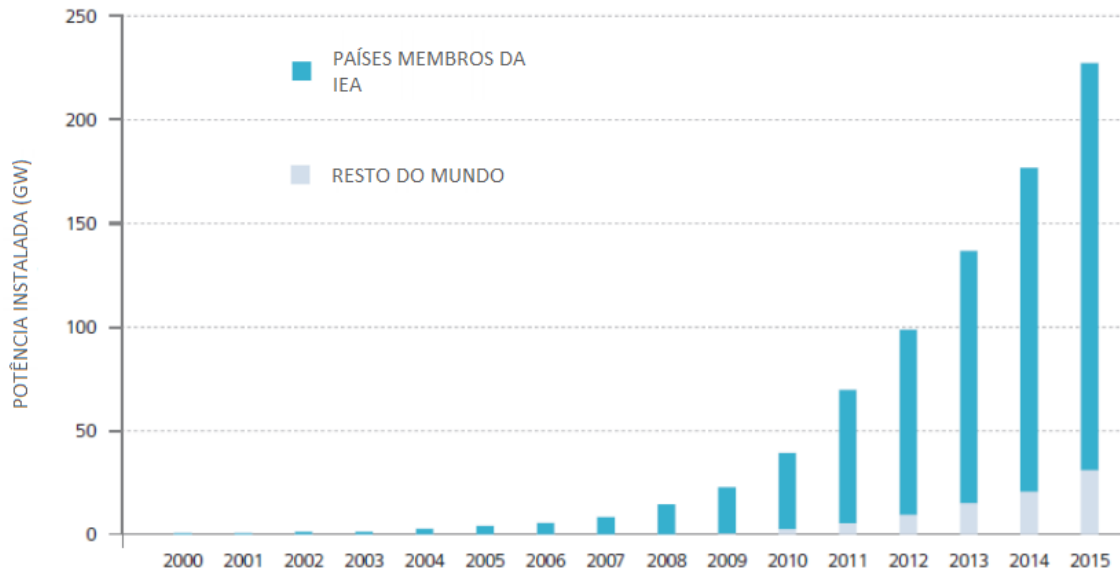


Figura 1: Evolução da potência mundial instalada ao final de 2015 (Fonte: Adaptado de IEA - PVPS, 2015)

Segundo a ANEEL, no início de 2017 o Brasil elevou sua capacidade de geração fotovoltaica para 23,7 MW, o que representa um valor próximo a 0,02% de todo seu potencial energético em operação. Porém, está previsto um aumento de quase 3 GW provenientes do investimento em 74 empreendimentos que encontram-se em fase de construção e outros 37 que ainda estão com o projeto em andamento.

Ao aliar economia financeira com autossustentabilidade, contribuir para a minimização das perdas, não possuir fontes de poluição e diversificar a matriz de energia, estas inovações se fortalecem e se difundem constantemente.

## 1.2 OBJETIVOS

O presente trabalho tem como objetivo principal, realizar de forma ampla a análise de viabilidade econômica de sistemas de micro e minigeração fotovoltaica conectados à rede de distribuição, tendo como base um projeto com 48 kWp de potência nominal instalada. Além disso, este estudo pretende identificar fatores que inviabilizam investimentos em projetos de sistemas fotovoltaicos conectados à rede

(SFCR) e apontar alternativas de incentivo com o propósito de viabilizá-los, versando tanto em aspectos econômicos, quanto em políticas que intensifiquem os gastos em GD.

### **1.2.1 Objetivos específicos**

- Estimar o custo de geração da energia produzida pelo SFCR do estudo de caso em questão, baseando-se na disponibilidade do recurso solar, no investimento de capital e no atual cenário econômico;
- Reunir informações técnico-econômicas, a fim de prever o comportamento da tarifa de energia convencional, para o período de análise;
- Comparar os valores obtidos a partir das duas análises citadas anteriormente e, considerando que eles tendem a equiparar-se, determinar o instante que isso ocorrerá;
- Avaliar os efeitos causados pela variação dos parâmetros econômicos estabelecidos pelo autor e comparar os indicadores econômicos do projeto com o investimento em fundos do Tesouro Nacional (Tesouro Direto);
- Verificar o enquadramento dos SFCR na legislação brasileira vigente, assim como destacar pontos favoráveis e entraves referentes à viabilização e disseminação dos mesmos.

## **1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO**

O capítulo 1 possui caráter introdutório, nele são expostas as razões, motivações e objetivos que direcionam o presente trabalho.

No segundo capítulo é apresentada a revisão teórica básica referente aos sistemas fotovoltaicos e aspectos de engenharia econômica, onde pretende-se explicitar conceitos fundamentais a serem utilizados ao longo da dissertação. O capítulo contempla o entendimento da energia solar e do funcionamento dos principais equipamentos de um sistema de geração fotovoltaica, bem como suas diferentes aplicações, enfatizando os SFCR. Ainda, são expostos parâmetros que permitirão avaliar a evolução do custo da tarifa convencional, que posteriormente será comparado com o custo da energia gerada pelo sistema em estudo e, por fim, o mesmo ponto estende-se ao enquadramento e projeção da GD no país.

O capítulo 3, além de detalhar o projeto técnico da planta solar fotovoltaica que serve como base do presente trabalho, contemplará o estudo de viabilidade

econômica do mesmo. Neste capítulo será exposta, tanto a metodologia utilizada nas diferentes abordagens empregadas pelo autor, quanto à elasticidade e relação dos cenários considerados.

O último capítulo irá tratar da apresentação dos resultados obtidos para os diferentes cenários analisados na forma de indicadores econômicos, os quais tendem a ser determinantes na escolha entre investir ou não no projeto. Além disso, visando minimizar as incertezas na tomada de decisão, a conclusão será balizada também por aspectos que contribuíram para o trabalho desencadear os dados financeiros de saída e pela possível agregação de valor comercial ao imóvel no qual o sistema solar foi inserido.

## 2. FORMULAÇÃO TEÓRICA

### 2.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

A integração de equipamentos atuando em conjunto, com o objetivo de gerar energia elétrica a partir do efeito fotovoltaico, é uma definição sintetizada e pertinente de um sistema de geração fotovoltaica. Os sistemas de recursos solares são separados de duas maneiras distintas, a primeira classificação é feita de acordo com a ligação com o sistema público de distribuição (Isolados ou SFCR), de modo que a segunda classe divide-se em sistemas puros<sup>1</sup> e híbridos<sup>2</sup>.

Quando o sistema opera sem conexão com a rede de distribuição, armazenando a energia através de baterias, o mesmo recebe a denominação de *Off-Grid*, isolado, ou autônomo, e é indicado para locais remotos, sem acesso à rede. Devido à necessidade do sistema contar com um acumulador elétrico, ocorre um aumento no custo de implantação do projeto, a ponto de torná-lo inviável economicamente.

A modalidade de sistema designada *On-Grid*, na qual a utilização da energia gerada independe de equipamentos de armazenamento por ser conectada à rede elétrica, é a que compreende o objeto de estudo do presente trabalho. Esse recurso injeta a energia proveniente da radiação solar, diretamente na rede, sendo mais eficiente e confiável em comparação aos sistemas isolados.

Dentre os principais componentes que constituem uma unidade geradora fotovoltaica estão os módulos fotovoltaicos, os inversores e, no caso de sistemas isolados, dispositivos de armazenamento de energia (baterias). Com a finalidade de alcançar níveis elevados de potência, a partir do efeito fotovoltaico, os módulos, descritos na seção 2.1.2, são associados em série e/ou paralelo e esse arranjo é interligado à rede elétrica.

Destacam-se como principais vantagens de um SFCR, o benefício ambiental por se tratar de uma fonte de energia limpa e renovável, a modularidade na implantação do projeto, o baixo custo de operação e a mínima necessidade de

---

<sup>1</sup> São aqueles que utilizam o gerador fotovoltaico como única fonte de energia elétrica. (NBR 11704:2008)

<sup>2</sup> Sistemas que associam o gerador fotovoltaico com algum outro tipo de gerador de energia elétrica. (NBR 11704:2008)



manutenção. Entretanto, o alto investimento inicial, o fato de o sistema não operar à noite e diminuir a eficiência nos dias que o céu apresenta nebulosidade, podem ser consideradas desvantagens.

Os sistemas de microgeração se enquadram à empreendimentos residenciais e comerciais de pequeno porte, enquanto a minigeração destina-se à consumidores industriais, comerciais de grande porte e condomínios residenciais com demanda superior à 75 kW.

### **2.1.1 Energia Solar, Efeito Fotovoltaico e Célula Fotovoltaica**

O Sol representa aproximadamente 99.85% da massa total do sistema solar<sup>3</sup> e é sua estrela central. Formado por uma combinação de gases, com predomínio de hidrogênio, o Sol produz energia através de uma reação de fusão nuclear, com a conversão de hidrogênio em hélio. Esse recurso solar pode ser compreendido como o combustível necessário para o funcionamento de um sistema de geração fotovoltaico. (BENEDITO, 2009)

O aproveitamento da energia gerada pelo Sol, inesgotável na escala terrestre de tempo, tanto como fonte de calor quanto de luz, é hoje uma das alternativas energéticas mais promissoras para prover a energia necessária ao desenvolvimento humano. Quando se fala em energia, deve-se lembrar de que o Sol é responsável pela origem de praticamente todas as outras fontes de energia na Terra. Em outras palavras, as fontes de energia são, em última instância, derivadas, em sua maioria, da energia do Sol. (PINHO; GALDINO 2014)

Em 1839 o físico francês Alexandre Edmond Becquerel, através de um experimento eletroquímico, observou que elétrons de platina expostos à luz solar originavam efeito fotovoltaico. Posteriormente, em 1876, W. G. Adams e R. E. Day, verificaram a possibilidade de converter diretamente a energia solar em energia elétrica, ao incidir luz sobre uma placa semicondutora. (Peraza. D. G. 2013)

O efeito fotovoltaico é o fenômeno físico responsável pela conversão direta da radiação solar em eletricidade. A ocorrência desse fenômeno requer a incidência de luz sobre um elemento semicondutor, denominado célula fotovoltaica.

A primeira célula solar foi formalmente apresentada e enunciada à imprensa no ano de 1954, sendo utilizada como fonte de alimentação de uma rede telefônica situada no estado da Geórgia – EUA. Alguns autores atribuem a essa categoria

---

<sup>3</sup> Compreende o Sol e os demais corpos celestes que estão sob seu domínio gravitacional.

celular, a denominação de unidade básica de geração de energia elétrica por meio da luz solar, como se observa em Villalva e Gazoli (2012).

Conforme o levantamento realizado por Pinho e Galdino (2014), há três gerações distintas no que se refere às tecnologias aplicadas na produção de células fotovoltaicas. A primeira geração, que representa cerca de 85% do mercado mundial, trata de elementos constituídos por lâminas de silício monocristalino (m-Si) ou silício policristalino (p-Si). A segunda classe de tecnologias compreende os filmes finos, geralmente compostos de telureto de cádmio (CdTe) ou silício amorfo (a-Si), enquanto que células de multijunção de alta eficiência e as baseadas em corantes ou polímeros, contemplam o terceiro grupo.

As células de silício, predominantes no mercado de energia solar, integram uma tecnologia já consolidada, confiável e que apresenta a melhor eficiência dentre os dispositivos disponíveis comercialmente. (PINHO; GALDINO 2014)

A célula fotovoltaica é constituída por duas camadas de elementos semicondutores fotossensíveis, uma que apresenta carência de elétrons (P) e outra com excedente de elétrons (N), sendo a diferença de potencial nos terminais da junção P-N, o princípio da geração fotovoltaica. Durante a produção das células de silício são introduzidas moderadas quantidade de outros elementos químicos, geralmente fósforo e boro, a fim de realizar a dopagem do material intrínseco.

A formação das camadas ocorre durante a adição dos elementos fósforo (elemento pentavalente<sup>4</sup>) e boro (elemento trivalente<sup>5</sup>), denominados dopante N e dopante P, respectivamente. A difusão dos elétrons do lado N para o P, que torna a camada N positiva e a camada P negativa, origina um campo elétrico, à medida que ao incidir luz sobre a célula, surge uma corrente proporcional a irradiância<sup>6</sup>.

As faces inferior e superior da célula contam com terminais elétricos (estruturas metálicas), responsáveis por coletar a corrente elétrica proveniente da incidência da luz, ao passo que um filme antirreflexivo compõe a superfície atingida diretamente pela radiação solar.

A figura 2 apresenta a estrutura, física e de dopagem, de uma célula fotovoltaica de silício.

---

<sup>4</sup> Elemento químico com cinco elétrons na camada de valência.

<sup>5</sup> Elemento químico com três elétrons na camada de valência.

<sup>6</sup> Potência radiante incidente por unidade de área, sobre determinado plano. Sua grandeza é expressa em W/m<sup>2</sup>. (BENEDITO, 2009)

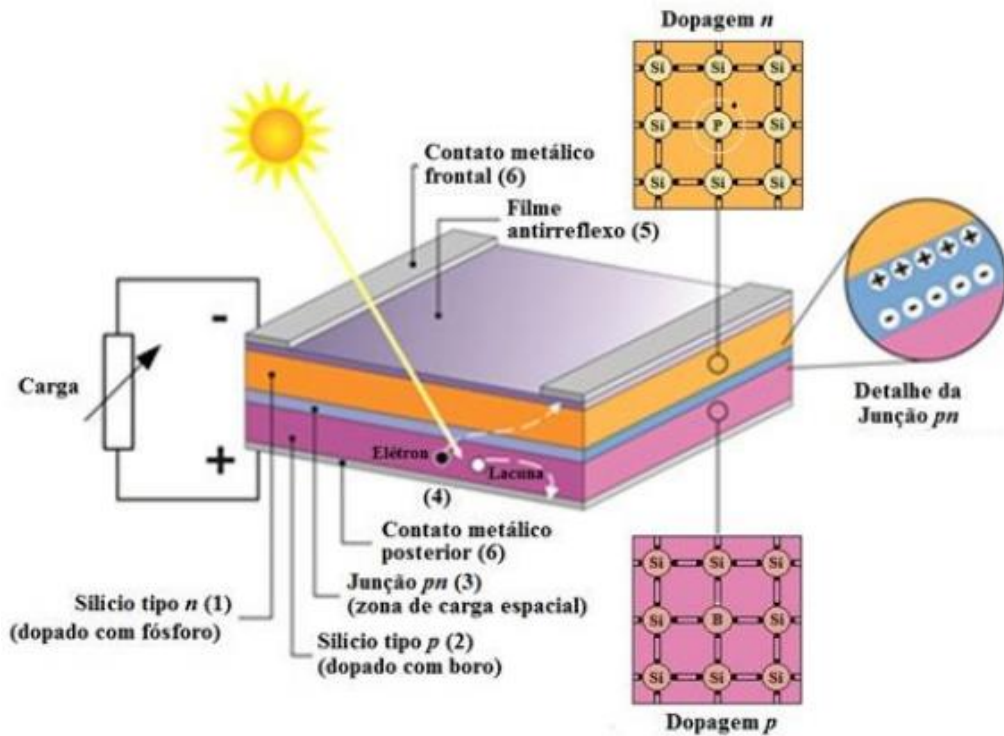


Figura 2: Estrutura básica de uma célula fotovoltaica de silício (Fonte: Adaptado de PINHO; GALDINO 2014)

Devido ao fato de uma única célula fotovoltaica não ser capaz de gerar grandes quantidades de energia, o mercado de recursos solares trabalha com células ligadas em série. O equipamento produzido com a função de gerar maior quantidade de energia e tensões mais elevadas, é comercializado sob o termo de módulos, placas ou painéis fotovoltaicos. (ANDRADE, 2015)

### 2.1.2 Módulos Fotovoltaicos

O arranjo de determinado número de células fotovoltaicas conectadas em série e/ou paralelo, geralmente encapsuladas com lâminas de vidro temperado e, podendo ainda, serem emolduradas com perfis de alumínio, recebe a denominação de módulo fotovoltaico. A ABNT NBR 10899:2013 define um módulo fotovoltaico como uma unidade fundamental formada por um conjunto de células solares interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar eletricidade.

A quantidade de células, bem como sua distribuição, está diretamente atrelada aos parâmetros elétricos desejados, ou seja, valores de tensão, potência e corrente elétrica previstos. Na busca por altos níveis de tensão de utilização, as células de silício, que apresentam individualmente tensões da ordem de 0,5 a 0,8 V, são dispostas em série, gerando um valor resultante de tensão equivalente à soma

das tensões de cada célula em particular. A figura 3 exemplifica um módulo fotovoltaico convencional.



Figura 3: Módulo fotovoltaico convencional (Fonte: ANDRADE, 2015)

Os testes que indicam as características elétricas dos módulos são previamente realizados em laboratório por meio de verificações em STC (*Standard Test Conditions*), conforme critérios normatizados mundialmente. Os fatores pré-determinados no STC são a irradiância solar de 1000 W/m<sup>2</sup> e a temperatura de 25°C. A eficiência de um módulo fotovoltaico é comumente encontrada nos *data sheets* dos fabricantes, porém, esse valor pode ser calculado de acordo com a equação 1, indicada abaixo.

$$\eta = \frac{P_{MÁX}}{A_P * 1000} (1)$$

Onde:

$\eta$  – eficiência do painel;

$P_{MÁX}$  – Potência de pico do painel, em Watts;

$A_P$  – área do módulo, em m<sup>2</sup>;

O valor 1000 representa a taxa padrão utilizada nas STC.

Os módulos convencionais de silício policristalino variam o valor de eficiência entre 13% e 15%, enquanto que a variabilidade dos mais eficientes, produzidos com silício monocristalino, fica entre 14% e 18%. Em média, a garantia dos módulos em

relação aos defeitos de fabricação gira em torno de quatro anos. O tempo mínimo assegurado, referente ao rendimento, é de 25 anos, visto que é considerada uma perda anual da eficiência, de aproximadamente 0,75%.

O critério de avaliação fundamental de um módulo fotovoltaico é sua curva I-V<sup>7</sup>. Através dela é possível obter parâmetros essenciais, como valores de potência de pico ( $P_{MP}$ ), corrente elétrica de curto circuito ( $I_{sc}$ ), tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) e, diante de tais, o fator de forma (FF). Esse último é de extrema relevância, em razão de que é o fator utilizado para representar quão aproximada está a curva real I-V, em relação à curva de rendimento ideal<sup>8</sup>. O fator de forma depende, principalmente, da tecnologia empregada, dado que ao minimizar as perdas resistivas que ocorrem durante o processo de produção dos módulos, garante-se compatibilidade ao sistema ideal. Para os módulos de silício esse valor fica entre 80,9% e 82,8%. (PINHO; GALDINO 2014).

Na figura 4 apresenta-se a curva característica I-V de um módulo fotovoltaico, em função de alguns parâmetros básicos.

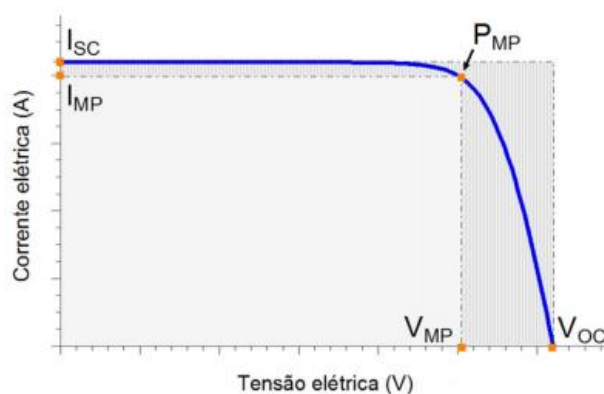


Figura 4: Curva genérica (I-V) de um módulo fotovoltaico de silício cristalino (c-Si) (Fonte: Adaptado de PINHO; GALDINO 2014)

Dentre pontos observados na figura 4, destacam-se a tensão de circuito aberto, que é aquela medida quando não existe nenhuma carga conectada ao módulo ( $I = 0$ ) e a corrente de curto circuito, a qual corresponde ao valor verificado quando se igualam os potenciais elétricos nos terminais metálicos do painel solar ( $V = 0$ ). O valor da corrente máxima experimentada por um módulo fotovoltaico é

<sup>7</sup> Gráfico da corrente elétrica (I) em função da tensão elétrica (V).

