

**UNIVERSIDADE DO ESTADO DO AMAZONAS – UEA  
ESCOLA SUPERIOR DE TECNOLOGIA – EST**

**FILIFE RODRIGUES RAMOS MOTA DA SILVA**

**ESTUDO TÉCNICO-ECONÔMICO COMPARATIVO ENTRE UM SISTEMA  
FOTOVOLTAICO ISOLADO E UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À  
REDE ELÉTRICA PARA UMA MESMA UNIDADE CONSUMIDORA DE ENERGIA**

Manaus

2017

**FILIFE RODRIGUES RAMOS MOTA DA SILVA**

**ESTUDO TÉCNICO-ECONÔMICO COMPARATIVO ENTRE UM SISTEMA FOTVOLTAICO ISOLADO E UM SISTEMA FOTVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA PARA UMA MESMA UNIDADE CONSUMIDORA DE ENERGIA**

Pesquisa desenvolvida durante a disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso II e apresentada à banca avaliadora do Curso de Engenharia Elétrica da Escola Superior de Tecnologia da Universidade do Estado do Amazonas, como pré-requisito para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Cláudio Gonçalves, Dr.

Manaus

2017

**Universidade do Estado do Amazonas – UEA**  
**Escola Superior de Tecnologia - EST**

Reitor:

**Cleinaldo de Almeida Costa**

Vice-Reitor:

**Mário Augusto Bessa de Figueiredo**

Diretor da Escola Superior de Tecnologia:

**Roberto Higino**

Coordenador do Curso de Engenharia Elétrica:

**Cláudio Gonçalves**

Banca Avaliadora composta por:

**Prof. Cláudio Gonçalves (Orientador)**

**Prof. Jozias Parente**

**Profª. Ingrid Gadelha**

Data da defesa: 14/12/2017.

## **CIP – Catalogação na Publicação**

R. R. M. DA SILVA, FILIPE.

ESTUDO TÉCNICO-ECONÔMICO COMPARATIVO ENTRE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO ISOLADO E UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA PARA UMA MESMA UNIDADE CONSUMIDORA DE ENERGIA / Filipe Rodrigues Ramos Mota da Silva orientado por Dr. Cláudio Gonçalves.  
– Manaus: 2017.

46 p.: il.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica). Universidade do Estado do Amazonas, 2017.

1. Sistema fotovoltaico isolado. 2. Sistema fotovoltaico interligado à rede. 3. Valor presente líquido. I. Gonçalves, Cláudio.

FILIFE RODRIGUES RAMOS MOTA DA SILVA

**ESTUDO TÉCNICO-ECONÔMICO COMPARATIVO ENTRE UM SISTEMA FOTVOLTAICO ISOLADO E UM SISTEMA FOTVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA PARA UMA MESMA UNIDADE CONSUMIDORA DE ENERGIA**

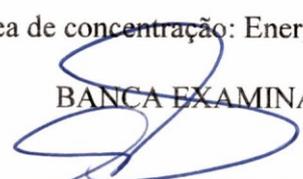
Pesquisa desenvolvida durante a disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso II e apresentada à banca avaliadora do Curso de Engenharia Elétrica da Escola Superior de Tecnologia da Universidade do Estado do Amazonas, como pré-requisito para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

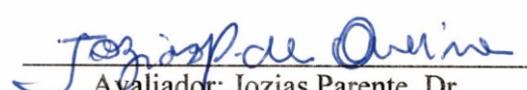
Nota obtida: 9,30 (nove virgula trinta)

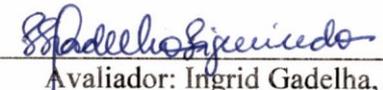
Aprovada em 14 / 12 / 2017

Área de concentração: Energias alternativas

BANCA EXAMINADORA

  
Orientador: Cláudio Gonçalves, Dr.

  
Avaliador: Jozias Parente, Dr.

  
Avaliador: Ingrid Gadelha, Msc.

Manaus  
2017

Aos meus pais, Rita e Mário, por terem sido incansáveis ao longo dos últimos 25 anos, jamais poupando esforços para que eu tivesse a melhor educação possível e por serem aqueles que me fazem seguir em frente nos momentos de fraqueza, dedico.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço Àquele que não pode ser descrito por fórmulas ou equações e que não possui limites. Dele deriva todo o conhecimento e Ele me guiou para que eu chegasse até aqui.

Agradeço aos meus pais e a minha irmã, Heloísa, por toda dedicação e apoio. A minha família por sempre acreditarem em mim.

Agradeço ao meu orientador, Dr. Claudio Gonçalves, pela atenção, empenho e por me guiar na realização deste trabalho.