<sup>8</sup> Curva I-V de Rendimento Ideal – gráfico no qual são desconsideradas as resistências internas dos módulos.

diretamente proporcional à irradiância sobre o mesmo e a potência máxima é resultado do produto entre os parâmetros  $I_{MP}$  e  $V_{MP}$ .

Derivada da curva I-V e de suma importância, a curva P-V<sup>9</sup> é responsável por demonstrar o comportamento dos painéis dentro dos limites de operação, bem como por indicar, mediante a sobreposição das curvas, o valor da potência máxima fornecida pelo módulo. A figura 5 mostra a curva P-V típica de um painel solar, onde P é resultante da multiplicação dos valores de I e V sob os quais o módulo é capaz de operar.



Figura 5: Curva característica da potência elétrica fornecida por um módulo fotovoltaico de silício cristalino (c-Si) em função da tensão elétrica (Fonte: Adaptado de ANDRADE, 2015)

Conforme é visto na figura 6, ao sobrepor os dois gráficos obtém-se no ponto de intersecção das curvas, o ponto de potência máxima, que indica a situação na qual o módulo produz a maior quantidade de energia. A expressão da potência, indicada abaixo pela equação 2, resulta em valores aproximados, fazendo com que o cruzamento das curvas seja a única forma de chegar-se no valor correto.

$$P = V * I \quad (2)$$

Onde:

$P$  – potência fornecida;

$V$  – tensão elétrica; e

$I$  – corrente elétrica.

<sup>9</sup> Gráfico da potência elétrica fornecida em função da tensão elétrica de um painel solar.

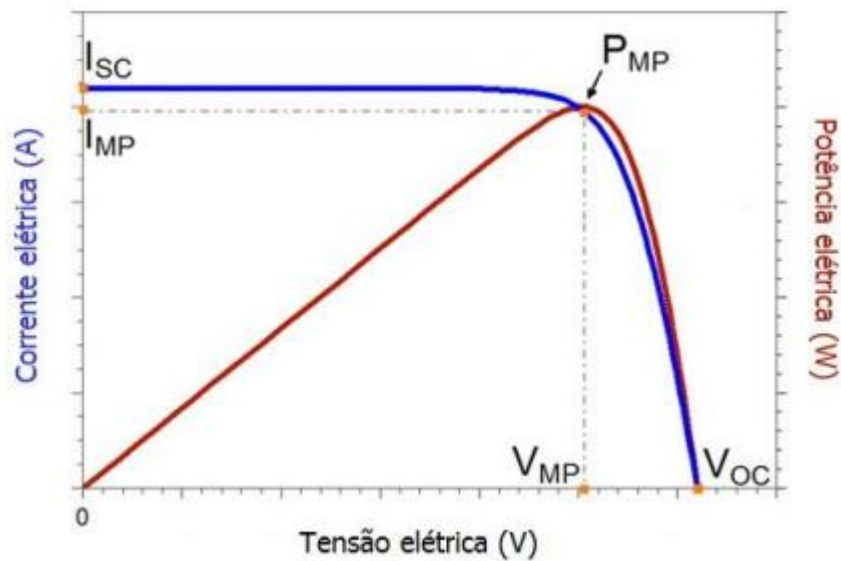


Figura 6: Sobreposição das curvas I-V e P-V, indicando o ponto de potência máxima fornecida pelo módulo (Fonte: Adaptado de PINHO; GALDINO 2014)

É importante salientar que os módulos fotovoltaicos atingem somente valores de potência, tensão e corrente elétrica que estejam sobre suas curvas características. Outro aspecto peculiar, retratado na tabela 1, refere-se à energia média produzida por unidade de área dos painéis solares de tecnologias distintas, no estágio atual do desenvolvimento.

Tecnologia	Potência/área ( $W_p/m^2$ )
Si monocristalino - m-Si	150
Si policristalino - p-Si	135
Si amorfo - a-Si	85
Disseleneto de Cobre-Índio (e Gálio) - CI(G)S	100
Telureto de Cádmio - CdTe-	110

Tabela 1: Potência média gerada por unidade de área dos módulos fotovoltaicos de diferentes tecnologias (Fonte: PINHO; GALDINO 2014)

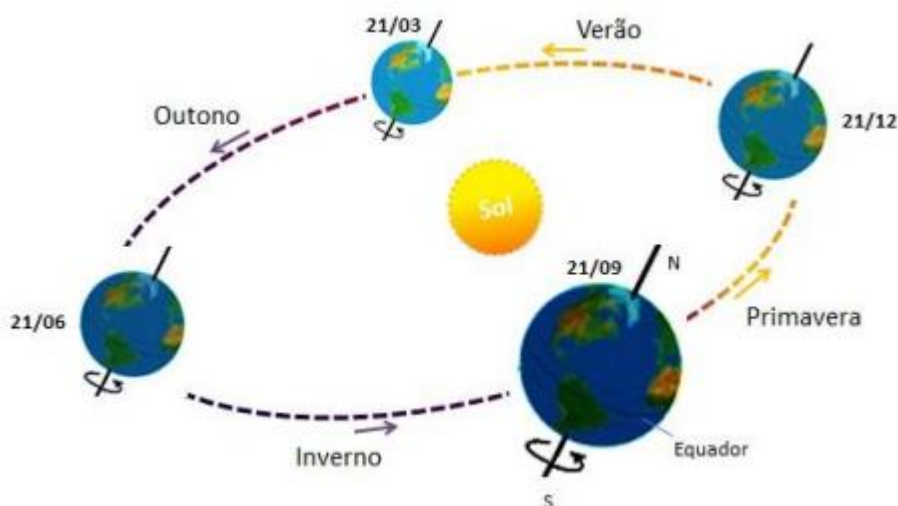
### 2.1.3 Fatores externos que afetam as características elétricas de dispositivos fotovoltaicos

#### 2.1.3.1 Relação entre o movimento Sol-Terra e a inclinação dos painéis

A Terra tem como principais movimentos a rotação em torno de seu próprio eixo e a translação elíptica em torno do Sol, sendo ambos de altíssima importância no estudo de geração de energia solar. O primeiro é responsável por conferir o dia e

a noite, à medida que o segundo, simultaneamente à inclinação do eixo do planeta, determina as estações do ano e suas peculiaridades. Via de regra, a primeira providência a ser tomada ao instalar um SFCR, é orientar a face dos painéis para o Norte geográfico, quando no hemisfério Sul, ou para o Sul, quando no hemisfério Norte. (ANDRADE, 2015)

As características supracitadas podem ser observadas na figura 7.



*Figura 7: Movimento aparente do Sol em relação à Terra*

O ideal para um sistema de geração de energia solar produzir a maior quantidade de energia possível, é que a luz solar incidente nos módulos seja sempre perpendicular ao plano da superfície geradora. Uma forma de garantir tal orientação, mas que geralmente acaba por inviabilizar economicamente o projeto, é a utilização de suportes mecânicos conhecidos como rastreadores solares, que operam com o intuito de manter a radiação solar normal ao plano do painel.

Em decorrência desse inconveniente financeiro, a maioria dos projetos apresenta uma inclinação fixa dos módulos que é definida levando-se em consideração os aspectos de maximização da produção energética, respeitando a variação dos fatores climáticos ao longo do ano, de modo a evitar a sazonalidade do sistema. Ou seja, ao invés de aderir a pequenas inclinações que oferecem ao sistema um maior rendimento no verão, ou até ângulos maiores que são mais eficientes no inverno, opta-se por um valor médio a fim de ponderar a geração de energia. A Figura 8 permite a demonstração da trajetória aparente do Sol em diferentes épocas do ano.



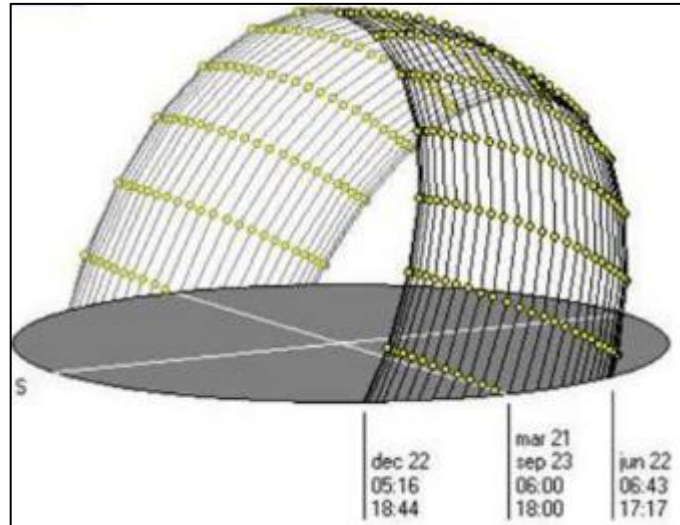


Figura 8: Trajetória aparente do Sol em diferentes épocas do ano

### 2.1.3.2 Influência da Irradiância Solar

A corrente elétrica de um dispositivo fotovoltaico cresce linearmente com o aumento da irradiância solar incidente. Os efeitos decorrentes da variação de irradiância sobre um módulo fotovoltaico constituído de silício cristalino estão ilustrados na figura 9.

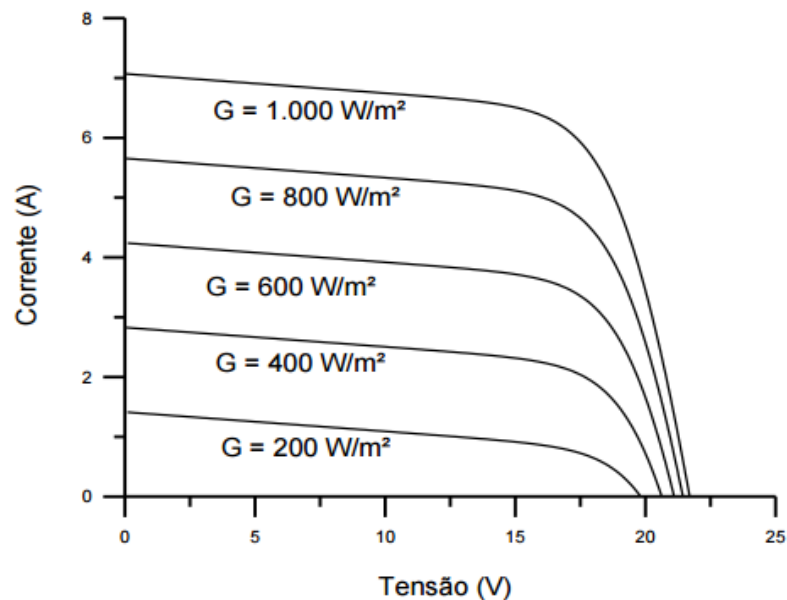


Figura 9: Efeitos causados pela variação da irradiância sobre a curva I-V de um módulo fotovoltaico de 36 células de silício cristalino (c-Si), sob temperatura constante de 25 °C  
(Fonte: PINHO; GALDINO 2014)

### 2.1.3.3 Influência da Temperatura

A temperatura ambiente afeta diretamente a eficiência de dispositivos fotovoltaicos, visto que alterações na temperatura de operação de uma célula, ou painel solar, causam mudanças impactantes na curva I-V de ambos. Como pode ser observado na figura 10, o aumento da temperatura gera uma queda significativa de tensão, enquanto que a elevação do valor da corrente tende a ser desprezível.

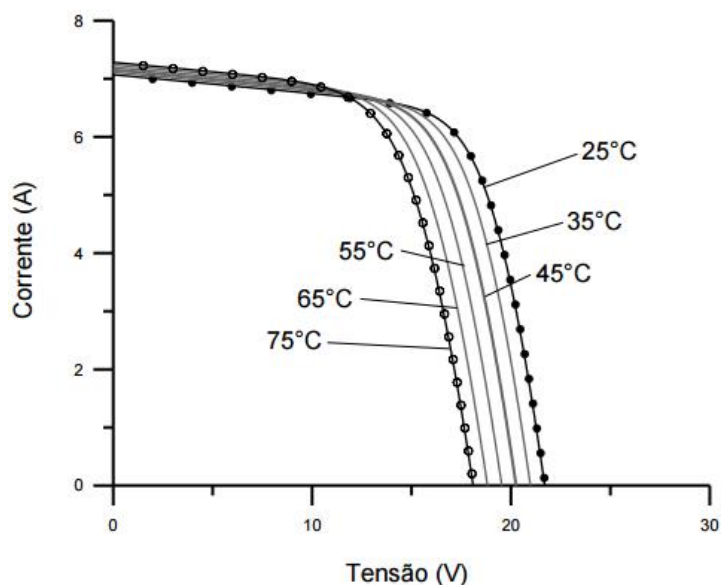


Figura 10: Efeitos causados pela variação da temperatura sobre a curva I-V de um módulo fotovoltaico de 36 células de silício cristalino (c-Si), sob irradiância constante de  $1000 \text{ W/m}^2$  (Fonte: PINHO; GALDINO 2014)

#### 2.1.3.4 Efeitos de Sombreamento

Os módulos de c-Si contém células associadas em série, bastando uma das células do conjunto estar recebendo menos radiação que as outras da mesma associação, para que a corrente da série seja limitada pelo menor valor observado dentre as células conectadas. Da mesma forma, o efeito propaga-se para todos os módulos associados em série, reduzindo a potência do gerador fotovoltaico. (PINHO; GALDINO 2014)

Além disso, existe o risco de o sombreamento causar danos ao sistema, tendo em vista que a potência elétrica gerada que não está sendo injetada na rede é dissipada no módulo afetado, ou ainda, sobre apenas uma de suas células. Essa configuração pode produzir um intenso calor sobre a célula afetada a ponto de romper o vidro, originando o fenômeno de *hotspot*. Para evitar danos irreversíveis às células que tornariam o módulo inutilizável, o mesmo é protegido por diodos de

passagem (*by-pass*) que oferecem um caminho alternativo para a corrente limitando a dissipação de potência na parte sombreada. (PINHO; GALDINO 2014)

A figura 11 ilustra o efeito de sombreamento sobre apenas uma célula de um dos 4 módulos que estariam conectados em série, além da comparação entre a utilização e o não uso de diodo de passagem.

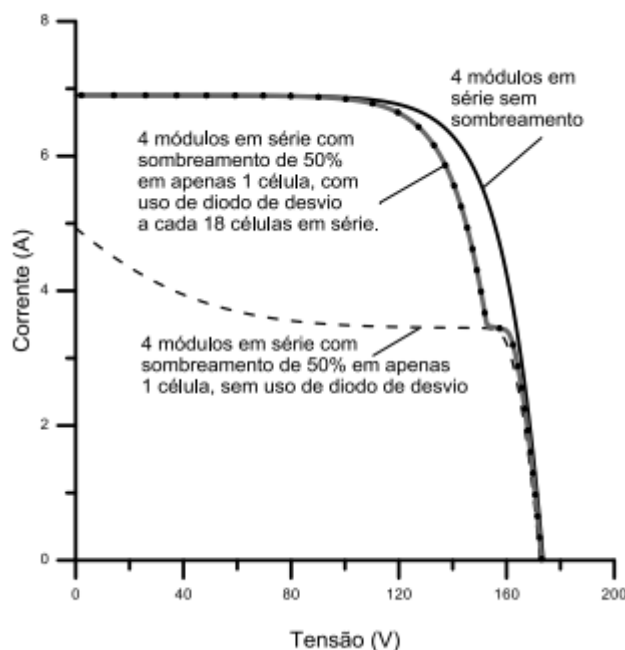


Figura 11: Curva I-V para 4 módulos conectados em série sem efeito de sombreamento e Curva I-V para os mesmos 4 módulos na situação de sombreamento com e sem a utilização de diodos de passagem (Fonte: PINHO; GALDINO 2014)

### 2.1.4 Inversores

Inversores são elementos responsáveis por fornecer energia elétrica em forma de corrente alternada (C.A.), a partir de uma fonte de energia em corrente contínua (C.C.). Essa conversão é crucial para que o sistema possa abastecer as unidades consumidoras, tendo em vista que C.A é a corrente utilizada em nossa rede pública de distribuição.

As características dessa transformação estão atreladas aos critérios desejados pelo consumidor. Em SFIs os parâmetros atingidos pelo inversor devem atender o que foi previsto pelo projetista, atuando em sincronia com as propriedades dos equipamentos de armazenamento. Contudo, embora o inversor apropriado para SFCR compartilhe dos mesmos princípios de funcionamento do equipamento utilizado em sistemas isolados, o mesmo deve respeitar os requisitos da concessionária e estar sincronizado às características da rede pública de baixa

tensão (PINHO; GALDINO, 2014).

Inversores modernos possuem diversas entradas com sistema MPPT (*Maximum Power Point Tracking*, ou rastreamento do ponto de máxima potência), cuja o objetivo é fazer o equipamento operar maximizando a potência fornecida pelos módulos, sem depender de condições que eventualmente alteram a curva  $I \times V$  do conjunto. Desta forma, sempre que o rendimento de algum *string* estiver comprometido por algum fator externo, os demais que estiverem conectados em outra entrada com sistema MPPT, continuarão com o rendimento inalterado. (ANDRADE, 2015)

Outra característica específica de alguns inversores, é o fato de dividir a potência total em suas entradas de forma assimétrica, como é o caso dos dois dispositivos de maior capacidade utilizados no presente trabalho. Enquanto um conjunto de entradas oferece 55% da potência, o outro oferece os 45% restantes. Além disso, como medida de segurança dos equipamentos do sistema e de funcionários que porventura estejam realizando serviços de manutenção na rede elétrica, o inversor desliga-se automaticamente em momentos de ausência de fornecimento de eletricidade da concessionária local.

Existem inversores para as mais variadas taxas de potência, partindo de 250 W, chegando à dezenas de kW para arranjos maiores. O rendimento dos inversores de qualidade encontrados no mercado atualmente está na faixa de 90%, o que indica um bom aproveitamento e um baixo índice de desperdício durante seu funcionamento.

### **2.1.5 Arranjo de células e painéis solares**

Os dispositivos fotovoltaicos são organizados e interligados de diferentes maneiras, tendo seus parâmetros elétricos variando igualmente para células, módulos ou arranjos. Os arranjos são constituídos por uma associação elétrica de módulos, em série e/ou paralelo, destinados a fornecer uma única saída de tensão e corrente. A prática de conectar entre si terminais positivos (o mesmo vale para terminais negativos) de dispositivos fotovoltaicos caracteriza uma ligação em paralelo, onde a corrente de saída é igual à soma das correntes individuais dos dispositivos conectados e a tensão permanece inalterada. (PINHO; GALDINO 2014)

Já em ligações em série, o terminal negativo de um dispositivo é conectado ao terminal positivo de outro, de forma que a tensão no último terminal seja

representada pela soma das tensões dos dispositivos interligadas e a corrente de saída não seja afetada. Como a corrente elétrica depende diretamente da irradiância, em situações que ocorram eventuais variações, a corrente do arranjo limita-se à menor corrente em circulação. (PINHO; GALDINO 2014)

As figuras 12 e 13 ilustram a soma das tensões e correntes elétricas para arranjos de células ideais<sup>10</sup> de silício conectadas em série e paralelo, respectivamente.

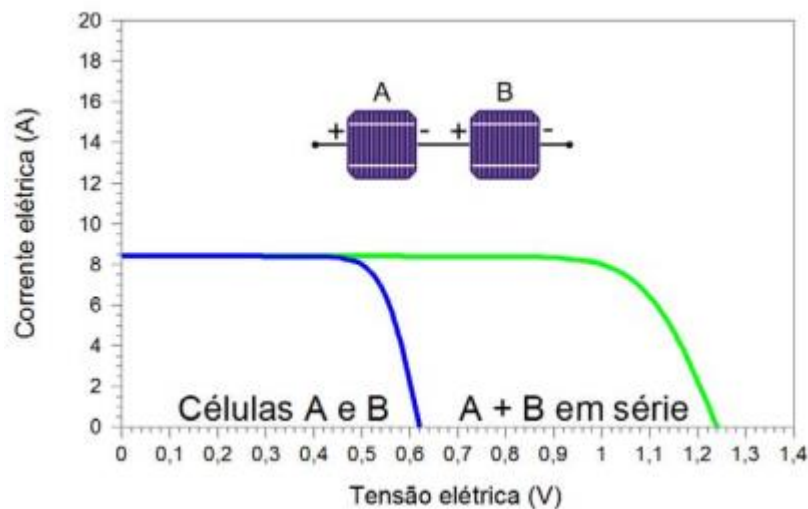


Figura 12: Células solares de silício conectadas em série (Fonte: Adaptado de PINHO; GALDINO 2014)

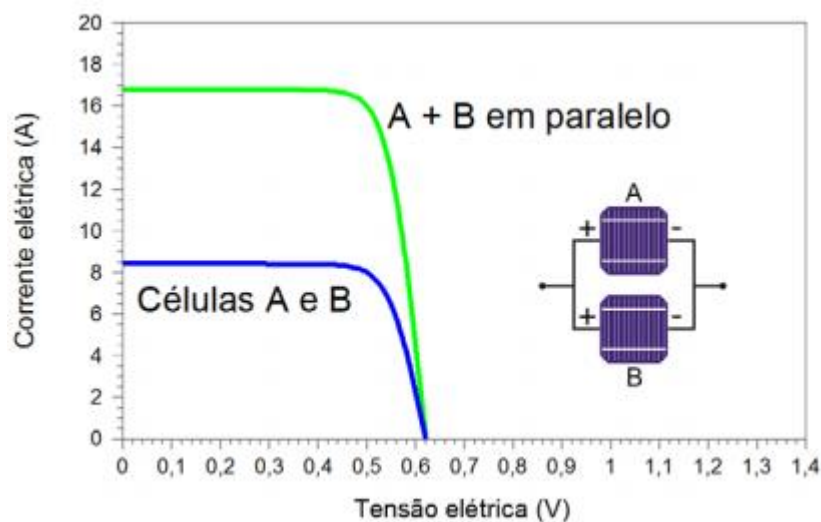


Figura 13: Células solares de silício conectadas em paralelo (Fonte: Adaptado de PINHO; GALDINO 2014)

Os módulos associados em série recebem a denominação *string*, o qual deve

<sup>10</sup> Mesmas condições de temperatura e irradiância. (PINHO; GALDINO, 2014)

ser dimensionado com uma tensão compatível ao valor de entrada do inversor em que será conectado. Normalmente determina-se primeiro o número de painéis de cada *string*, sendo que em seguida é escolhido o número de strings a serem conectados em paralelo.

## 2.2 ENGENHARIA ECONÔMICA

Decisões de caráter financeiro mostram-se inerentes à rotina de qualquer pessoa ou empresa. Ainda que de modo implícito e com critérios de análise limitados, geralmente são feitas considerações sobre vantagens e desvantagens para uma tomada de decisão relacionada à possibilidade de investir, visto que os recursos financeiros vêm a ser finitos (NAKABAYASHI, 2015).

Por exemplo, ao decidir entre financiar um imóvel ou fazer uma poupança para a aquisição do bem à vista, talvez as pessoas não calculem explicitamente o VPL (valor presente líquido) ou a TIR (taxa interna de retorno) do projeto, embora o risco e o retorno da decisão sejam levados em conta (além dos critérios não racionais, é claro), mesmo que de maneira inconsciente, como ilustra a palavra economia que, do grego (oikonomos), significa “aquele que administra um lar”. (NAKABAYASHI, 2015)

Mankiw, 2014 considera como lições fundamentais dos princípios da economia sobre a tomada de decisões, os *tradeoffs* entre as alternativas dispostas e o custo proveniente de qualquer ação desta natureza, o qual é medido em termos de oportunidades abandonadas.

### 2.2.1 Fluxo de Caixa

“*Fluxo de caixa* é a apreciação das contribuições monetárias (entradas e saídas de dinheiro) ao longo do tempo a uma caixa simbólica já constituída. Pode ser representado de forma de forma analítica ou gráfica.” (HIRSCHFELD, 2014)

O diagrama de fluxo de caixa é utilizado para simplificar a visualização de problemas que envolvem despesas e receitas que ocorrem em períodos distintos do tempo. Quando representado graficamente, o diagrama consiste em um eixo horizontal referente ao tempo, desde o instante considerado inicial até o momento de prazo final. Além disso, como é visto na figura 14, segmentos positivos (para cima do eixo horizontal) e negativos (para baixo do eixo horizontal), representam os montantes de entradas e saídas. (CASAROTTO; KOPITKE 2008)

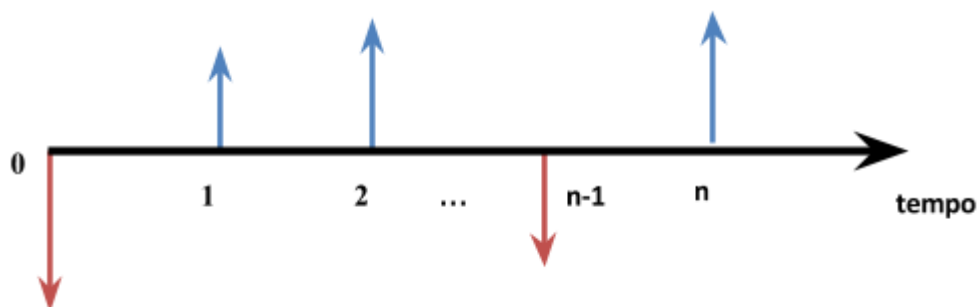


Figura 14: Diagrama representativo de fluxo de caixa (Fonte: elaborado pelo autor)

### 2.2.2 Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

Ao se analisar uma proposta de investimento, deve-se considerar o fato de que o mesmo montante poderia estar sendo aplicado em outra alternativa. Para ser atrativa financeiramente, determinada opção deve render, no mínimo, a taxa de juros equivalente à rentabilidade das aplicações correntes, sendo essa a Taxa Mínima de Atratividade do investimento (CASAROTTO; KOPITTKKE 2008).

A TMA também pode ser entendida como a taxa mínima em que um capital pode ser aplicado de modo a render lucro, isto é, a taxa a partir da qual o investidor considera que está obtendo ganhos financeiros. É uma taxa associada a um baixo risco, visto que qualquer sobra de caixa pode ser aplicada, na pior das hipóteses, na TMA (CASAROTTO; KOPITTKKE 2008).

### 2.2.3 Valor Presente Líquido (VPL)

O Valor Presente Líquido, ou VPL é um indicador econômico de suma importância na análise de viabilidade de um investimento.

A utilização desse método tem como finalidade determinar um valor em um período considerado inicial, ou instante zero, a partir dos dados de um fluxo de caixa (receitas e despesas). O valor em questão é a soma dos valores envolvidos nos períodos considerados, trazidos ao instante inicial através da aplicação de uma taxa de desconto (HIRSCHFELD, 2014), conforme descrito na equação 3.

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_{Ct}}{(1+r)^t} \quad (3)$$

Onde:

$I_0$  – Investimento inicial;

$F_{Ct}$  – Fluxo de caixa no período t;

$r$  – taxa de desconto;

$t$  – período;

$n$  – número de períodos considerados;

Ao assumir a convenção de sinais geralmente utilizada, na qual valores presente de receitas recebem sinal positivo e valores presente de custos são negativos, considera-se como um empreendimento lucrativo o que apresentar um VPL maior do que zero, ao passo que valores de VPL menores que zero indicam que o investimento é inviável economicamente.

A necessidade em utilizar uma taxa de desconto nos fluxos de caixa, se deve ao fato de que o dinheiro não possui valor constante ao longo do tempo, sendo esse o objeto de estudo da matemática financeira (ASSAF NETO, 2012). Entende-se que as receitas são maiores do que os custos previstos à determinada taxa de desconto  $r$ , à medida que o VPL assume valores positivos.

Em situações que exigem do investidor o financiamento de parte da aplicação, geralmente a taxa de juros requerida pela instituição financeira é diferente do custo de oportunidade (TMA) do aporte de capital do cliente. Para tanto, nesse caso, o autor fará uso do método do Custo médio ponderado de capital – *Weighted Average Capital Cost* (WACC) para determinação da taxa de desconto  $r$ . A equação 4, exposta à seguir, representa a metodologia utilizada no cálculo do WACC, para o caso de investimento realizado por duas partes, o cliente e uma entidade credora.

$$WACC = r_i * \frac{I}{T} + r_c * \frac{C}{T} \quad (4)$$

Onde:

$r_i$  – remuneração requerida pelo investidor, ou seja, a TMA do investimento;

$I$  – capital aportado pelo investidor;

$r_c$  – remuneração requerida pela entidade credora, ou seja, a taxa de juros;

$C$  – capital aportado pela entidade credora;

$T$  – capital total investido, sendo a soma de  $I + C$ ;

#### 2.2.4 Taxa Interna de Retorno (TIR)

Segundo Hirschfeld (2014), a taxa interna de retorno de um fluxo de caixa, é a taxa para qual o valor presente líquido do fluxo é nulo.



Ross et al. (2008) afirma que a TIR é a taxa de retorno única que resume os resultados de um projeto, sendo “interna”, no sentido de que depende apenas dos fluxos de caixa de determinado investimento.

Qualquer investimento com a TIR maior que a TMA do mesmo, é considerado rentável e passível de análise. Porém, a maior TIR entre duas alternativas de aplicação de capital, não garante a tomada de decisão mais vantajosa. (CASAROTTO; KOPITTKKE 2008)

### **2.2.5 Payback**

O intervalo de tempo necessário para que os benefícios provenientes de um investimento cubram seus custos a uma determinada taxa de juros, é definido por Hirschfeld (2014) como *payback*. Ou ainda, pode ser definido o número de períodos necessários para que o fluxo de caixa acumulado se torne positivo.

Ao avaliar duas propostas com períodos distintos de aplicação, não é correto afirmar que a melhor opção será a que possuir o menor *payback*, ainda que diversos investidores optem pela alternativa com menor prazo de retorno, dando menor importância para a rentabilidade do negócio. (HIRSCHFELD, 2014)

Existe também o *payback* descontado, o qual leva em conta o valor do dinheiro no tempo tornando-se mais confiável, principalmente para grandes períodos de tempo e altas taxas de desconto. Utilizando a fórmula apresentada na seção 2.2.2 (VPL) do presente trabalho para análise de um investimento, tem-se que o período de recuperação do mesmo termina no momento que o VPL passe a ter um valor maior que zero.

## **2.3 EVOLUÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA CONVENCIONAL**

Especialmente no Brasil, o custo da tarifa de energia oscila frequentemente em relação à moeda local. Esse fato é decorrente de diversos fatores, como depender de políticas governamentais, progressão da demanda, investimentos em infraestrutura (linhas de transmissão) e, sobretudo, de fatores climáticos.

Sendo a energia proveniente de recursos hídricos a base da matriz energética do país, entende-se que o abastecimento das redes fica comprometido com a escassez da água. Em épocas de pequenos índices de precipitação pluviométrica, nas quais verifica-se uma baixa nível dos reservatórios, as usinas termelétricas são

acionadas visando garantir o suprimento de energia. Nesses momentos a tarifa tende a aumentar, pois o custo de operação de uma UTE é proporcionalmente maior que o de usinas hidroelétricas.

Em virtude da variabilidade desses fatores, o valor da tarifa não é fácil de ser estimado. Comumente é feita a simulação de cenários com diferentes taxas percentuais do seu crescimento. Ademais, incidem sobre a tarifa impostos como PIS, CONFINS e o ICMS. Esses tributos também devem ter a evolução avaliada com o intuito de elaborar uma previsão correta e bem fundamentada.

Segundo a ANEEL, a composição do valor da tarifa é baseada em encargos setoriais, tributos, compra, transmissão e distribuição de energia. A magnitude de cada parâmetro é observada na figura 15.



*Figura 15: Composição de custo da tarifa convencional de energia elétrica (Fonte: Retirado do site da ANEEL)*

Em 2015, ano em que entrou em vigor o sistema de bandeiras tarifárias, a ANEEL passou a ter o direito de recorrer a um acréscimo no valor da energia repassada ao consumidor final, em função das condições de geração de eletricidade do país. A implantação desse sistema permitiu a cobrança de um valor previamente estabelecido para cada 100 kWh consumidos, sendo que o mesmo deve estar de acordo com a cor da bandeira tarifária em acionamento.

Quando a bandeira em vigência for verde, o valor da tarifa se mantém inalterado, porém, o restante dos valores que até outubro de 2017 variavam de R\$ 2,00 (bandeira amarela) até R\$ 3,50 (bandeira vermelha – patamar 2), passaram a ter variação entre R\$ 1,00 e R\$ 5,00 a partir de novembro de 2017. A tabela 2 trás as alterações e o sistema de bandeiras tarifárias vigente.

BANDEIRA TARIFÁRIA	Acréscimo em R\$ a cada 100 kW consumidos	
	Até 10/17	A partir de 11/17
<b>VERDE</b>	-	-
<b>AMARELA</b>	R\$ 2,00	R\$ 1,00
<b>VERMELHA PATAMAR 1</b>	R\$ 3,00	R\$ 3,00
<b>VERMELHA PATAMAR 2</b>	R\$ 3,50	R\$ 5,00

*Tabela 2: Sistema de bandeiras tarifárias (Fonte: Elaborada pelo autor)*

## 2.4 INFLAÇÃO

Ao prever uma estimativa de retorno financeiro em determinado período, torna-se fundamental a projeção das receitas e despesas nos fluxos de caixa, bem como da evolução das mesmas. De modo a garantir essa premissa, assume-se que os preços tendem a sofrer reajustes, respeitando regras e índices correlacionados à economia, como níveis de oferta e demanda do mercado e o fenômeno de inflação, representado por um aumento no suprimento do dinheiro que resulta em uma alta no nível de preços (MANKIWI, 2014).

Apesar de existir o fenômeno inverso conhecido por deflação, caracterizado pela redução geral no nível de preços, o contexto experimentado no Brasil há mais de trinta anos é o de inflação, considerando os índices acumulados anualmente. O parâmetro oficial do Governo Federal brasileiro para mensurar as metas inflacionárias é o IPCA – Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo, sendo que é admitido pelo BCB - Banco Central do Brasil uma variação de um e meio à dois pontos percentuais, para mais ou para menos, no valor da meta estipulada.

A tabela 3 apresentada a seguir, constitui-se de dados históricos do IPCA para o período de janeiro do ano 2000 até o mês de outubro de 2017. Os valores referentes ao intervalo entre novembro deste ano e dezembro de 2020, foram adaptados de acordo com as metas previstas pelo Banco Central para os anos de 2017, 2018, 2019 e 2020. A média histórica acumulada, assim como outros valores do IPCA que constam na tabela 3, serão posteriormente utilizados na análise econômica apontada como objeto de estudo do presente trabalho.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acumulado anual	
<b>2020</b>	<b>META PREVISTA PARA O ANO DE 2020</b>												<b>4</b>	
<b>2019</b>	<b>META PREVISTA PARA O ANO DE 2019</b>												<b>4,25</b>	
<b>2018</b>	<b>META PREVISTA PARA O ANO DE 2018</b>												<b>4,5</b>	
<b>2017</b>	0,38	0,33	0,25	0,14	0,31	-0,23	0,24	0,19	0,16	<b>0,41</b>	<b>0,41</b>	<b>0,41</b>	<b>3</b>	
<b>2016</b>	1,27	0,9	0,43	0,61	0,78	0,35	0,52	0,44	0,08	0,26	0,18	0,3	<b>6,28</b>	
<b>2015</b>	1,24	1,22	1,32	0,71	0,74	0,79	0,62	0,22	0,54	0,82	1,01	0,96	<b>10,67</b>	
<b>2014</b>	0,55	0,69	0,92	0,67	0,46	0,4	0,01	0,25	0,57	0,42	0,51	0,78	<b>6,4</b>	
<b>2013</b>	0,86	0,6	0,47	0,55	0,37	0,26	0,03	0,24	0,35	0,57	0,54	0,92	<b>5,91</b>	
<b>2012</b>	0,56	0,45	0,21	0,64	0,36	0,08	0,43	0,41	0,57	0,59	0,6	0,79	<b>5,84</b>	
<b>2011</b>	0,83	0,8	0,79	0,77	0,47	0,15	0,16	0,37	0,53	0,43	0,52	0,5	<b>6,5</b>	
<b>2010</b>	0,75	0,78	0,52	0,57	0,43	0	0,01	0,04	0,45	0,75	0,83	0,63	<b>5,91</b>	
<b>2009</b>	0,48	0,55	0,2	0,48	0,47	0,36	0,24	0,15	0,24	0,28	0,41	0,37	<b>4,31</b>	
<b>2008</b>	0,54	0,49	0,48	0,55	0,79	0,74	0,53	0,28	0,26	0,45	0,36	0,28	<b>5,9</b>	
<b>2007</b>	0,44	0,44	0,37	0,25	0,28	0,28	0,24	0,47	0,18	0,3	0,38	0,74	<b>4,46</b>	
<b>2006</b>	0,59	0,41	0,43	0,21	0,1	-0,21	0,19	0,05	0,21	0,33	0,31	0,48	<b>3,14</b>	
<b>2005</b>	0,58	0,59	0,61	0,87	0,49	-0,02	0,25	0,17	0,35	0,75	0,55	0,36	<b>5,69</b>	
<b>2004</b>	0,76	0,61	0,47	0,37	0,51	0,71	0,91	0,69	0,33	0,44	0,69	0,86	<b>7,6</b>	
<b>2003</b>	2,25	1,57	1,23	0,97	0,61	-0,15	0,2	0,34	0,78	0,29	0,34	0,52	<b>9,3</b>	
<b>2002</b>	0,52	0,36	0,6	0,8	0,21	0,42	1,19	0,65	0,72	1,31	3,02	2,1	<b>12,53</b>	
<b>2001</b>	0,57	0,46	0,38	0,58	0,41	0,52	1,33	0,7	0,28	0,83	0,71	0,65	<b>7,67</b>	
<b>2000</b>	0,62	0,13	0,22	0,42	0,01	0,23	1,61	1,31	0,23	0,14	0,32	0,59	<b>5,97</b>	
													<b>MÉDIA ACUMULADA ENTRE 2000 e 2020:</b>	<b>6,18%</b>

Tabela 3: Dados históricos do IPCA no período de 2000 à 2020 (Fonte: Adaptado de <http://www.portalbrasil.net/ipca.htm>)

## 2.5 FUNDOS DE INVESTIMENTO NO TESOIRO DIRETO

Em de janeiro de 2002 o Tesouro Nacional, em conjunto a BM&FBOVESPA (Bolsa de Valores), concedeu a oportunidade de investimento em títulos públicos a todas as pessoas físicas com CPF através da criação do programa Tesouro Direto. Antes dessa medida de incentivo ser adotada, somente as instituições financeiras a possibilidade de comprar os ativos ofertados pelo Tesouro Nacional, que é o órgão responsável pela emissão e garantia dos títulos da dívida pública federal.

Os ativos disponíveis atualmente contemplam aplicações de renda fixa ou variável, com taxas pré ou pós-fixadas e com remunerações semestrais ou somente no resgate do capital aportado. O princípio de funcionamento do investimento baseia-se na taxa básica de juros (Selic), no IPCA e em uma taxa contratada no momento da compra de determinado título. O vencimento, ou seja, a data final do rendimento, o preço unitário de cada título e o valor mínimo do investimento, são preestabelecidos no ato da compra, entretanto, o resgate do capital pode ser feito anteriormente a data do vencimento, respeitando as necessidades do investidor.

A figura 16 destaca os títulos públicos disponíveis para investimento na data de 04 de dezembro de 2017, bem como alguns detalhes das operações.