Agradeço ao mestre Paulo Cavalcante, pela orientação e suporte direto para que este trabalho fosse possível.

Agradeço ao Dr. Jozias Parente que foi muito mais que professor, foi amigo e exemplo como pessoa e como profissional.

Agradeço à Mestra Ingrid Gadelha por mostrar que é possível ensinar e conquistar à base de carinho e atenção.

Agradeço aos que fazem parte de mim e da minha vida há tantos anos: Renato, Karen, Larisse, Lívia, Carlos, Igo, Naiana, Sandy, Fernando, Júlio. Não nos afastamos, não nos afastamos muito, seguimos de mãos dadas.

Agradeço ao amigo Raphael por tudo que me ensinou e à amiga Cristianne por todo o apoio e incentivo.

Agradeço a Emanuelle, irmã de outro estado, e também aos amigos Lucas, Guntemberg, Marinas (Louro, Sena e França), Valéria, Kirki, Natalia e Nima, vocês foram minha família quando estive longe de casa.

Agradeço aos amigos André, Antônio, Erlon, Caio, Augusto, a companhia de vocês fez esses anos muito mais fáceis.

Agradeço aos que iniciaram essa fase comigo e me deram suporte em diversos momentos: Daniele, Francimara, Henrique, Johny, Keici, Matheus, Railan, Renan.

Agradeço aos companheiros Anderson, Carla, Felipe, Jackeline, Karol, Melqui, vocês foram notavelmente importantes nesta caminhada.

Agradeço aos amigos da Jabil e da P&G por todo o conhecimento e experiência passados durante meus períodos de estágio, são coisas que levo para vida.

A todos, muito obrigado!

Mar Português

Ó mar salgado, quanto do teu sal  
São lágrimas de Portugal!  
Por te cruzarmos, quantas mães choraram,  
Quantos filhos em vão rezaram!  
Quantas noivas ficaram por casar  
Para que fosses nosso, ó mar!  
Valeu a pena? Tudo vale a pena  
Se a alma não é pequena.  
Quem quer passar além do Bojador  
Tem que passar além da dor.  
Deus ao mar o perigo e o abismo deu,  
Mas nele é que espelhou o céu.  
(Fernando Pessoa)

## **RESUMO**

Este trabalho teve o objetivo de realizar um estudo técnico-econômico comparativo entre um sistema fotovoltaico isolado e um sistema fotovoltaico interligado à rede, ambos desenvolvidos para uma mesma unidade consumidora de energia elétrica, a fim de estabelecer através de parecer técnico qual dos sistemas provê melhor retorno econômico para o usuário. Para isso, os projetos dos sistemas fotovoltaicos foram desenvolvidos com base no Manual de Engenharia Fotovoltaica. Foram também consideradas as normas vigentes no Brasil para sistemas fotovoltaicos, principalmente a NR482 e o PRODIST, e utilizado o método do Valor Presente Líquido (VPL) para o estudo do investimento a ser feito em cada um dos projetos. Ambos os sistemas foram estudados em 3 cenários, considerando-se porcentagens diferentes da demanda total de energia a ser atendida. Por fim, foi dado um parecer técnico comparativo entre os sistemas, apontando aquele que ofereceu o melhor retorno econômico para o usuário.

Palavras-chaves: sistema fotovoltaico isolado. sistema fotovoltaico interligado à rede. Valor Presente Líquido.

## **ABSTRACT**

This work had the objective of to perform a technical-economic-comparative study between an off-grid photovoltaic system and an on-grid photovoltaic system both designed to the same power-consuming unit in order to stablish by a technical report which of the systems gives a better payback for the end user. For this, the photovoltaic systems projects were developed based on the Photovoltaic Engineering Manual. The photovoltaic systems rules of Brazil were considered, mainly the NR482 and the PRODIST, and the Net Present Value (NPV) was used for the investment needed study for each project. Each system was studied in 3 scenarios where different percentages of the total energy demand must be produced. By the end, a technical report comparing the systems was formulated showing which one had the better payback for the end user.

Key-words: off-grid photovoltaic system. on-grid photovoltaic system. Net Present Value.