<b>Preços e taxas de referência dos títulos públicos disponíveis para investir.</b>				
<b>Título</b>	<b>Vencimento</b>	<b>Taxa de Rendimento (% a.a.)</b>	<b>Valor Mínimo</b>	<b>Preço Unitário</b>
<b>Indexados ao IPCA</b>				
Tesouro IPCA+ 2024 (NTNB Princ)	15/08/2024	5,12	R\$43,48	R\$2.174,14
Tesouro IPCA+ 2035 (NTNB Princ)	15/05/2035	5,50	R\$35,88	R\$1.196,25
Tesouro IPCA+ 2045 (NTNB Princ)	15/05/2045	5,50	R\$35,06	R\$701,36
Tesouro IPCA+ com Juros Semestrais 2026 (NTNB)	15/08/2026	5,13	R\$32,69	R\$3.269,48
Tesouro IPCA+ com Juros Semestrais 2035 (NTNB)	15/05/2035	5,37	R\$32,60	R\$3.260,22
Tesouro IPCA+ com Juros Semestrais 2050 (NTNB)	15/08/2050	5,45	R\$33,44	R\$3.344,96
<b>Prefixados</b>				
Tesouro Prefixado 2020 (LTN)	01/01/2020	8,26	R\$33,98	R\$849,73
Tesouro Prefixado 2023 (LTN)	01/01/2023	10,03	R\$30,88	R\$617,72
Tesouro Prefixado com Juros Semestrais 2027 (NTNF)	01/01/2027	10,15	R\$31,10	R\$1.036,77
<b>Indexados à Taxa Selic</b>				
Tesouro Selic 2023 (LFT)	01/03/2023	0,00	R\$92,51	R\$9.251,59

*Figura 16: Investimento no Tesouro Nacional em 04/12/2017 (Fonte: Tesouro Nacional – Tesouro Direto)*

## 2.6 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

### 2.6.1 Legislação Brasileira e Políticas de Incentivo

Incentivado por iniciativas do governo federal, como o Programa de

Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), e com a conscientização da população, o Brasil revela-se como uma das grandes potências do setor fotovoltaico de GD nos próximos 20 anos. O termo geração distribuída possui distintas definições conceituais em diferentes países, todavia, o Diário Oficial da União, em seu Decreto 5.163/2004, o denomina no art. 14 como a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes conectados diretamente no sistema de distribuição.

No dia 17 de abril de 2012 o consumidor brasileiro teve a opção de gerar sua própria energia proveniente de fontes renováveis, através de unidades geradoras de capacidades reduzidas, regulamentada pela Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, posteriormente revisada de acordo com o texto da REN nº 687/2015.

A legislação prevê que quando a quantidade de energia gerada for superior à consumida em determinado período, o excedente pode ser fornecido como empréstimo gratuito à distribuidora local e ser convertido em créditos de energia destinados à unidade consumidora, fazendo uso do sistema de compensação de energia elétrica. Os mesmos podem ser utilizados para reduzir o custo da fatura dos meses subsequentes de unidades consumidoras previamente cadastradas no sistema, que se encontrem dentro da mesma área de concessão da unidade geradora.

O regulamento vigente, que inclui SFCR, caracteriza os sistemas de Geração Distribuída de acordo com sua potência nominal instalada, conforme estabelecido a seguir:

Microgeração Distribuída: central geradora com potência instalada de até 75 kW; e

Minigeração Distribuída: central geradora com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW, sendo até 3 MW para fontes hídricas;

Dentre a série de fatores estimulantes ao uso do sistema de compensação de energia elétrica (*netmetering*) promovidos pela ANEEL entre a publicação e atualização da norma de 2012, complementam a lista com grande destaque:

- A possibilidade de conexões de micro ou minigeração distribuída em

condomínios, definida pela utilização da energia elétrica de forma independente, onde cada fração usufrua individualmente constituindo uma unidade consumidora, sendo que instalações destinadas à áreas de uso comum constituem uma unidade consumidora distinta e sejam de responsabilidade da administração ou do proprietário do condomínio;

- A geração compartilhada por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica e caracterizada pela reunião de consumidores que tenham alguma unidade consumidora de micro ou mini GD situada em local distinto das unidades consumidoras em que os créditos de energia serão compensados, desde que dentro da mesma área de concessão;
- O autoconsumo remoto, no qual os créditos podem ser utilizados para abater o consumo de unidades consumidoras do mesmo titular (pessoa física ou jurídica), localizadas na região atendida pela concessionária;
- O aumento do prazo de validade dos créditos de energia de 36 para 60 meses e a redução do tempo de espera para instalação para de 82 para 34 dias, fecham as novidades da norma revisada.

### **2.6.2 Evolução da GD no Brasil e Projeção até 2024**

Diante dos benefícios oriundos de recentes mudanças na legislação e de políticas públicas adotadas, iniciou-se no país um lento processo de difusão de micro e minigeradores distribuídos. Ainda que acentuado nos últimos dois anos, o crescimento de micro, ou mini GD, encontra-se abaixo do potencial de expansão do país, mantendo este nicho de mercado em permanente processo de consolidação.

O número de conexões desta natureza, que teve seus primeiros sistemas instalados no ano de 2012 e alcançou a marca de 1.768 ligações ao final de 2015, apresentou um aumento de 440% no decorrer de 2016 em relação ao valor do ano anterior e totalizou 10.561 sistemas implantados até a data de 23/05/17. Conforme é visto na figura 17, os geradores instalados com energia derivada de recursos solares representam em torno de 99% do total (ANEEL).

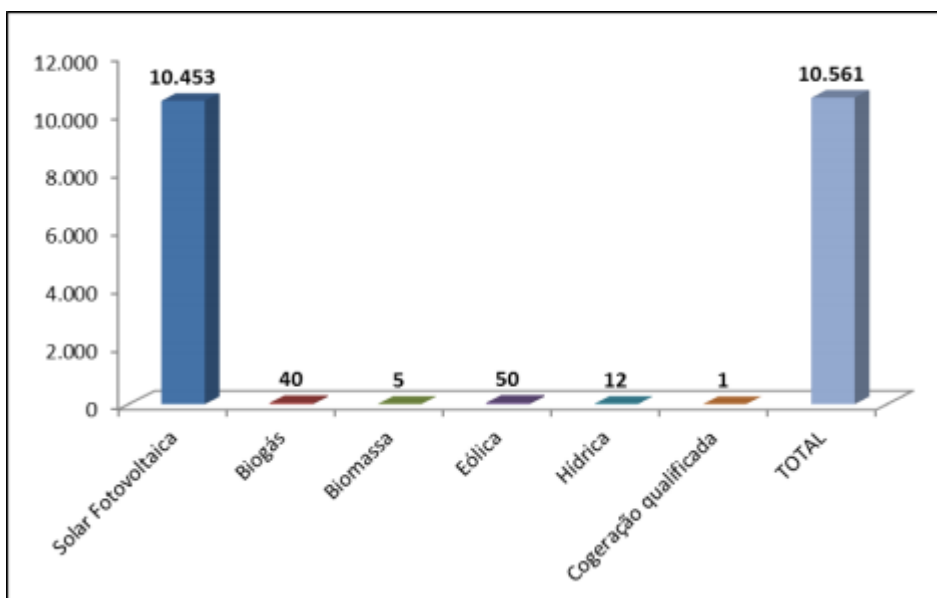


Figura 17: Conexões de micro ou minigeradores, por tipo de fonte de energia, até a data de 23/05/17 (Fonte: Adaptado de NOTA TÉCNICA Nº 0056/2017 – SRD/ANEEL, de 24/05/2017)

Com relação à participação dos consumidores, destacam-se as classes residencial e comercial, que correspondem a 79,5% e 15% do total, respectivamente. Sendo que o restante divide-se entre instalações do poder público, da esfera industrial e do setor rural.

A figura 18 apresenta o número de conexões de GD em operação no país, de acordo com a modalidade em que cada uma está inserida. Além disso, expressa a quantidade de consumidores que recebem os créditos obtidos com o excedente de energia elétrica injetado na rede de distribuição.

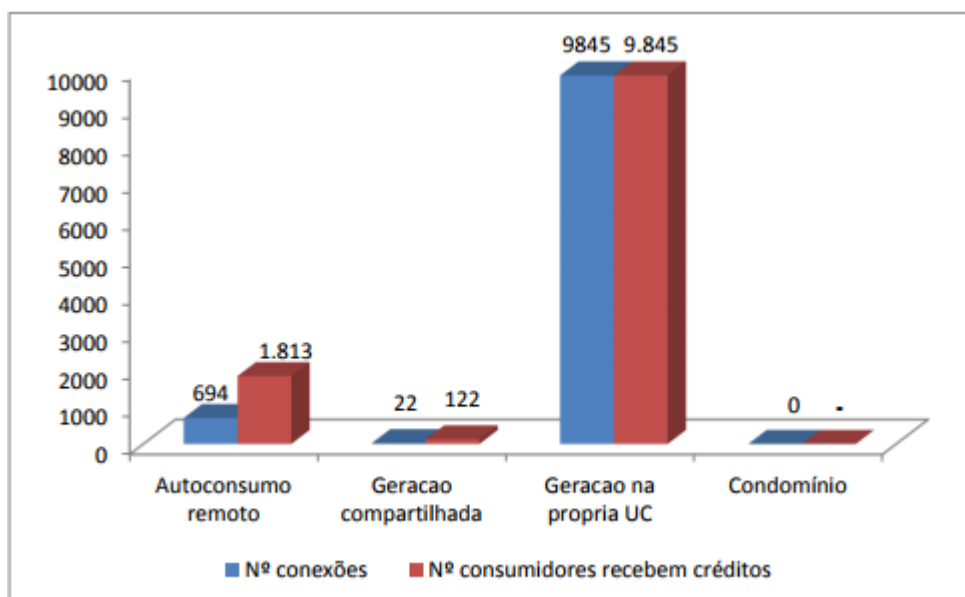




Figura 18: Conexões de micro ou minigeradores, de acordo com a modalidade de acesso, até a data de 23/05/17 (Fonte: Adaptado de NOTA TÉCNICA Nº 0056/2017 – SRD/ANEEL, de 24/05/2017)

As inovações trazidas pela REN nº 687/2015 referentes às modalidades de GD ainda são pouco exploradas. Pouco mais de 93% das conexões existentes concentram sistemas que atendem somente a própria unidade geradora, enquanto que apenas 6,5% das ligações se enquadram na categoria de autoconsumo remoto. A geração compartilhada representa algo em torno de 0,2% das instalações e não houve registro de GD em condomínios até a data da publicação da nota técnica.

Com base nos dados apresentados anteriormente, as projeções para unidades consumidoras, residenciais e comerciais, de micro GD fotovoltaica que seriam beneficiados pelos créditos de energia no horizonte 2017-2024, pode ser verificado na figura 19.

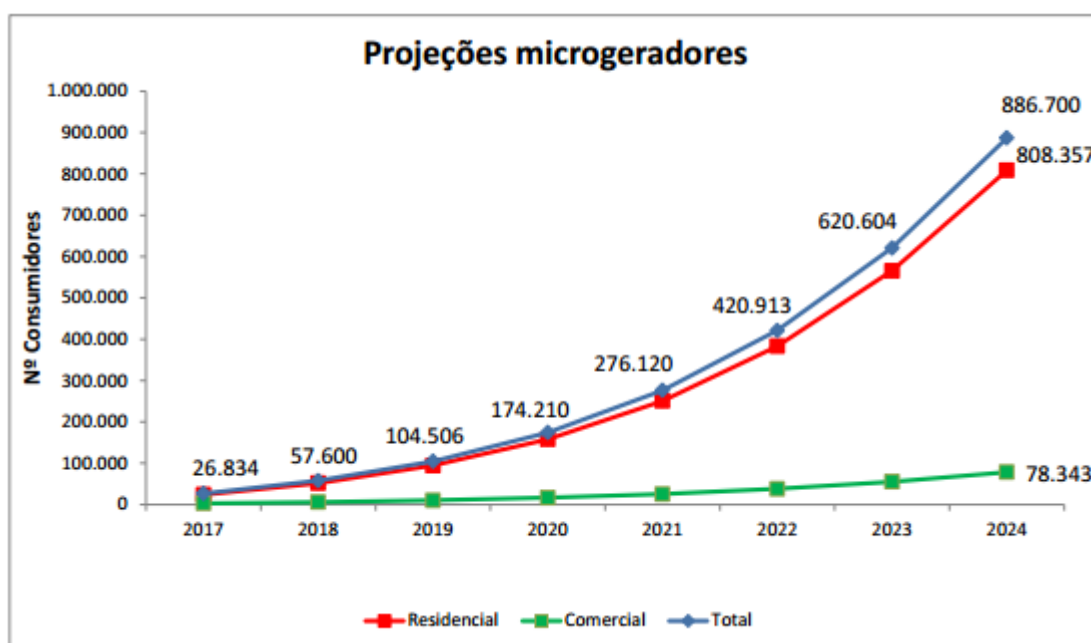


Figura 19: Projeções de micro GD fotovoltaica, para entidades comerciais e residenciais, no horizonte 2017-2024 (Fonte: Adaptado de NOTA TÉCNICA Nº 0056/2017 – SRD/ANEEL, de 24/05/2017)

Os órgãos responsáveis pela elaboração da estimativa supracitada fez uso de parâmetros conservadores. A contenção das expectativas foi baseada no atual cenário político-econômico do Brasil que passa por um momento de grande conturbação e retrocesso, devido às incontáveis fraudes tributárias somadas à má gestão por parte do poder público.

### 3. METODOLOGIA

Inicialmente realizou-se, por meio de literaturas publicadas, o levantamento de informações técnicas referentes a sistemas de geração fotovoltaica, bem como a busca por fatores imprescindíveis no âmbito de matemática financeira.

Com o objetivo de determinar o custo da geração de energia proveniente da fonte solar, foi feita uma consulta de preço de mercado para avaliar o custo dos equipamentos, da manutenção, do projeto e da instalação do sistema em questão, nas quais devem estar incidindo os tributos previstos em lei.

O modelo matemático a ser utilizado apoia-se em premissas decorrentes de considerações de dados históricos da tarifa energética da concessionária e dos impostos que incidem sobre a mesma (PIS, COFINS e ICMS), com o intuito de ponderar um valor inicial e estimar uma taxa de crescimento.

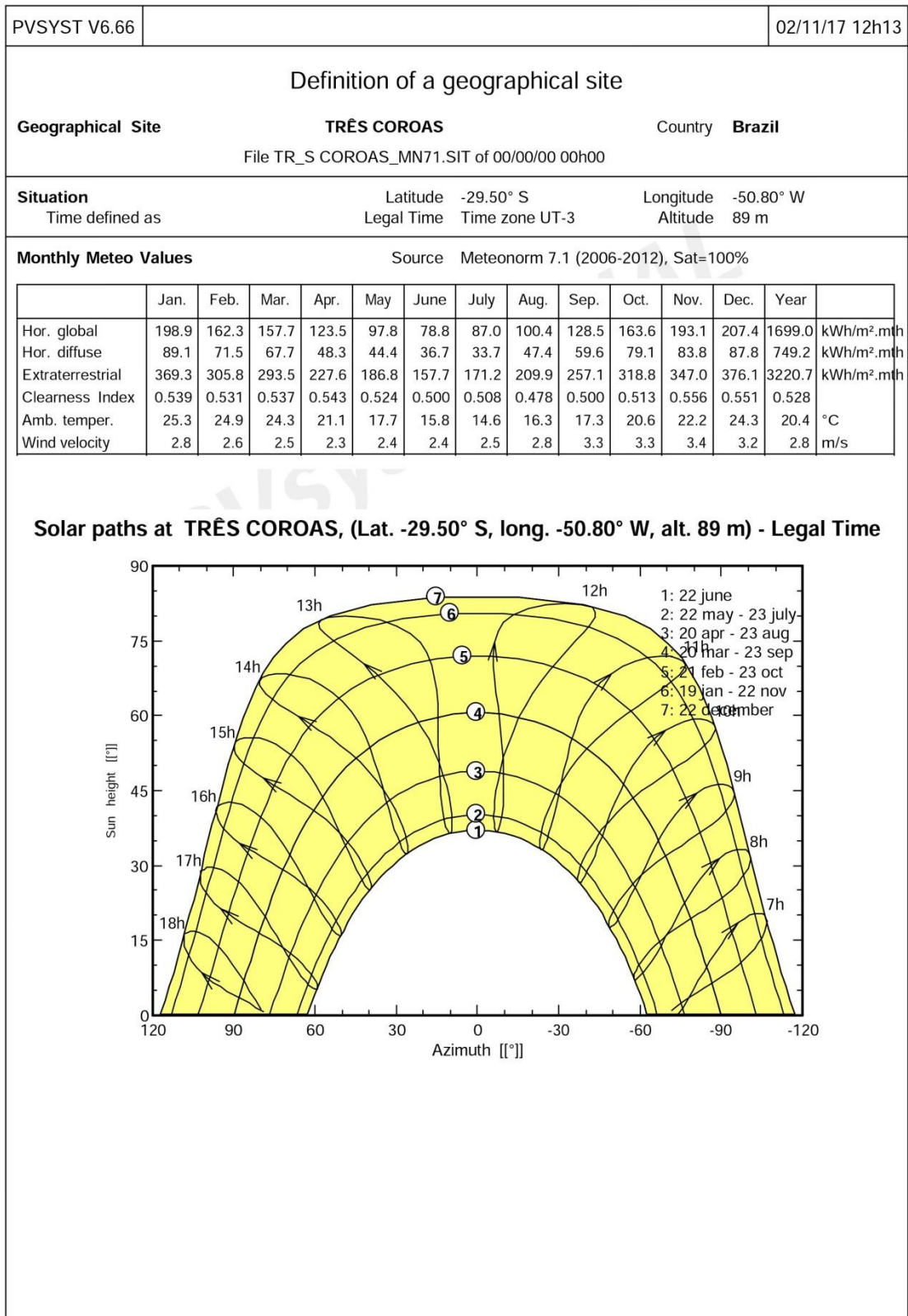
Após definidos os parâmetros iniciais da análise financeira, o estudo de caso buscou-se analisar diferentes cenários econômicos. Foram abordados os tempos de retorno (*payback*), valores presente e taxas internas de retorno para tarifas iniciais e taxas de incremento distintas. Para mais, os indicadores econômicos tiveram seus comportamentos avaliados para diferentes períodos de financiamento, proporções financiadas e taxas de juros.

Ao final do trabalho foram apontadas as melhores alternativas de investimento, assim como possíveis soluções para viabilização dos eventuais cenários que se mostrarem impraticáveis.

#### 3.1 PROJETO TÉCNICO

O sistema fotovoltaico que é objeto de estudo do presente trabalho foi instalado sobre um imóvel ocupado por uma entidade comercial no município de Três Coroas, localizado na porção Nordeste do estado do Rio Grande do Sul. O consumidor em questão utiliza rede trifásica de baixa tensão, em 220V. Devido às restrições no espaço destinado para a implantação dos módulos solares, o dimensionamento foi feito com o objetivo de suprir parte, e não a totalidade da energia demandada pelo do cliente. Sendo assim, o projeto procurou otimizar a produção de energia em uma área útil de 300m<sup>2</sup>.

Utilizou-se dados meteorológicos coletados da fonte Meteonorm 7.1, por meio da página virtual Meteotest (<http://www.meteotest.ch>), sendo que os mesmos foram posteriormente importados para o software PVSYST V6.6.6 com o propósito de realizar simulações de produção de energia otimizando disposições espaciais, inclinações dos painéis e espaçamentos entre fileiras. Informações importantes da base de dados, como a densidade de energia média (irradiação global horizontal) no local de 1699 kWh/m<sup>2</sup>/ano e o pico de irradiância solar incidente que ocorre entre Novembro e Janeiro, podem ser observados na figura 20.



*Figura 20: Dados meteorológicos do município de Três Coroas/RS*

Devido ao fato de a cidade em questão estar situada no hemisfério sul, recomenda-se que os painéis solares fiquem orientados para o Norte geográfico,

pois desta forma há um melhor aproveitamento da radiação solar durante o dia, e, conseqüentemente, um rendimento maior do sistema (VILLALVA GAZOLI, 2012).

A simulação realizada no software PVSYST sugeriu que a inclinação ótima dos módulos instaladas no telhado de maior área fosse de 25 graus em relação ao plano horizontal, contudo, o valor definido em projeto foi de 10 graus, a fim de minimizar os efeitos de sombreamento e permitir a colocação de mais uma fileira de placas em uma das águas do telhado. No telhado com menos espaço disponível a angulação escolhida foi de 30 graus, com o objetivo de gerar mais energia nas épocas de inverno, visto que inclinações maiores maximizam o rendimento do sistema nesta estação.

As placas solares empregadas na execução do projeto são do fabricante Hareon Solar, modelo HR-260P-18/Bb e apresentam potência nominal de 260 Wp. Os 2 modelos de inversores escolhidos são fabricados pela marca Fronius, sendo uma unidade monofásica, modelo Primo 5.0-1 e dois inversores trifásicos, modelo Symo 20.0-3-M.

A opção de *layout* do sistema conta com 3 *arrays* distintos:

- 4 *strings* de 22 módulos em série nas entradas “A” dos inversores Fronius Symo 20.0-30-M, com um total de 22,88 kWp;
- 4 *strings* de 19 módulos nas entradas “B” de ambos inversores Fronius Symo 20.0-30-M, somando 19,76 kWp; e
- 2 *strings* de 10 módulos conectados ao inversor Fronius Primo 5.0.1, que soma 5,20 kWp.

Ao final da simulação, o sistema que utiliza quase 300m<sup>2</sup> de área total, apresentou uma potência nominal de 48 kWp em painéis solares e 45 kWp na saída dos inversores. A produção energética média anual prevista para este *layout*, segundo o PVSYST, é de 69169 kWh/ano. O relatório geral das características técnicas do projeto pode ser obtido no Apêndice H.



Figura 21: SFCR instalado no município de Três Coroas/RS já em operação (Fonte: EPI energia)

### 3.2 INCIDÊNCIA DE TRIBUTÁRIA E TARIFA CONVENCIONAL

Para a projeção da tarifa de energia elétrica ao longo do período analisado, foram manipulados valores de tributos incidentes sobre a tarifa convencional, tomando por base dados históricos retirados do site da concessionária de energia local. Os cálculos foram feitos partindo do custo da energia elétrica ativa para consumidores da classe comercial, que sem a incidência de impostos e de bandeiras tarifárias, no dia 01 de Novembro de 2017 era de R\$ 0,48.

Inicialmente foram observados os valores dos impostos federais PIS e COFINS no período de janeiro de 2015 até novembro de 2017, desta forma, tornou-se possível chegar a valores médios de 0,90% para o PIS e 4,16% para COFINS. Os valores em questão, bem como as médias anuais dos últimos três anos são expostos na tabela 4.

ANO	TRIBUTOS	
	PIS	COFINS
<b>2017</b>	0,7541%	3,4704%
<b>2016</b>	1,1742%	5,4078%
<b>2015</b>	0,7808%	3,5963%
<b>VALOR MÉDIO</b>	<b>0,90%</b>	<b>4,16%</b>

*Tabela 4: Valores médios dos tributos federais PIS e COFINS nos anos de 2015 à 2017*

*(Fonte: Elaborada pelo autor)*

O segundo fator determinante para a obtenção do valor inicial da tarifa foi o acréscimo correspondente ao tributo estadual ICMS, que é de 30% para consumidores comerciais, independente da faixa de consumo em que se enquadra. Ao incrementar a tarifa convencional com os impostos aplicáveis, o valor obtido foi de R\$ 0,65. A tabela 5 quantifica o ICMS para as diferentes categorias e faixas de consumo, no estado do Rio Grande do Sul.

ICMS	Faixa de Consumo (kWh)	% ICMS
Residencial	Até 50	12%
	Após 51	30%
Comercial, Serviços e Outras Atividades	Todas	30%
Industrial	Todas	18%
Rural	Até 100	12%
	Todas	30%

*Tabela 5: Valor incidente sobre a tarifa de energia elétrica no RS, de acordo com a classe consumidora e faixa de consumo (Fonte: RGE)*

No intuito de aproximar o estudo de viabilidade do presente trabalho à realidade atual das condições de geração de energia do país, que no mês de novembro de 2017 acionou a bandeira vermelha – patamar 2 devido a redução no nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas, o valor da tarifa foi aumentado em R\$ 0,05 por kWh consumido, chegando a um custo inicial de 0,70 R\$/kWh

Após definido o valor inicial da tarifa, realizou-se a simulação do comportamento da mesma para os próximos 26 anos, sendo esse o período de análise. Como embasamento para tal projeção, observou-se que o custo de energia elétrica no Brasil evoluiu com uma média 7,9% entre 1995 e 2014, no entanto, a evolução adotada para efetuar os cálculos do que denominou-se “**cenário base/padrão**” foi de 8% a.a, visando simplificar as operações do modelo econômico. A tabela 6, expõe as progressões médias acumuladas da tarifa durante um intervalo de 20 anos.

	1995 - 2004	2005 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014	1995 - 2014
Residencial	19,4%	2,5%	-15,3%	16,9%	10,3%
Comercial	15,4%	2,3%	-13,1%	19,3%	8,7%
Industrial	13,5%	4,8%	-13,3%	24,5%	9,7%
<b>Tarifa Média Brasil (sem impostos)</b>	<b>12,9%</b>	<b>2,7%</b>	<b>-13,2%</b>	<b>19,8%</b>	<b>7,9%</b>
<b>Tarifa Média Brasil (com impostos)</b>	<b>16,0%</b>	<b>3,3%</b>	<b>-13,2%</b>	<b>17,8%</b>	<b>9,6%</b>

Tabela 6: Evolução das tarifas de energia elétrica entre 1995 e 2014 (Fonte: Adaptado de NAKABAYASHI, 2014)

Com a criação do Convênio ICMS 16 em abril de 2015, o governo federal autorizou os estados a conceder isenção tributária nas operações internas relativas à circulação da energia elétrica que integra o sistema de compensação de energia. Dessa forma, assim como o RS, mais 21 estados brasileiros aderiram a essa política de isenção e, portanto, o efeito da alíquota de ICMS que recaía sobre a parcela de energia paga pelo consumidor ao utilizar seus créditos foi desconsiderado. A figura 22 evidencia os estados adeptos ao convênio, bem como os que ainda praticam a cobrança desse imposto.

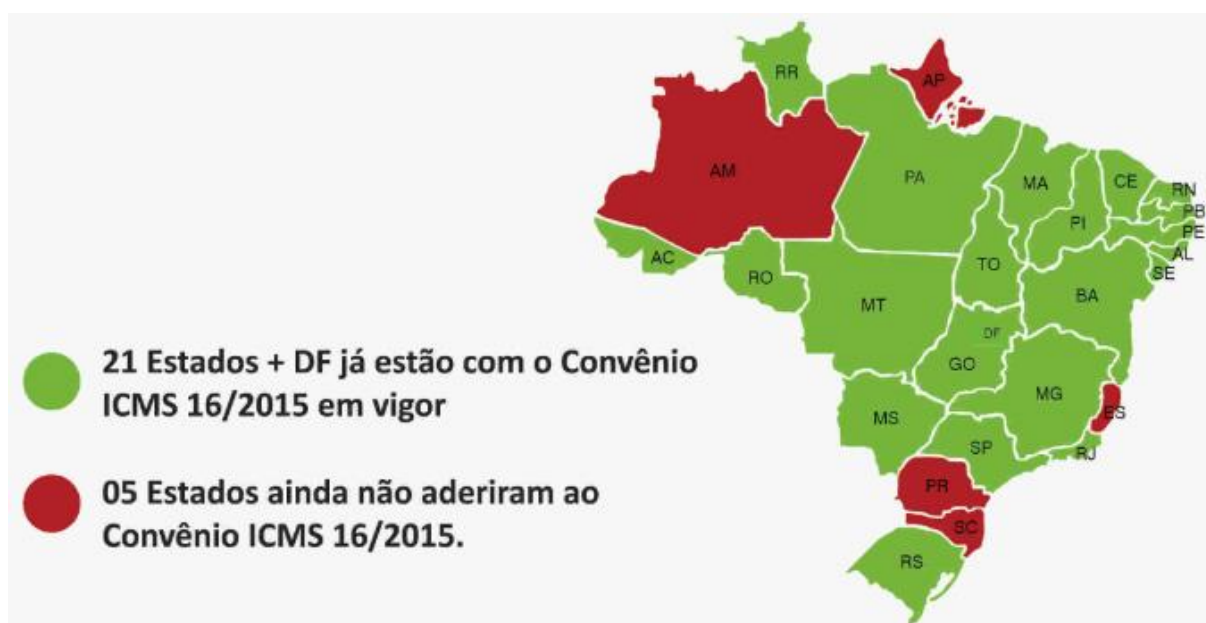


Figura 22: Estados brasileiros que aderiram ao Convênio ICMS 16/2015 até fevereiro de 2017 (Fonte: Blue Sol energia solar)

### 3.3 ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA

O orçamento é a parte crucial do trabalho, tendo em vista que o mesmo é fator determinante no momento de decidir investir ou não na implantação do sistema. Após colher os dados de área disponível, informações solarimétricos e



obter um relatório detalhado das características técnicas do sistema, realizou-se a correção do valor pago pelo cliente em 2015 no momento da aquisição do sistema, bem como a estimativa de gastos com operação e manutenção (O&M) ao longo da vida útil do SFCR.

Conforme dissertam Pinho e Galdino (2014), os gastos com módulos e inversores representam, em média, metade do valor do empreendimento, enquanto demais elementos como projeto, instalação, equipamentos de fixação, cabos e manutenção, entre outros pequenos itens, correspondem à outra metade do montante. As despesas incluídas no valor total aportado para obtenção do sistema fotovoltaico em questão são: custo do projeto técnico, dos materiais e da mão de obra para instalação. O investimento inicial que no ano de 2015 foi de R\$ 273.000,00, teve seu valor corrigido de acordo com o IPCA acumulado ao final de 2016 e 2017, sendo reduzido a R\$ 252.454,00, de modo a acompanhar a queda inflacionária do período (seção 2.4).

### **3.3.1 Receitas**

As receitas financeiras, denominadas como “economia na conta de luz”, foram obtidas através da multiplicação da energia gerada em cada período, pelo valor da tarifa de energia correspondente, respeitando os valores discutidos nas seções 3.1 e 3.2, respectivamente.

- Considerou-se para todos os cenários avaliados uma redução de 0,2% sobre a produção de energia anual do sistema, de acordo com a tese de (KALOGIROU, 2013) quanto ao rendimento do sistema.
- A tarifa de energia elétrica que no primeiro ano de análise é de R\$ 0,70, teve seu valor reajustado em 8% ao ano, sendo esse os valores utilizados no cenário base.

### **3.3.2 Despesas**

De maneira geral, foram duas as despesas consideradas na simulação econômica do cenário de referência, a primeira diz respeito a gastos com O&M, enquanto a outra refere-se ao valor aportado para compra do SFCR.

- O custo anual de O&M de R\$ 3.472,25, foi determinado da seguinte forma: R\$ 1.200,00 correspondem à limpeza mensal do sistema (R\$ 100,00 por mês) e o restante do valor é relativo à troca dos inversores, pois estima-se que os equipamentos empregados no sistema possuem

uma vida útil entre 10 e 15 anos. O valor de mercado dos inversores utilizados pode ser observado no Apêndice A, todavia, os mesmo tiveram seu valor ajustado conforme a média histórica acumulada do IPCA ao final do ano de 2017, mensurado na seção 2.4 deste trabalho. O custo já corrigido foi diluído ao longo do período de análise, com o objetivo de uniformizar os dispêndios de operação e manutenção do SFCR.

- Admitiu-se para o cenário de referência que o aporte financeiro do cliente de R\$ 75.736,20 (30% do total) foi inteirado por uma entidade credora através do modelo de financiamento descrito a seguir, no valor de R\$ 176.717,80, representando uma alavancagem de 70%, conforme exposto na seção 3.3.2.1.

### 3.3.2.1 Financiamento

Realizou-se a comparação de dois modelos de financiamento existentes, sistema de amortização constante (SAC) e pagamento com prestações iguais (TABELA PRICE), optando-se pelo mais vantajoso em termos de racionamento de custos. As condições do financiamento foram baseadas em uma linha de crédito especial para geração de energia solar oferecida por uma cooperativa de crédito situada no estado do RS.

Apesar de o modelo SAC apresentar parcelas mais altas nos dois primeiros anos, o fato de reduzir a prestação ano após ano resulta em uma diminuição nos juros de quase R\$ 22.000,00 em relação à TABELA PRICE e, por isso, foi o escolhido para simular o modelo matemático deste trabalho. Os detalhes e resultados dos dois tipos de financiamento estão destacados nas tabelas 7, 8 e 9.

<b>CONDIÇÕES DE FINANCIAMENTO</b>	
<b>VALOR DO INVESTIMENTO: R\$ 252.454,00</b>	
TAXA DE JUROS:	2% a.a 26,8% a.m
PERÍODO:	5 ANOS
APORTE INICIAL:	30,00% - <b>R\$ 75.736,20</b>
VALOR A FINANCIAR:	70,00% - <b>R\$ 176.717,80</b>

*Tabela 7: Condições de financiamento oferecidas por uma linha de crédito especial para energia solar (Fonte: Elaborada pelo autor)*

<b>SISTEMA DE AMORTIZAÇÃO CONSTANTE (SAC)</b>					
ANO	SALDO DEVEDOR INICIAL	JUROS	PRESTAÇÃO	AMORTIZAÇÃO	SALDO DEVEDOR FINAL
0	-	-	-	-	R\$ 176.717,80
1	R\$ 176.717,80	R\$ 47.403,10	R\$ 82.746,66	R\$ 35.343,56	R\$ 141.374,24
2	R\$ 141.374,24	R\$ 37.922,48	R\$ 73.266,04	R\$ 35.343,56	R\$ 106.030,68
3	R\$ 106.030,68	R\$ 28.441,86	R\$ 63.785,42	R\$ 35.343,56	R\$ 70.687,12
4	R\$ 70.687,12	R\$ 18.961,24	R\$ 54.304,80	R\$ 35.343,56	R\$ 35.343,56
5	R\$ 35.343,56	R\$ 9.480,62	R\$ 44.824,18	R\$ 35.343,56	R\$ 0,00
TOTAL		R\$ 142.209,30	R\$ 318.927,10	R\$ 176.717,80	

Tabela 8: Simulação de financiamento através do modelo SAC (Fonte: Elaborada pelo autor)

<b>SISTEMA DE PARCELAS IGUAIS (TABELA PRICE)</b>					
ANO	SALDO DEVEDOR INICIAL	JUROS	PRESTAÇÃO	AMORTIZAÇÃO	SALDO DEVEDOR FINAL
0	-	-	-	-	R\$ 176.717,80
1	R\$ 176.717,80	R\$ 47.403,10	R\$ 68.184,54	R\$ 20.781,44	R\$ 155.936,36
2	R\$ 155.936,36	R\$ 41.828,65	R\$ 68.184,54	R\$ 26.355,89	R\$ 129.580,47
3	R\$ 129.580,47	R\$ 34.758,90	R\$ 68.184,54	R\$ 33.425,64	R\$ 96.154,83
4	R\$ 96.154,83	R\$ 25.792,75	R\$ 68.184,54	R\$ 42.391,79	R\$ 53.763,04
5	R\$ 53.763,04	R\$ 14.421,49	R\$ 68.184,54	R\$ 53.763,04	R\$ 0,00
TOTAL		R\$ 164.204,89	R\$ 340.922,69	R\$ 176.717,80	

Tabela 9: Simulação de financiamento através do modelo de prestações iguais (TABELA PRICE) (Fonte: Elaborada pelo autor)

### 3.3.3 Fluxo de Caixa

A avaliação dos indicadores econômicos do investimento, realizada para um período de 26 anos, baseou-se em séries de fluxos de caixa de acordo com cada cenário avaliado. Considerou-se para todos os cenários com alavancagem, que no primeiro período de análise (ano zero), o cliente desembolsou apenas o valor referente ao aporte inicial (seção 3.3.2.1), de modo que os benefícios do investimento, prestações do financiamento e demais despesas, começarão a ocorrer a partir do segundo período de análise (ano 1).

O horizonte de análise definido é justificado pela garantia oferecida por grande parte dos fabricantes de painéis solares, que varia entre 20 e 25 anos. A escolha por trabalhar com receitas e despesas anuais apoia-se na premissa de que, mesmo realizando um bom dimensionamento o sistema tende a produzir mais

energia nos meses de verão, causando uma variabilidade nas receitas mensais. Sendo assim avaliou-se que o mais oportuno seria trabalhar com montantes acumulados para 12 meses.

A movimentação líquida, ou seja, o resultado do fluxo de caixa a cada ano, foi obtido por meio da diferença entre as receitas e despesas relativas ao período analisado. De modo geral, a configuração dos fluxos de caixa para um SFCR pode ser entendida de acordo com a tabela a 10.

PERÍODO (ANO)	0	1	2	...	25
FLUXO DE CAIXA	- INVESTIMENTO INICIAL	+ RECEITA - DESPESAS	+ RECEITA - DESPESAS	+ RECEITA - DESPESAS	+ RECEITA - DESPESAS
	=Movimentação Líquida	=Movimentação Líquida	=Movimentação Líquida	=Movimentação Líquida	=Movimentação Líquida

Tabela 10: Fluxo de caixa genérico para um projeto de SFCR (Fonte: Elaborada pelo autor)

### 3.3.4 Cenários e sensibilidade

Embora a TIR e o VPL sejam as ferramentas mais utilizadas para determinar a atratividade de um investimento, ambos, assim como o *payback* descontado, apresentam limitações próprias. O VPL não dá a noção do quanto cada unidade monetária investida dará de retorno, isto é, duas aplicações de montantes diferentes podem apresentar o mesmo VPL para o mesmo período de análise. Apesar de interferir de maneira simples e compreensível na atratividade do projeto, o tempo de retorno limita-se no âmbito de rentabilidade do investimento, já a TIR, pode tornar complexa a avaliação de uma situação que apresente mais de uma inversão no sinal do fluxo de caixa (NAKABAYASHI, 2015).

Assim sendo, não existe pior ou melhor figura de mérito, dependendo da configuração do fluxo de caixa, emprega-se a ferramenta mais adequada. Uma vez que existe incertezas nas projeções dos diversos parâmetros, o autor entendeu que uma análise de sensibilidade seria interessante no sentido minimizá-las, verificando através da alteração de algumas variáveis de entrada, seus impactos na atratividade e viabilidade econômica do projeto.

A taxa de desconto calculada pelo método WACC (seção 2.2.3) e utilizada em todos os cenários analisados teve seu valor fixado em 21,03%, tendo como TMA a meta da taxa básica de juros (SELIC) para o ano de 2017. Os investimentos de renda fixa e baixo risco, como os títulos do Tesouro Selic, que possuem rendimento indexado ao valor da taxa básica, justificam essa escolha.

Para este estudo foram considerados 12 cenários, sendo que um deles é considerado cenário base. Suas condições detalhadas podem ser observadas junto ao modelo econômico apresentado no Apêndice A, à medida que os parâmetros variáveis para criação dos outros cenários estão dispostos na tabela 11.

VARIÁVEL	CONDIÇÃO
TARIFA INICIAL DE ENERGIA ELÉTRICA -	R\$ 0,70
INCREMENTO DA TARIFA -	8,00%
TEMPO DE FINANCIAMENTO -	5 ANOS
TAXA DE JUROS DO FINANCIAMENTO -	2% a.a
PROPORÇÃO FINANCIADA -	70%

*Tabela 11: Condições variáveis do cenário padrão (Fonte: elaborada pelo autor)*

No âmbito de investimentos no Tesouro Direto, foi realizada a simulação para operações com renda variável e remuneração em parcela única na data de vencimento das mesmas. Os dois títulos designados para a simulação foram o Tesouro Selic, que possui rentabilidade atrelada à taxa básica de juros, e o Tesouro IPCA+, que além de estar protegido pela inflação, visto que parte do rendimento diz respeito ao IPCA acumulado em cada período, tem sua aplicação acrescida de uma taxa contratada no ato da aquisição do título. A tabela 12 trás os detalhes das operações simuladas.

TÍTULO	TESOURO SELIC	TESOURO IPCA+
RENDIMENTO BRUTO	7%	6,18% + 5,42%
TAXA ADMINISTRATIVA (INSTITUIÇÃO FINANCEIRA)	0,5% a.a	
ALÍQUOTA DE I.R	15%	
CUSTÓDIA (BM&FBOVESPA)	0,3% a.a	

*Tabela 12: Detalhes da simulação do investimento no Tesouro Selic e no Tesouro IPCA+ (Fonte: Elaborada pelo autor)*

## 4. RESULTADOS E COMPARAÇÕES ENTRE CENÁRIOS

### 4.1 CENÁRIO PADRÃO

Criou-se uma rotina de cálculos para avaliar os aspectos e indicadores financeiros do projeto para cada cenário considerado, de modo que as equações envolvidas na rotina foram abordadas no capítulo de metodologia (3.1).