## SUMÁRIO

<b>INTRODUÇÃO</b> .....	10
<b>1. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b> .....	12
<b>1.1. Regulamentação</b> .....	12
<b>1.2. Componentes básicos dos sistemas fotovoltaicos</b> .....	13
1.2.1 Painéis fotovoltaicos .....	13
1.2.2 Bateria .....	14
1.2.3 Controlador de carga .....	15
1.2.4 Inversor .....	15
1.2.5 Dispositivos de proteção .....	16
<b>1.3. Funcionamento dos sistemas de geração de energia fotovoltaica</b> .....	16
<b>1.4. Procedimento para acesso à rede elétrica</b> .....	18
<b>1.5. Avaliação econômica</b> .....	18
<b>2. METODOLOGIA</b> .....	20
<b>2.1. Projeto do sistema fotovoltaico isolado</b> .....	20
<b>2.2. Projeto do sistema fotovoltaico interligado à rede</b> .....	25
<b>2.3. Viabilidade econômica</b> .....	26
<b>3. DESENVOLVIMENTO DOS PROJETOS E AVALIAÇÃO ECONÔMICA</b> .....	27
<b>3.1. Cenário 1: 30% do consumo</b> .....	27
3.1.1 Sistema fotovoltaico isolado .....	27
3.1.2 Sistema Fotovoltaico interligado à rede .....	29
<b>3.2. Cenário 2: 50% do consumo</b> .....	30
3.2.1 Sistema fotovoltaico isolado .....	30
3.2.2 Sistema fotovoltaico interligado à rede .....	31
<b>3.3. Cenário 3: 70% do consumo</b> .....	32
3.3.1 Sistema fotovoltaico isolado .....	33
3.3.2 Sistema fotovoltaico interligado à rede .....	34
<b>3.4. Estudo do retorno econômico</b> .....	35
3.4.1 Cenário 1: 30% do consumo .....	36
3.4.2 Cenário 2: 50% do consumo .....	37
3.4.3 Cenário 3: 70% do consumo .....	39
<b>4. ANÁLISE DOS RESULTADOS OBTIDOS</b> .....	41

<b>CONCLUSÃO.....</b>	<b>44</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>46</b>

## INTRODUÇÃO

Atualmente, existe grande necessidade e busca pelo desenvolvimento de métodos alternativos para a geração de energia elétrica de forma a reduzir a dependência de fontes de energias não-renováveis e de combustíveis fósseis, que causam vários prejuízo à natureza. Dentre as energias renováveis que chamam mais atenção, está a energia solar.

Quando se pretende fazer a instalação de um sistema fotovoltaico, existem duas principais configurações: o sistema fotovoltaico isolado (SFVI), que não se conecta à rede pública de fornecimento de energia e tem por objetivo atender a uma carga específica, e o sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (SFCR), que utiliza os sistemas de geração e distribuição de energia das companhias energéticas e possui ampla regulamentação que garante compensação pela energia elétrica injetada na rede.

O presente trabalho apresenta um estudo técnico-econômico comparativo entre um sistema fotovoltaico isolado e um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica para uma mesma unidade consumidora de energia elétrica, visando suprir a necessidade de registro de estudo comparativo entre sistemas fotovoltaicos que demonstre qual deles oferece melhor retorno econômico para o usuário levando em consideração as legislações regulamentadoras vigentes no Brasil.

Dessa forma, é possível definir qual configuração de sistema fotovoltaico provê melhor retorno econômico para o usuário por meio

da elaboração de projeto técnico e análise da viabilidade econômica utilizando o método do Valor Presente Líquido (VPL).

Este trabalho está dividido em 4 capítulos para melhor compreensão do estudo em questão: o CAPÍTULO I – FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA mostra todo o arcabouço bibliográfico utilizado para o desenvolvimento do estudo, englobando as leis vigentes sobre o assunto, técnicas de projeto de sistemas fotovoltaicos e o conceito de Valor Presente Líquido utilizado para a análise de viabilidade econômica. O CAPÍTULO II – METODOLOGIA explica detalhadamente o passo-a-passo utilizado para o projeto dos componentes dos sistemas fotovoltaicos isolado e interligado à rede e também mostra como deve ser calculado o retorno econômico de cada um dos investimentos. O CAPÍTULO III – DESENVOLVIMENTO DOS PROJETOS E AVALIAÇÃO ECONÔMICA aplica o passo-a-passo descrito na parte anterior em cada um dos casos de estudo para o dimensionamento dos sistemas e em seguida calcula-se o retorno econômico em cada um desses casos. O CAPÍTULO IV – ANÁLISE DOS RESULTADOS OBTIDOS traça comparativos entre os sistemas nos 3 cenários com foco nos custos para a implementação de cada um deles. Ao fim, na CONCLUSÃO, define-se qual deles provê o melhor retorno econômico para o usuário.

## 1. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

### 1.1. Regulamentação

As leis para a geração de energia elétrica por parte de consumidores já vem se desenvolvendo há mais de 20 anos no Brasil.

A lei nº 9.074/95 passa a regulamentar a autorização para Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE) (1). Em 1996, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é criada através da lei nº 9.427/96 (2).