Ainda que a região de implantação desse sistema fotovoltaico não alcance altos níveis de irradiância, a área proporciona índices melhores que os de muitos locais da Europa. Em face, o *payback* descontado para o sistema foi avaliado em 14 anos, valor que pode ser considerado alto levando-se em conta que sistemas atuais costumam ter tempo de retorno entre 5 e 10 anos.

Os indicadores econômicos TIR e VPL, apresentaram valores satisfatórios no sentido de investir ou não no projeto. Ao final do período de análise, a taxa interna de retorno do investimento atingiu a marca de 25,14%, ficando acima da TMA (21,03%) e reproduzindo, atrelado ao fluxo de caixa, um valor presente líquido positivo de R\$ 45.968,59.

Desta forma, o autor sugere o investimento no projeto analisado, baseando-se em três pontos fundamentais:

- O investimento irá se pagar ao longo da vida útil estimada para o sistema, pois o tempo de retorno do sistema foi de 14 anos, sendo o período de análise de 26 anos;
- A obtenção de uma TIR de 25,14%, valor maior que a taxa mínima de atratividade do empreendimento, indica benefícios na aplicação;
- Por fim, com o VPL acumulado apresentado sinal positivo ao final dos períodos avaliados, presume um rendimento acima da TMA definida para o projeto.

O Apêndice A exibe essas figuras de mérito para cada período do horizonte considerado, além do modelo matemático que forneceu os resultados para cada cenário avaliado. Os valores em vermelho indicam uma TIR abaixo da TMA do empreendimento e um VPL negativo, que representa um prejuízo nos instantes observados.

## 4.2 CENÁRIOS COM VARIAÇÃO NA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA INICIAL

Os parâmetros financeiros obtidos com as mudanças no custo inicial de energia (período zero), baseadas no sistema de bandeiras tarifárias descrito ao longo do texto, foram importantes no ponto de vista de que, mesmo para o caso de bandeira tarifária verde, o pior dentre eles, o investimento valeria a pena.

Apesar de a condição mais desfavorável ser menos atrativa com um *payback* de 17 anos, o valor assumido pela TIR no 26º ano foi de 23,30%, ficando mais de dois pontos percentuais acima do rendimento mínimo considerado para o projeto. A comparação e o resultado dos índices econômicos, conforme a incidência de cada bandeira tarifária é encontrada junto ao Apêndice B.

## 4.3 CENÁRIOS COM VARIAÇÃO NO AUMENTO DA TARIFA DE ENERGIA

Existe uma forte tendência de que a tarifa varie de forma crescente nos próximos anos, isso por que o consumo de energia elétrica vem aumentando a cada dia. Porém, devido à existência de outros fatores que afetam esse número e tornam incerta tal magnitude, realizou-se a simulação para um valor de dois pontos percentuais acima, e abaixo, da média histórica adotada no cenário base.

A mudança desses valores surtiram os efeitos mais impactantes sobre os indicadores de viabilidade econômica do sistema. Os valores extremos de TIR e VPL observados no decorrer das simulações tiveram origem nessas alterações. A taxa de retorno para um incremento de 10% a.a na tarifa atingiu a marca de 27,82%, superando em 6,8% a atratividade mínima, ao passo que o expressivo valor presente líquido acumulado ao final do horizonte de análise foi de R\$ 85.112,67.

Enfim, mesmo com a tarifa crescendo a uma taxa considerada pessimista (6% a.a), o sistema se paga em 18 anos e, ao final do período verificado, os indicadores se mostram favoráveis à aquisição do SFCR. O Apêndice C apresenta os importantes resultados e as comparações das hipóteses testadas neste cenário.

#### 4.4 CENÁRIOS COM VARIAÇÃO NO TEMPO DO FINANCIAMENTO

Para o método de financiamento escolhido, a variação do prazo para quitá-lo, de 5, para 10 e 15 anos, não causou grandes interferências no modelo econômico do trabalho. A atratividade do sistema ao considerar o *payback* descontado não foi significativamente afetada, aumentando para 16 anos quando o financiamento é pago em 15, estando 2 anos à frente do *payback* do cenário base.

A variação de 0,39% na TIR para um financiamento de 5 anos em relação a um de 15 anos, também não tornou o projeto inviável financeiramente. Resultando para a situação menos favorável uma taxa de retorno igual a 24,75%, ultrapassando a TMA em mais de três pontos percentuais. A baixa influência do tempo de financiamento na tomada de decisão encontra-se detalhada do Apêndice D deste trabalho.

#### 4.5 CENÁRIOS COM DIFERENTES ALAVANCAGENS

A escolha, ou necessidade, de recorrer à uma linha de crédito para a realização de determinado investimento, muitas vezes acaba tornando-o inviável. Embora esse não seja o caso do projeto em questão, pois mesmo com 100% do valor sendo aportado pela entidade credora, a rentabilidade do SFCR equipara-se ao investimento ao longo do 15º ano de operação.

No entanto, para a opção de pagamento em parcela única, sem nenhum tipo de alavancagem, o VPL assume valores positivos aproximando o tempo de retorno ao esperado em projetos contemporâneos, à medida que seu acumulado no último período verificado alcança a cifra de R\$ 62.681,52.

A decisão em investir, independente das condições de alavancagem, tal qual a comparação entre os resultados relativos a cada proporção financiada pode ser observada no Apêndice E.

#### 4.6 CENÁRIOS COM VARIAÇÃO NA TAXA DE JUROS DO FINANCIAMENTO

Dentre as variáveis testadas relacionadas às condições do financiamento, o modelo matemático apontou a taxa de juros atribuída ao saldo devedor do cliente, como a mais impactante na viabilidade financeira. Saliencia-se que a linha de crédito utilizada no cenário padrão é exclusiva para empreendimentos que tenham como objetivo a geração de energia solar.

Quando reduzida em 0,5% a.m em relação à taxa de juros do cenário de referência (2% a.m), o valor da TIR chegou ao patamar de 27,65%, enquanto o VPL cresceu mais de 45% no final acumulado em face ao mesmo cenário. Com a condição pessimista, taxa de 2,5% a.m, os indicadores obviamente tiveram uma redução de magnitude, entretanto, ao indicar um valor presente positivo e uma TIR de 22,97% (acima da TMA), a tomada de decisão sugerida é de adquirir o SFCR.

O período de retorno estimado para a aplicação mais otimista, taxa de juros igual a 1,5% a.m, foi o menor dentre todas as simulações realizadas, 11 anos, ficando 7 anos distante do *payback* calculado para o contexto mais pessimista. Todas as figuras de mérito levadas em conta na tomada de decisão, tal qual a discrepância entre elas são expostas no Apêndice F.

#### 4.7 COMPARAÇÃO COM OUTROS FUNDOS DE INVESTIMENTO

Levando em consideração de que sempre há a possibilidade de investir capital em outros fundos, mostrou-se válida a comparação entre a compra do SFCR e alguns investimentos de baixo risco, como a compra de títulos do Tesouro Nacional. As simulações realizadas confrontam os indicadores econômicos para a compra do sistema solar com investimento inicial de 30%, 50% e 100% do valor total, com os mesmos montantes sendo usados para a aquisição de dois diferentes títulos públicos, o Tesouro Selic e o Tesouro IPCA +.



O título com a rentabilidade indexada a taxa de juros básica (Selic), após todos os descontos aplicáveis referentes à imposto de renda, taxas administrativas e custódia, teve sua rentabilidade líquida anual reduzida de 7% para 5,93%, ao passo que o mesmo parâmetro para a aplicação no Tesouro IPCA+ diminuiu de 11,6% a.a para 10,93% a.a.

Ainda que protegidos pela inflação, nenhum dos investimentos apresentou rentabilidade superior a TMA do SFCR, o que revela uma desvantagem nas operações frente ao investimento no projeto. Além disso, o VPL para todos os investimentos em títulos públicos resultaram em um valor negativo, o que indica uma inviabilidade econômica das aplicações. O apêndice G exibe tanto os resultados obtidos através do modelo matemático, quanto as simulações detalhadas de compra de títulos realizada no site do Ministério da Fazenda.

## 5. CONCLUSÃO

Conforme salientado ao longo do trabalho, repensar a situação energética do Brasil é fundamental para uma evolução sustentável da sociedade. A energia solar mostra-se interessante tanto para investimentos particulares, quanto para a consolidação de marcas (consultorias ou empresas de projeto) que venham a utilizar a sustentabilidade como artefato de *marketing*.

Após análises detalhadas dos conceitos teóricos que envolvem sistemas fotovoltaicos e avaliações minuciosas dos resultados obtidos, o autor entende que esse tipo de geração distribuída contribuí de maneira favorável para a sociedade, seja em aspectos sócio-econômicos como facilitar a acessibilidade à energia elétrica, ou em questões ambientais como a redução na poluição causada por determinados métodos de produção de eletricidade.

Ao comparar os cenários analisados, notou-se algumas incertezas atreladas às limitações do modelo de cálculo e das simulações realizadas. Cita-se como exemplo, a visão quanto à atratividade de cada cenário, que depende intrinsecamente do perfil do cliente. Eventuais variabilidades nos dados climáticos e solarimétricos, bem como a instabilidade do mercado financeiro, também podem reduzir a confiabilidade dos parâmetros econômicos envolvidos no estudo.

Todavia, ao disponibilizar linhas de financiamento exclusivas para SFCR, com taxas de juros reduzidas, permite-se o acesso ao sistema à consumidores com menor aporte financeiro. Outro ponto que pode ser apontado como vantagem, é o olhar pioneiro de certos investidores, que veem a energia solar como um modo rentável e inovador, de contribuir com o desenvolvimento sustentável.

Sobretudo, salienta-se que um sistema adequadamente dimensionado, mesmo situado em locais pouco favoráveis, possui grandes chances de apresentar resultados satisfatórios. Caso contrário, o crescimento expressivo de implantação de sistemas solares, os resultados teóricos deste e de outros projetos, tal como diversos resultados práticos não seriam justificados.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas. **NBR 10899:2013 – Energia solar fotovoltaica – Terminologia.**

ANDRADE, R. N. **Entraves e alternativas para a viabilização econômica de projetos de micro e minigeração fotovoltaica.** Trabalho Final de Graduação em Engenharia Ambiental. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2015.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Composição da tarifa de energia.** Disponível em: <<https://goo.gl/9HEuXE>>

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica Nº 0056/2017-SRD/ANEEL.** Disponível em: <<https://goo.gl/JQN2zm>>

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 482/2012.** Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 687/2015.** Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>

ASSAF NETO, A. **Matemática financeira e suas aplicações.** 12. Ed. São Paulo: Editora Atlas, 2012.

BCB – Banco Central do Brasil. **Resolução Nº 4.499, de 30 de Junho de 2016.** Disponível em: <[http://www.bcb.gov.br/pre/normativos/busca/downloadNormativo.asp?arquivo=/Lists/Normativos/Attachments/50222/Res\\_4499\\_v1\\_O.pdf](http://www.bcb.gov.br/pre/normativos/busca/downloadNormativo.asp?arquivo=/Lists/Normativos/Attachments/50222/Res_4499_v1_O.pdf)>

BCB – Banco Central do Brasil. **Resolução Nº 4.582, de 29 de Junho de 2017.** Disponível em: <[http://www.bcb.gov.br/pre/normativos/busca/downloadNormativo.asp?arquivo=/Lists/Normativos/Attachments/50402/Res\\_4582\\_v1\\_O.pdf](http://www.bcb.gov.br/pre/normativos/busca/downloadNormativo.asp?arquivo=/Lists/Normativos/Attachments/50402/Res_4582_v1_O.pdf)>

BENEDITO, R. S. **Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório.** Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Energia. Universidade de São Paulo. São Paulo, 2009. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-12082010-142848/pt-br.php>>

BRASIL. Presidência da República. Decreto Nº 5.163 de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial da União.** Brasília, 2004. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM)>

CASAROTTO FILHO, N; KOPITTKKE, B. H. **Análise de investimentos: matemática financeira, engenharia econômica, tomada de decisões e estratégia empresarial**. 10. ed. São Paulo: Atlas, 2008.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Nota técnica DEA 19/14 – Inserção da geração fotovoltaica distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos**. Rio de Janeiro, 2014.

HIRSCHFELD, H. **Engenharia econômica e análise de custos**. 7. ed. São Paulo: Atlas, 2014.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **IEA releases the 2016 – International trends in photovoltaics report**. Novembro de 2016. Disponível em: <[http://apvi.org.au/wp-content/uploads/2016/11/APVI-Press-201611\\_International-PV-Trends-Report.pdf](http://apvi.org.au/wp-content/uploads/2016/11/APVI-Press-201611_International-PV-Trends-Report.pdf)>

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Trends 2016 in photovoltaic applications: survey report of selected IEA countries between 1992 and 2015**. Photovoltaic Power Systems Programme (PVPS). Report IEA PVPS T1-30, 2016. Disponível em: <[http://iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/national/Trends\\_2016\\_-\\_mr.pdf](http://iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/national/Trends_2016_-_mr.pdf)>

MANKIW, N. G. **Introdução à economia**, 8. ed. Cengage Learning. São Paulo, 2014.

MME – Ministério de Minas e Energia. **ProGD: Programa de desenvolvimento da geração distribuída de energia elétrica**. Brasília, 2015. Disponível em: <<https://goo.gl/65C7jN>>

NAKABAYASHI, R. K. **Microgeração fotovoltaica no Brasil: Condições atuais e perspectivas futuras**. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Energia. Universidade de São Paulo. São Paulo, 2014. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/106/106131/tde-26012015-141237/en.php>>

NAKABAYASHI, R.K. **Microgeração fotovoltaica no Brasil: Viabilidade econômica**. Nota Técnica. Universidade de São Paulo, São Paulo. 2015. Disponível em: <<http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/mifoto.pdf>>

PERAZA, D. G. **Estudo de viabilidade da instalação de usinas solares fotovoltaicas no estado do Rio Grande do Sul**. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2013. Disponível em: <<http://www.lume.ufrgs.br/handle/10183/96645>>

PEREIRA, E. B. et al. - **Atlas brasileiro de energia solar**. 1. ed. São José dos Campos, 2006. Disponível em: <[http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil\\_solar\\_atlas\\_R1.pdf](http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil_solar_atlas_R1.pdf)>

PINHO, J. T; GALDINO, M. A (Org). **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. 2. ed. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de

Salvo Brito. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual de Engenharia FV 2014.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf)>

PORTAL BRASIL. **Índice Nacional de Preços ao Consumidos Amplo – IPCA (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística) – IBGE**. Disponível em: <<http://www.portalbrasil.net/ipca.htm>>. Acesso em 15 Out 2017.

RGE – Rio Grande Energia S.A. **Taxas e Tarifas**. Disponível em: <[http://servicos.rgesul.com.br/grandesclientes/site/content/informacoes/tarifas\\_e\\_taxas.aspx](http://servicos.rgesul.com.br/grandesclientes/site/content/informacoes/tarifas_e_taxas.aspx)>. Acesso em 10 Nov 2017.

TESOURO NACIONAL – TESOURO DIRETO. **Rentabilidade dos Títulos Públicos**. Disponível em: <<http://www.tesouro.gov.br/tesouro-direto-precos-e-taxas-dos-titulos>>. Acesso em 04 de Dez 2017.

TESOURO NACIONAL – TESOURO DIRETO. **Introdução ao Tesouro Direto**. Disponível em: <<https://goo.gl/oqy8Lw>>

VILLALVA, M. G; GAZOLI, J. R. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 1. ed. Editora Érica. São Paulo 2012.

**APÊNDICE A – MODELO MATEMÁTICO E INDICADORES  
ECONÔMICOS DO “CENÁRIO BASE”**

SIMULAÇÃO ECONÔMICA PARA O CENÁRIO BASE

PERÍODO	ENERGIA GERADA	REAJUSTE DA TARIFA	VALOR DA TARIFA DE E.E	ECONOMIA NA CONTA DE LUZ	O&M	PRESTAÇÃO	FLUXO DE CAIXA	TIR	VPL	PAYBACK DESCONTADO
[ANOS]	[kWh/ano]		[R\$/kWh]	[R\$/kWh]	[R\$]	[R\$]	[R\$]	[%]	[R\$]	
0	-	-	R\$ 0,70	-	-	-	-R\$ 75.736,20	#ERR523!	-R\$ 75.736,20	Prejuízo
1	69.169,00	1,000	R\$ 0,70	R\$ 48.312,60	-R\$ 3.472,25	R\$ 82.746,66	-R\$ 37.906,30	#ERR523!	-R\$ 88.457,09	Prejuízo
2	69.030,66	1,080	R\$ 0,75	R\$ 52.073,26	-R\$ 3.472,25	R\$ 73.266,04	-R\$ 24.665,03	#ERR523!	-R\$ 102.370,61	Prejuízo
3	68.892,60	1,166	R\$ 0,81	R\$ 56.126,64	-R\$ 3.472,25	R\$ 63.785,42	-R\$ 11.131,03	#ERR523!	-R\$ 107.558,72	Prejuízo
4	68.754,82	1,260	R\$ 0,88	R\$ 60.495,54	-R\$ 3.472,25	R\$ 54.304,80	R\$ 2.718,49	#ERR523!	-R\$ 106.511,78	Prejuízo
5	68.617,31	1,360	R\$ 0,95	R\$ 65.204,51	-R\$ 3.472,25	R\$ 44.824,18	R\$ 16.908,08	#ERR523!	-R\$ 101.131,50	Prejuízo
6	68.480,07	1,469	R\$ 1,03	R\$ 70.280,03	-R\$ 3.472,25	R\$ 0,00	R\$ 66.807,78	-10,58%	-R\$ 83.566,17	Prejuízo
7	68.343,11	1,587	R\$ 1,11	R\$ 75.750,63	-R\$ 3.472,25	R\$ 0,00	R\$ 72.278,38	1,10%	-R\$ 67.864,14	Prejuízo
8	68.206,42	1,714	R\$ 1,20	R\$ 81.647,06	-R\$ 3.472,25	R\$ 0,00	R\$ 78.174,81	7,90%	-R\$ 53.831,71	Prejuízo
9	68.070,01	1,851	R\$ 1,29	R\$ 88.002,46	-R\$ 3.472,25	R\$ 0,00	R\$ 84.530,21	12,34%	-R\$ 41.294,63	Prejuízo
10	67.933,87	1,999	R\$ 1,40	R\$ 94.852,57	-R\$ 3.472,25	R\$ 0,00	R\$ 91.380,33	15,43%	-R\$ 30.096,23	Prejuízo
11	67.798,00	2,159	R\$ 1,51	R\$ 102.235,90	-R\$ 3.472,25	R\$ 0,00	R\$ 98.763,65	17,66%	-R\$ 20.095,81	Prejuízo
12	67.662,41	2,332	R\$ 1,63	R\$ 110.193,94	-R\$ 3.472,25	R\$ 0,00	R\$ 106.721,69	19,31%	-R\$ 11.167,02	Prejuízo
13	67.527,08	2,518	R\$ 1,76	R\$ 118.771,44	-R\$ 3.472,25	R\$ 0,00	R\$ 115.299,19	20,57%	-R\$ 3.196,54	Prejuízo
14	67.392,03	2,720	R\$ 1,90	R\$ 128.016,61	-R\$ 3.472,25	R\$ 0,00	R\$ 124.544,36	21,55%	R\$ 3.917,25	14º ANO
15	67.257,25	2,937	R\$ 2,05	R\$ 137.981,42	-R\$ 3.472,25	R\$ 0,00	R\$ 134.509,17	22,31%	R\$ 10.265,40	Lucrativo
16	67.122,73	3,172	R\$ 2,22	R\$ 148.721,89	-R\$ 3.472,25	R\$ 0,00	R\$ 145.249,64	22,92%	R\$ 15.929,47	Lucrativo
17	66.988,49	3,426	R\$ 2,39	R\$ 160.298,40	-R\$ 3.472,25	R\$ 0,00	R\$ 156.826,16	23,40%	R\$ 20.982,48	Lucrativo
18	66.854,51	3,700	R\$ 2,58	R\$ 172.776,03	-R\$ 3.472,25	R\$ 0,00	R\$ 169.303,78	23,79%	R\$ 25.489,79	Lucrativo
19	66.720,80	3,996	R\$ 2,79	R\$ 186.224,92	-R\$ 3.472,25	R\$ 0,00	R\$ 182.752,67	24,11%	R\$ 29.509,85	Lucrativo
20	66.587,36	4,316	R\$ 3,01	R\$ 200.720,66	-R\$ 3.472,25	R\$ 0,00	R\$ 197.248,42	24,37%	R\$ 33.094,95	Lucrativo
21	66.454,18	4,661	R\$ 3,26	R\$ 216.344,76	-R\$ 3.472,25	R\$ 0,00	R\$ 212.872,51	24,59%	R\$ 36.291,82	Lucrativo
22	66.321,27	5,034	R\$ 3,52	R\$ 233.185,04	-R\$ 3.472,25	R\$ 0,00	R\$ 229.712,79	24,77%	R\$ 39.142,25	Lucrativo
23	66.188,63	5,437	R\$ 3,80	R\$ 251.336,16	-R\$ 3.472,25	R\$ 0,00	R\$ 247.863,91	24,91%	R\$ 41.683,55	Lucrativo
24	66.056,25	5,871	R\$ 4,10	R\$ 270.900,17	-R\$ 3.472,25	R\$ 0,00	R\$ 267.427,92	25,04%	R\$ 43.949,07	Lucrativo
25	65.924,14	6,341	R\$ 4,43	R\$ 291.987,04	-R\$ 3.472,25	R\$ 0,00	R\$ 288.514,79	25,14%	R\$ 45.968,59	Lucrativo

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	
POTÊNCIA NOMINAL INSTALADA	47,84 kWp
Nº DE PAINÉIS	184
POTÊNCIA DO PAINEL	260 W
IRRADIAÇÃO GLOBAL MÉDIA ANUAL	1699,1 kWh/m²/ano
RENDIMENTO	1446 kWh/kWp/ano
PERDA ANUAL DE EFICIÊNCIA	0,20% Ao Ano
PRODUÇÃO DE ENERGIA NO ANO 1	69169 kWh/ano
VALOR DA ENERGIA PRODUZIDA	R\$ 48.312,60

CAPEX	
TOTAL INVESTIDO	R\$ 252.454,00
INVESTIMENTO/kWp	R\$ 5.277,05

OPEX			
O&M (anual) -	R\$ 3.472,25		
	QUANTIDADE	CUSTO UNITÁRIO	CUSTO TOTAL
TROCA DE INVERSOR Primo 5.0-1	1	R\$ 9.400,90	R\$ 9.982,10
TROCA DE INVERSOR Symo 20.0-3-M	2	R\$ 22.048,90	R\$ 46.824,09

CONSIDERAÇÕES SOBRE A TARIFA DE ENERGIA	
VALOR DA TARIFA DE ENERGIA	R\$ 0,70
ICMS	30,00%
PIS	0,90%
COFINS	4,16%
REAJUSTE ANUAL DA TARIFA	8,00%

CONDIÇÕES DE FINANCIAMENTO	
VALOR DO INVESTIMENTO	R\$ 176.717,80
TAXA DE JUROS	2,00% a.m 26,8% a.a
PERÍODO	5 ANOS
APORTE INICIAL	30,00%
ALAVANCAGEM	70,00%

WACC	21,03%
------	--------

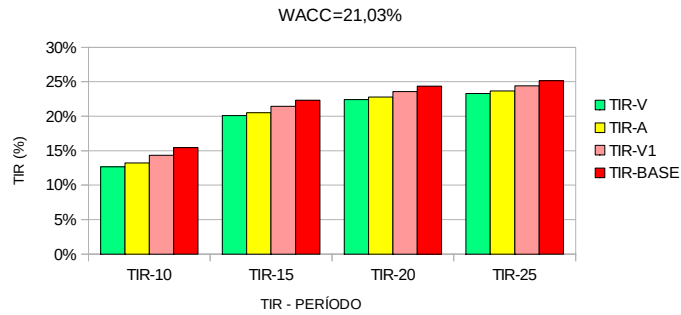
**APÊNDICE B – RESULTADOS E COMPARAÇÕES DOS  
INDICADORES ECONÔMICOS PARA OS CENÁRIOS COM  
VARIÇÃO NA TARIFA INICIAL DE ENERGIA ELÉTRICA (SISTEMA  
DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS)**



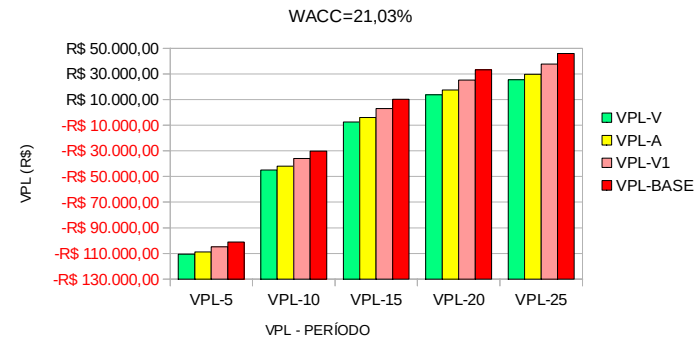
SIMULAÇÃO PARA DIFERENTES TARIFAS INICIAIS

VARIÇÃO DA TARIFA INICIAL DE ACORDO COM O SISTEMA DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS									
PERÍODO	TARIFA INICIAL (BANDEIRA VERDE) - R\$ 0,65			TARIFA INICIAL (BANDEIRA MARELA) - R\$ 0,66			TARIFA INICIAL (BANDEIRA VERMELHA PATAMAR 1) - R\$ 0,68		
	TIR-V	VPL-V	PAYBACK-V	TIR-A	VPL-A	PAYBACK-A	TIR-V1	VPL-V1	PAYBACK-V1
5	#ERR523!	-R\$ 110.621,13	17 ANOS	#ERR523!	-R\$ 108.723,20	16 ANOS	#ERR523!	-R\$ 104.927,35	15 ANOS
10	12,65%	-R\$ 44.902,20		13,20%	-R\$ 41.941,01		14,32%	-R\$ 36.018,62	
15	20,09%	-R\$ 7.518,93		20,53%	-R\$ 3.962,06		21,42%	R\$ 3.151,67	
20	22,40%	R\$ 13.642,07		22,79%	R\$ 17.532,65		23,58%	R\$ 25.313,80	
25	23,30%	R\$ 25.580,94		23,66%	R\$ 29.658,47		24,40%	R\$ 37.813,53	

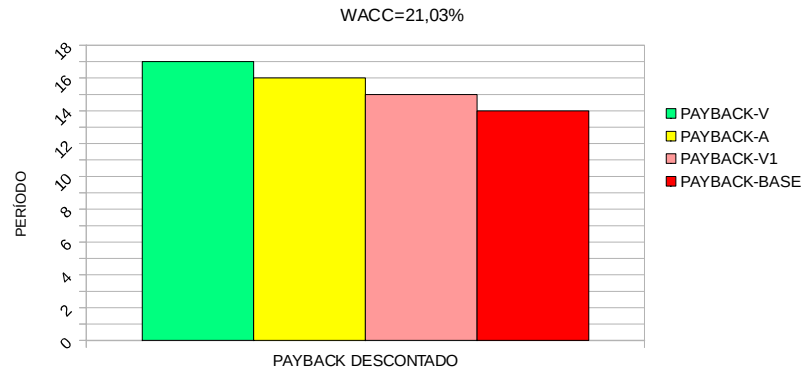
EFEITO DO SISTEMA DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS SOBRE A TIR



EFEITO DO SISTEMA DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS SOBRE O VPL



EFEITO DO SISTEMA DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS SOBRE O PAYBACK DESCONTADO

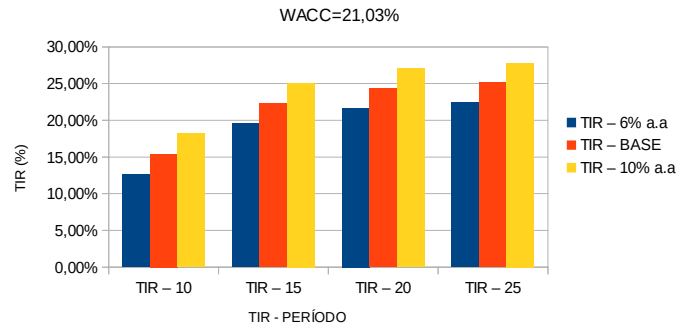


**APÊNDICE C - RESULTADOS E COMPARAÇÕES DOS  
INDICADORES ECONÔMICOS PARA OS CENÁRIOS COM  
VARIAÇÃO NA TAXA DE AUMENTO DA TARIFA**

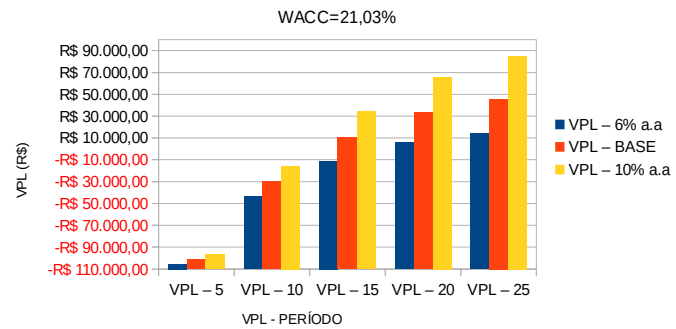
SIMULAÇÃO PARA DIFERENTES TAXAS DE INCREMENTO DA TARIFA

VARIÇÃO NA TAXA DE AUMENTO DA TARIFA DE ENERGIA						
PERÍODO	TAXA DE AUMENTO DA TARIFA = 6%			TAXA DE AUMENTO DA TARIFA = 10%		
	TIR - 6% a.a	VPL - 6% a.a	PAYBACK DESC.	TIR - 10% a.a	VPL - 10% a.a	PAYBACK DESC.
5	#ERR523!	-R\$ 105.400,67	18 ANOS	#ERR523!	-R\$ 96.711,06	12 ANOS
10	12,58%	-R\$ 43.170,20		18,23%	-R\$ 15.825,44	
15	19,55%	-R\$ 11.013,46		25,04%	R\$ 34.582,61	
20	21,64%	R\$ 5.549,88		27,07%	R\$ 65.820,89	
25	22,43%	R\$ 14.061,11		27,82%	R\$ 85.112,67	

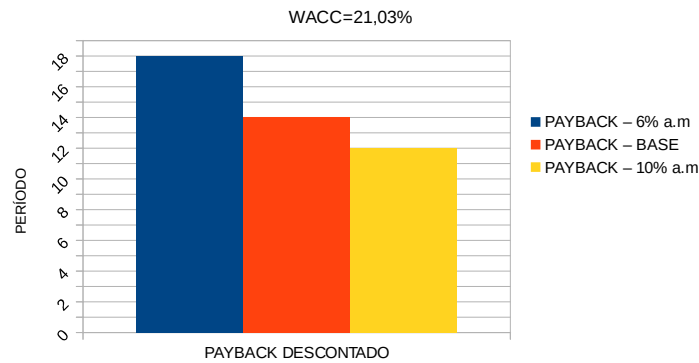
EFEITO DA VARIAÇÃO NA TAXA DE INCREMENTO DA TARIFA SOBRE A TIR



EFEITO DA VARIAÇÃO NA TAXA DE INCREMENTO DA TARIFA SOBRE O VPL



EFEITO DA VARIAÇÃO NA TAXA DE INCREMENTO DA TARIFA SOBRE O PAYBACK DESCONTADO

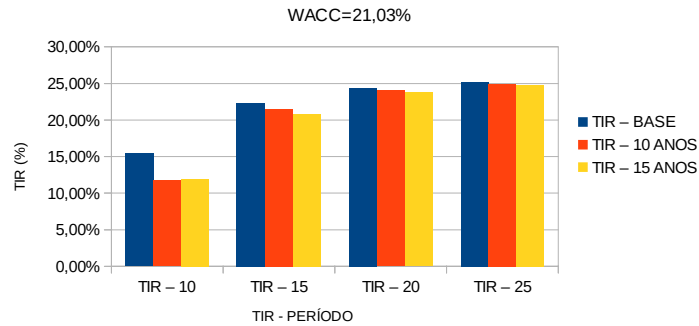


**APÊNDICE D - RESULTADOS E COMPARAÇÕES DOS  
INDICADORES ECONÔMICOS PARA OS CENÁRIOS COM  
VARIAÇÃO NO TEMPO DE FINANCIAMENTO**

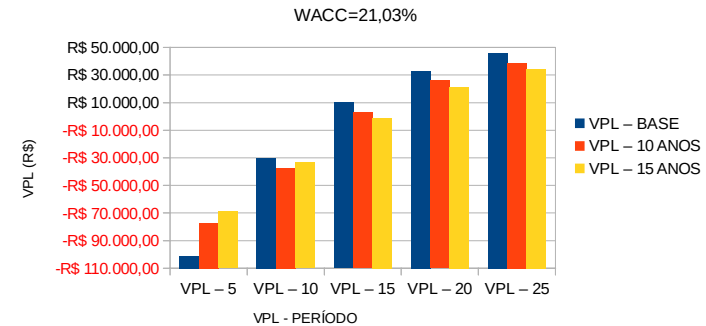
SIMULAÇÃO PARA DIFERENTES TEMPOS DE FINANCIAMENTO

VARIÇÃO NO TEMPO DE FINANCIAMENTO						
PERÍODO	FINANCIAMENTO EM 10 ANOS			FINANCIAMENTO EM 15 ANOS		
	TIR - 10 ANOS	VPL - 10 ANOS	PAYBACK DESC.	TIR - 15 ANOS	VPL - 15 ANOS	PAYBACK DESC.
5	#ERR523!	-R\$ 77.035,56	15 ANOS	#ERR523!	-R\$ 69.003,63	16 ANOS
10	11,73%	-R\$ 37.335,38		11,91%	-R\$ 33.561,84	
15	21,47%	R\$ 3.025,67		20,82%	-R\$ 1.245,68	
20	24,00%	R\$ 25.854,78		23,74%	R\$ 21.583,42	
25	24,91%	R\$ 38.728,10		24,75%	R\$ 34.456,74	

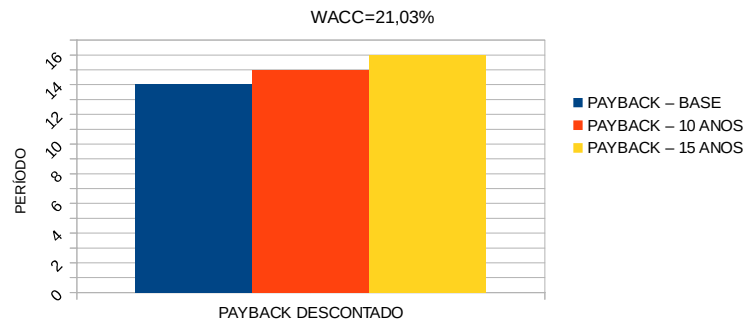
EFEITO DA VARIAÇÃO NO TEMPO DE FINANCIAMENTO SOBRE A TIR



EFEITO DA VARIAÇÃO NO TEMPO DE FINANCIAMENTO SOBRE O VPL



EFEITO DA VARIAÇÃO NO TEMPO DE FINANCIAMENTO SOBRE O PAYBACK DESCONTADO

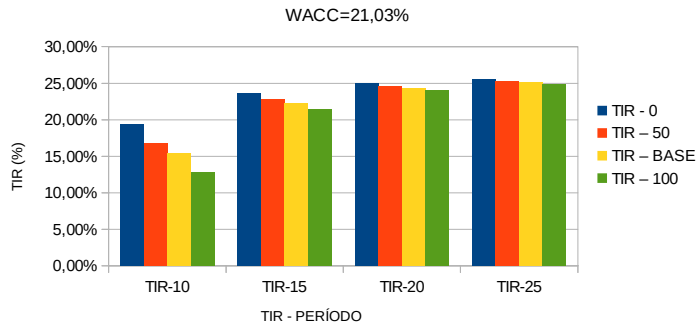


**APÊNDICE E - RESULTADOS E COMPARAÇÕES DOS  
INDICADORES ECONÔMICOS PARA OS CENÁRIOS COM  
VARIAÇÃO NA PROPORÇÃO FINANCIADA (ALAVANCAGEM)**

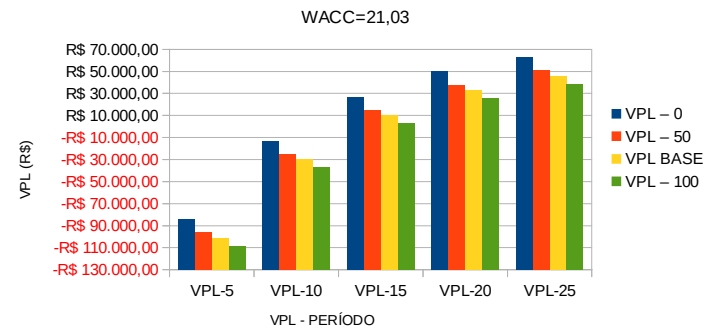
SIMULAÇÃO PARA DIFERENTES ALAVANCAGENS

VARIÇÃO NA PROPORÇÃO FINANCIADA (ALAVANCAGEM)									
PERÍODO	SEM ALAVANCAGEM			ALAVANCAGEM DE 50%			ALAVANCAGEM DE 100%		
	TIR - 0	VPL - 0	PAYBACK - 0	TIR - 50	VPL - 50	PAYBACK - 50	TIR - 100	VPL - 100	PAYBACK - 100
5	1,54%	-R\$ 84.418,47		-20,10%	-R\$ 96.356,35		#ERR523!	-R\$ 108.294,23	
10	19,31%	-R\$ 13.383,21		16,83%	-R\$ 25.321,08		12,74%	-R\$ 37.258,96	
15	23,58%	R\$ 26.978,43	12 ANOS	22,75%	R\$ 15.040,55	13 ANOS	21,47%	R\$ 3.102,67	15 ANOS
20	25,00%	R\$ 49.807,98		24,59%	R\$ 37.870,10		23,97%	R\$ 25.932,22	
25	25,55%	R\$ 62.681,62		25,28%	R\$ 50.743,74		24,88%	R\$ 38.805,86	

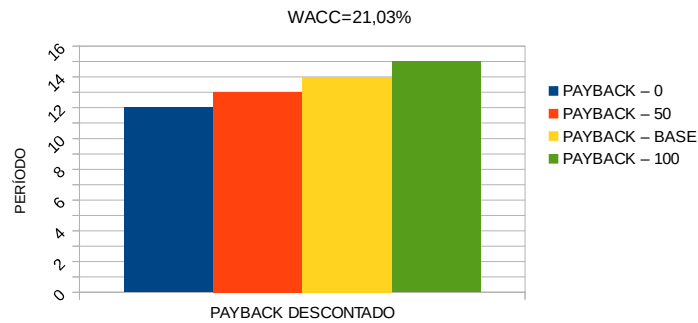
EFEITO DA VARIÇÃO NA PROPORÇÃO FINANCIADA SOBRE A TIR



EFEITO DA VARIÇÃO NA PROPORÇÃO FINANCIADA SOBRE O VPL



EFEITO DA VARIÇÃO NA PROPORÇÃO FINANCIADA SOBRE O PAYBACK DESCONTADO



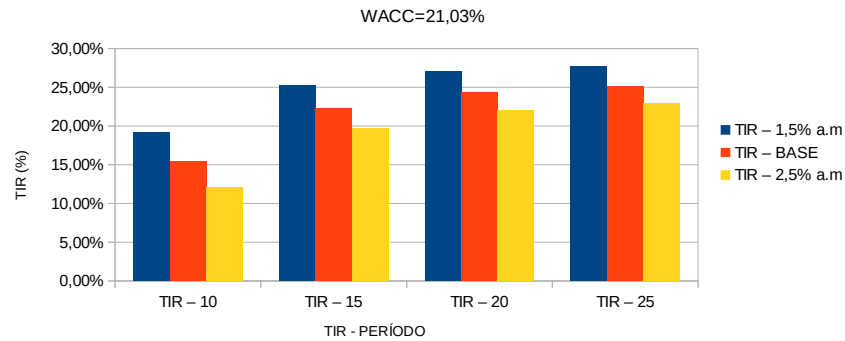
**APÊNDICE F - RESULTADOS E COMPARAÇÕES DOS  
INDICADORES ECONÔMICOS PARA OS CENÁRIOS COM  
VARIAÇÃO NA TAXA DE JUROS DO FINANCIAMENTO**



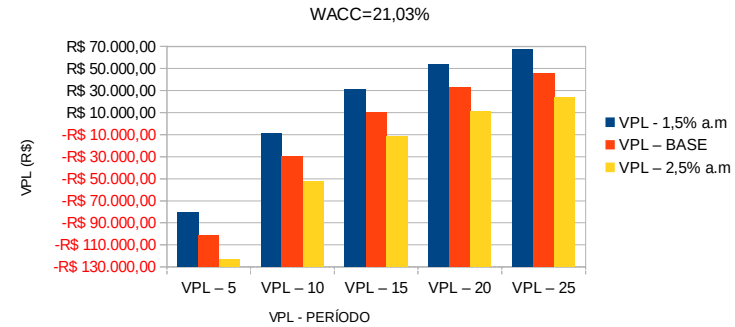
SIMULAÇÃO PARA DIFERENTES TAXAS DE JUROS DO FINANCIAMENTO

VARIÇÃO NA TAXA DE JUROS DO FINANCIAMENTO						
PERÍODO	TAXA DE JUROS 1,5% a.m			TAXA DE JUROS = 2,5% a.m		
	TIR - 1,5% a.m	VPL - 1,5% a.m	PAYBACK DESC.	TIR - 2,5% a.m	VPL - 2,5% a.m	PAYBACK DESC.
5	#ERR523!	-R\$ 80.195,13	11 ANOS	#ERR523!	-R\$ 123.227,76	18 ANOS
10	19,18%	-R\$ 9.159,87		12,07%	-R\$ 52.192,49	
15	25,29%	R\$ 31.201,77		19,67%	-R\$ 11.830,86	
20	27,04%	R\$ 54.031,32		22,04%	R\$ 10.998,69	
25	27,65%	R\$ 66.904,96		22,97%	R\$ 23.872,33	

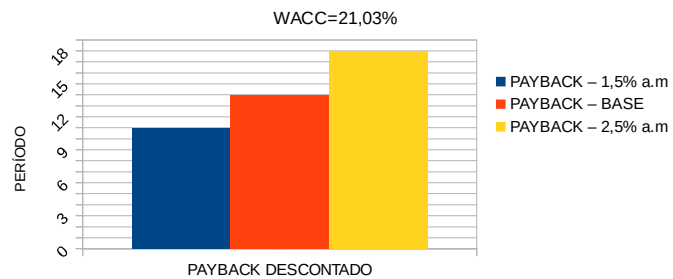
EFEITO DA VARIAÇÃO NA TAXA DE JUROS DO FINANCIAMENTO SOBRE A TIR



EFEITO DA VARIAÇÃO NA TAXA DE JUROS DO FINANCIAMENTO SOBRE O VPL



EFEITO DA VARIAÇÃO NA TAXA DE JUROS DO FINANCIAMENTO SOBRE O PAYBACK DESCONTADO



**APÊNDICE G – SIMULAÇÃO DE INVESTIMENTOS EM FUNDOS DO  
TESOURO NACIONAL E COMPARAÇÃO COM O SFCR**

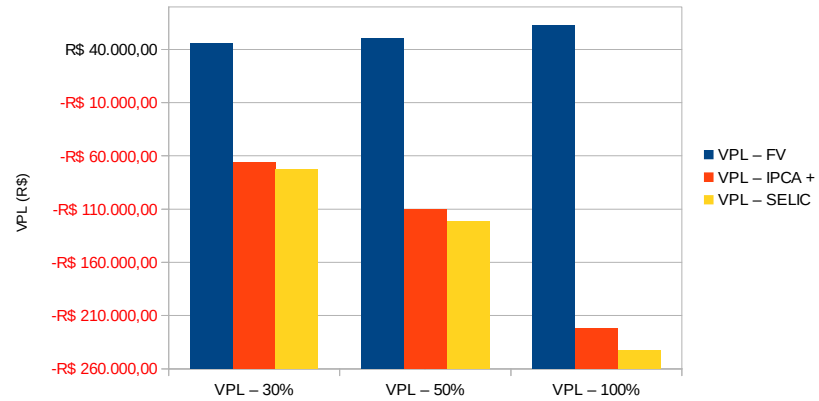
INVESTIMENTO EM TÍTULOS DO TESOURO NACIONAL x PROJETO DE ENERGIA SOLAR

INVESTIMENTO NO TESOURO SELIC			
PROPORÇÃO DO INVESTIMENTO	30%	50%	100%
INVESTIMENTO INICIAL	-R\$ 75.736,20	-R\$ 126.227,00	-R\$ 252.454,00
TMA (%)	21,03%	21,03%	21,03%
RESGATE LÍQUIDO	R\$ 338.919,81	R\$ 564.866,35	R\$ 1.129.732,69
PERÍODO (ANOS)	25	25	25
<b>VPL – SELIC</b>	<b>-R\$ 72.865,03</b>	<b>-R\$ 121.441,72</b>	<b>-R\$ 242.883,45</b>

INVESTIMENTO NO TESOURO IPCA +			
PROPORÇÃO DO INVESTIMENTO	30%	50%	100%
INVESTIMENTO INICIAL	-R\$ 75.736,20	-R\$ 126.227,00	-R\$ 252.454,00
TMA (%)	21,03%	21,03%	21,03%
RESGATE LÍQUIDO	R\$ 1.093.216,46	R\$ 1.822.027,43	R\$ 3.644.054,87
PERÍODO (ANOS)	25	25	25
<b>VPL – IPCA +</b>	<b>-R\$ 66.475,00</b>	<b>-R\$ 110.791,66</b>	<b>-R\$ 221.583,32</b>

INVESTIMENTO NO PROJETO FOTOVOLTAICO			
PROPORÇÃO DO INVESTIMENTO	30%	50%	100%
INVESTIMENTO INICIAL	-R\$ 75.736,20	-R\$ 126.227,00	-R\$ 252.454,00
<b>VPL – FV</b>	<b>R\$ 45.968,59</b>	<b>R\$ 50.743,74</b>	<b>R\$ 62.681,62</b>

INVESTIMENTO NO TESOURO NACIONAL x ENERGIA SOLAR



**RESULTADO DA SIMULAÇÃO****Título: Tesouro IPCA+ (NTN-B Principal)**

Dias corridos entre a data de compra e a de vencimento:	9494
Dias corridos entre a data de compra e a de venda:	9494
Dias úteis entre a data de compra e a de vencimento:	6532
Dias úteis entre a data de compra e a de venda:	6532
Valor investido líquido:	R\$ 75.736,20
Rentabilidade bruta (a.a.):	11,97%
Taxa de Negociação (0,0%):	R\$ 0,00
Taxa de administração na entrada:	R\$ 378,68
Valor investido bruto:	R\$ 76.114,88
Valor bruto do resgate:	R\$ 1.425.162,35
Valor da taxa de custódia do resgate:	R\$ 58.553,55
Valor da taxa de administração do resgate:	R\$ 93.837,00
Alíquota média de imposto de renda:	15,00%
Imposto de renda:	R\$ 179.555,34
Valor líquido do resgate:	R\$ 1.093.216,46
Rentabilidade líquida após taxas e I.R. (a.a.):	10,83%

**RESULTADO DA SIMULAÇÃO****Título: Tesouro IPCA+ (NTN-B Principal)**

Dias corridos entre a data de compra e a de vencimento:	9494
Dias corridos entre a data de compra e a de venda:	9494
Dias úteis entre a data de compra e a de vencimento:	6532
Dias úteis entre a data de compra e a de venda:	6532
Valor investido líquido:	R\$ 126.227,00
Rentabilidade bruta (a.a.):	11,97%
Taxa de Negociação (0,0%):	R\$ 0,00
Taxa de administração na entrada:	R\$ 631,14
Valor investido bruto:	R\$ 126.858,14
Valor bruto do resgate:	R\$ 2.375.270,58
Valor da taxa de custódia do resgate:	R\$ 97.589,25
Valor da taxa de administração do resgate:	R\$ 156.395,00
Alíquota média de imposto de renda:	15,00%
Imposto de renda:	R\$ 299.258,90
Valor líquido do resgate:	R\$ 1.822.027,43
Rentabilidade líquida após taxas e I.R. (a.a.):	10,83%

<b>RESULTADO DA SIMULAÇÃO</b>	
<b>Título: Tesouro IPCA+ (NTN-B Principal)</b>	
Dias corridos entre a data de compra e a de vencimento:	9494
Dias corridos entre a data de compra e a de venda:	9494
Dias úteis entre a data de compra e a de vencimento:	6532
Dias úteis entre a data de compra e a de venda:	6532
Valor investido líquido:	R\$ 252.454,00
Rentabilidade bruta (a.a.):	11,97%
Taxa de Negociação (0,0%):	R\$ 0,00
Taxa de administração na entrada:	R\$ 1.262,27
Valor investido bruto:	R\$ 253.716,27
Valor bruto do resgate:	R\$ 4.750.541,16
Valor da taxa de custódia do resgate:	R\$ 195.178,49
Valor da taxa de administração do resgate:	R\$ 312.790,00
Alíquota média de imposto de renda:	15,00%
Imposto de renda:	R\$ 598.517,80
Valor líquido do resgate:	R\$ 3.644.054,87
Rentabilidade líquida após taxas e I.R. (a.a.):	10,83%

<b>RESULTADO DA SIMULAÇÃO</b>	
<b>Título: Tesouro Selic (LFT)</b>	
Dias corridos entre a data de compra e a de vencimento:	9494
Dias corridos entre a data de compra e a de venda:	9494
Dias úteis entre a data de compra e a de vencimento:	6532
Dias úteis entre a data de compra e a de venda:	6532
Valor investido líquido:	R\$ 75.736,20
Rentabilidade bruta (a.a.):	6,98%
Taxa de Negociação (0,0%):	R\$ 0,00
Taxa de administração na entrada:	R\$ 378,68
Valor investido bruto:	R\$ 76.114,88
Valor bruto do resgate:	R\$ 437.471,42
Valor da taxa de custódia do resgate:	R\$ 20.021,42
Valor da taxa de administração do resgate:	R\$ 32.086,02
Alíquota média de imposto de renda:	15,00%
Imposto de renda:	R\$ 46.444,17
Valor líquido do resgate:	R\$ 338.919,81
Rentabilidade líquida após taxas e I.R. (a.a.):	5,93%

<b>RESULTADO DA SIMULAÇÃO</b>	
<b>Título: Tesouro Selic (LFT)</b>	
Dias corridos entre a data de compra e a de vencimento:	9494
Dias corridos entre a data de compra e a de venda:	9494
Dias úteis entre a data de compra e a de vencimento:	6532
Dias úteis entre a data de compra e a de venda:	6532
Valor investido líquido:	R\$ 126.227,00
Rentabilidade bruta (a.a.):	6,98%
Taxa de Negociação (0,0%):	R\$ 0,00
Taxa de administração na entrada:	R\$ 631,14
Valor investido bruto:	R\$ 126.858,14
Valor bruto do resgate:	R\$ 729.119,03
Valor da taxa de custódia do resgate:	R\$ 33.369,04
Valor da taxa de administração do resgate:	R\$ 53.476,70
Alíquota média de imposto de renda:	15,00%
Imposto de renda:	R\$ 77.406,94
Valor líquido do resgate:	R\$ 564.866,35
Rentabilidade líquida após taxas e I.R. (a.a.):	5,93%

<b>RESULTADO DA SIMULAÇÃO</b>	
<b>Título: Tesouro Selic (LFT)</b>	
Dias corridos entre a data de compra e a de vencimento:	9494
Dias corridos entre a data de compra e a de venda:	9494
Dias úteis entre a data de compra e a de vencimento:	6532
Dias úteis entre a data de compra e a de venda:	6532
Valor investido líquido:	R\$ 252.454,00
Rentabilidade bruta (a.a.):	6,98%
Taxa de Negociação (0,0%):	R\$ 0,00
Taxa de administração na entrada:	R\$ 1.262,27
Valor investido bruto:	R\$ 253.716,27
Valor bruto do resgate:	R\$ 1.458.238,06
Valor da taxa de custódia do resgate:	R\$ 66.738,08
Valor da taxa de administração do resgate:	R\$ 106.953,41
Alíquota média de imposto de renda:	15,00%
Imposto de renda:	R\$ 154.813,89
Valor líquido do resgate:	R\$ 1.129.732,69
Rentabilidade líquida após taxas e I.R. (a.a.):	5,93%

## **APÊNDICE H – SIMULAÇÃO DO SISTEMA NO SOFTWARE PVSYST**

### Grid-Connected System: Simulation parameters

**Project :** New Project

**Geographical Site** Tres coroas 2 **Country** Brazil

**Situation** Latitude -29.50° S Longitude -50.81° W  
 Time defined as Legal Time Time zone UT-3 Altitude 89 m  
 Albedo 0.20

**Meteo data:** tres coroas 2 Meteonorm 7.1 (2006-2012), Sat=100% - Synthetic

**Simulation variant :** New simulation variant  
 Simulation date 03/11/17 14h10

**Simulation parameters**

**2 orientations** Tilts/Azimuths 10°/-3° and 30°/-3°

**Models used** Transposition Perez Diffuse Perez, Meteonorm

**Horizon** Free Horizon

**Near Shadings** No Shadings

**PV Arrays Characteristics (3 kinds of array defined)**

<b>PV module</b>	Si-poly	Model	<b>HR-260P-18/Bb</b>
Original PVsyst database		Manufacturer	Hareon
<b>Sub-array "Sub-array #1"</b>		Orientation	#1
Number of PV modules		In series	22 modules
Total number of PV modules		Nb. modules	88
Array global power		Nominal (STC)	<b>22.88 kWp</b>
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	595 V
			At operating cond. 20.35 kWp (50°C)
			I mpp 34 A
<b>Sub-array "Sub-array #2"</b>		Orientation	#1
Number of PV modules		In series	19 modules
Total number of PV modules		Nb. modules	76
Array global power		Nominal (STC)	<b>19.76 kWp</b>
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	514 V
			At operating cond. 17.58 kWp (50°C)
			I mpp 34 A
<b>Sub-array "Sub-array #3"</b>		Orientation	#2
Number of PV modules		In series	10 modules
Total number of PV modules		Nb. modules	20
Array global power		Nominal (STC)	<b>5.20 kWp</b>
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	271 V
			At operating cond. 4625 Wp (50°C)
			I mpp 17 A
<b>Total</b> Arrays global power		Nominal (STC)	<b>48 kWp</b>
		Module area	<b>299 m²</b>
			Total 184 modules

**Sub-array "Sub-array #1" : Inverter** Model **Symo 20.0-3-M**

Original PVsyst database Manufacturer Fronius International

Characteristics Operating Voltage 200-800 V Unit Nom. Power 20.0 kWac

Inverter pack Nb. of inverters 2 \* MPPT 0.55 Total Power 22 kWac

**Sub-array "Sub-array #2" : Inverter** Model **Symo 20.0-3-M**

Original PVsyst database Manufacturer Fronius International

Characteristics Operating Voltage 200-800 V Unit Nom. Power 20.0 kWac

Inverter pack Nb. of inverters 2 \* MPPT 0.45 Total Power 18.0 kWac

**Sub-array "Sub-array #3" : Inverter** Model **Primo 5.0-1**

Original PVsyst database Manufacturer Fronius International

Characteristics Operating Voltage 80-800 V Unit Nom. Power 5.00 kWac

Inverter pack Nb. of inverters 1 units Total Power 5.0 kWac

**Total** Nb. of inverters 3 Total Power 45 kWac

**PV Array loss factors**

PVsyst Evaluation mode



## Grid-Connected System: Simulation parameters (continued)

Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m <sup>2</sup> K	Uv (wind)	0.0 W/m <sup>2</sup> K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Array#1	296 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
	Array#2	256 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
	Array#3	269 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
	Global		Loss Fraction	1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction	1.5 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss			Loss Fraction	0.10 %
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05

**User's needs :** Unlimited load (grid)

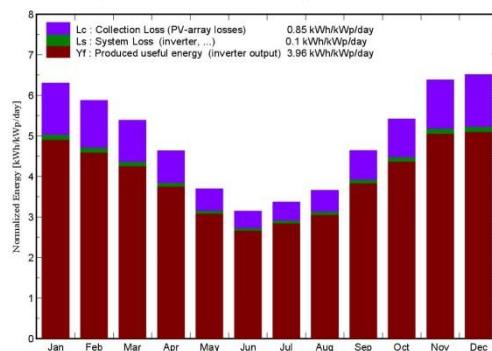
### Grid-Connected System: Main results

**Project :** New Project  
**Simulation variant :** New simulation variant

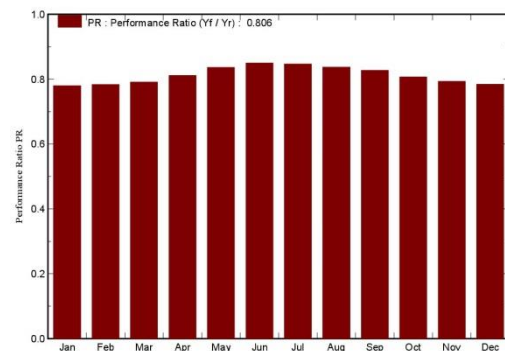
<b>Main system parameters</b>		<b>System type</b>	<b>Grid-Connected</b>
PV Field Orientation	2 orientations	Tilt/Azimuth = 10°/-3° and 30°/-3°	
PV modules	Model	HR-260P-18/Bb	Pnom 260 Wp
PV Array	Nb. of modules	184	Pnom total <b>47.8 kWp</b>
Inverter	Model	Symo 20.0-3-M	Pnom 20.00 kW ac
Inverter	Model	Primo 5.0-1	Pnom 5.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	3.0	Pnom total <b>45.0 kW ac</b>
User's needs	Unlimited load (grid)		

<b>Main simulation results</b>			
System Production	<b>Produced Energy</b>	<b>69.17 MWh/year</b>	Specific prod. 1446 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	80.65 %	

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 47.8 kWp



Performance Ratio PR



#### New simulation variant Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	
January	198.9	89.05	25.29	195.3	188.6	7.473	7.286	0.780
February	162.3	71.52	24.91	164.4	159.2	6.322	6.162	0.783
March	157.7	67.70	24.32	167.1	161.7	6.481	6.321	0.791
April	123.5	48.32	21.14	139.0	134.3	5.530	5.395	0.811
May	97.8	44.41	17.74	114.5	110.3	4.695	4.581	0.836
June	78.8	36.71	15.84	94.3	90.6	3.926	3.831	0.849
July	87.0	33.67	14.61	104.3	100.4	4.332	4.227	0.847
August	100.4	47.40	16.26	113.4	109.5	4.657	4.541	0.837
September	128.5	59.64	17.27	139.1	134.4	5.641	5.506	0.827
October	163.6	79.14	20.65	168.0	162.3	6.646	6.484	0.807
November	193.1	82.97	22.22	191.4	185.2	7.445	7.262	0.793
December	207.5	86.59	24.27	201.9	195.0	7.765	7.572	0.784
Year	1699.1	747.11	20.35	1792.8	1731.5	70.913	69.169	0.806

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation  
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation  
 T Amb Ambient Temperature  
 GlobInc Global incident in coll. plane  
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings  
 EArray Effective energy at the output of the array  
 E\_Grid Energy injected into grid  
 PR Performance Ratio

### Grid-Connected System: Loss diagram

**Project :** New Project  
**Simulation variant :** New simulation variant

<b>Main system parameters</b>	System type	<b>Grid-Connected</b>		
PV Field Orientation	2 orientations	Tilt/Azimuth = 10°/-3° and 30°/-3°		
PV modules	Model	HR-260P-18/Bb	Pnom	260 Wp
PV Array	Nb. of modules	184	Pnom total	<b>47.8 kWp</b>
Inverter	Model	Symo 20.0-3-M	Pnom	20.00 kW ac
Inverter	Model	Primo 5.0-1	Pnom	5.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	3.0	Pnom total	<b>45.0 kW ac</b>
User's needs	Unlimited load (grid)			

#### Loss diagram over the whole year