O decreto nº 2003/96 cria a diferenciação entre o Autoprodutor e o PIE. O autoprodutor pode ser pessoa física ou jurídica e a energia produzida deve ser de uso exclusivo com possibilidade de venda de excedentes. Já o PIE é pessoa jurídica ou consórcio e sua geração de energia é voltada para comercialização e operação integrada (3).

No que diz respeito especificamente à geração de energia através do uso de painéis solares fotovoltaicos, existe a Resolução ANEEL nº 390 que regula a autoprodução de energia solar com base no Decreto nº 2003/96 que regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente ou Autoprodutor (4).

Esta resolução define os procedimentos para requerer Autorização e Registro. Os deveres e direitos das outorgas de autorização/registo concedidas a pessoas físicas, jurídicas ou consórcios estão definidos na Resolução nº 389/2009 (5).

Em 2012, a ANEEL editou as Resoluções nº 487 e 482, sendo esta última posteriormente alterada pela Resolução 687 de 2015, ambas visando à redução de barreiras regulatórias à conexão da geração distribuída de pequeno porte, ou seja, com potência instalada de até 3MW para fontes hídricas de geração e até 5 MW para as fontes de energia solar, eólica, biomassa, hídrica e cogeração qualificada (6). É neste momento que surge o sistema de compensação de energia (em inglês, *net metering*) que deve obedecer ao estabelecido na Resolução ANEEL 414/10.

A Resolução nº 481, também publicada em 2012, altera a Resolução Normativa nº 77 de 2004 com o objetivo de aumentar para 80% o desconto nas tarifas de uso de sistemas elétricos de transmissão (TUST) e nas tarifas de uso de sistemas elétricos de distribuição (TUSD), exclusivamente para projetos de geração solar que entrem em operação até o dia 31 de dezembro de 2017 (7).

O PRODIST (Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional) foi criado com o intuito de esclarecer as legislações para os sistemas de distribuição de energia elétrica e também geração distribuída de pequeno porte. Desta forma, ele normatiza

e padroniza as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica de baixa tensão. Este conjunto de regras visa subsidiar os agentes e consumidores do sistema elétrico nacional na identificação e classificação de suas necessidades para o acesso ao sistema de distribuição, disciplinando formas, condições, responsabilidades e penalidades relativas à conexão, planejamento da expansão, operação e medição da energia elétrica, sistematizando a troca de informações entre as partes, além de estabelecer critérios e indicadores de qualidade (8). O PRODIST passou por suas revisões mais recentes em junho de 2017.

Existe ainda a NBR 11704:2008 que é utilizada para classificar os Sistemas de geração de energia fotovoltaica (9). A NBR 11704:2008 classifica os sistemas em:

- Isolados: são aqueles que não possuem qualquer conexão com a sistema público de fornecimento de energia elétrica;
- Conectados à rede elétrica: são aqueles efetivamente conectados ao sistema público de fornecimento de energia elétrica.

## **1.2.Componentes básicos dos sistemas fotovoltaicos**

### 1.2.1 Painéis fotovoltaicos

Figura 1: Modelo de painel fotovoltaico



Fonte: (10)

Os painéis fotovoltaicos ou módulos fotovoltaicos, como o mostrado na figura 1, são constituídos por células fotovoltaicas, as quais são arranjadas em série ou paralelo para gerar a tensão e a corrente desejadas.

Muitos módulos encontrados no mercado possuem uma tensão nominal de saída de 12 V, logo, eles podem ser ligados em série para gerar tensões de 24 V ou 48 V dependendo da tensão nominal do projeto.

Além da tensão nominal de saída, outra característica importante dos módulos a ser considerada é a potência de pico ( $W_p$ ), necessária para saber quantos módulos serão utilizados para abastecer a quantidade de carga demandada.

Para serem estabelecidas as características elétricas de um painel, é traçada a curva característica I-V que surge a partir de ensaios onde o painel está sob condições-padrão e ligado a uma fonte de tensão variável. A partir da curva I-V pode ser determinado o ponto de máxima potência, que indica para quais valores de tensão e corrente a saída dos painéis gerará maior potência (11).

### 1.2.2 Bateria

Figura 2: exemplos de baterias



Fonte: (12)

As baterias, como as mostradas na figura 2, são um componente básico dos sistemas fotovoltaicos isolados. Elas são necessárias para armazenar energia que será usada em momentos de geração baixa ou nula, como em dias nublados e de noite.

As baterias podem ser usadas em sistemas interligados à rede elétrica também para atender a demanda em casos de falta de energia. Contudo, as autoridades brasileiras não permitem este tipo de sistema, para casos de micro ou minigeração devem haver sistemas de proteção contra ilhamento, ou seja, quando a rede elétrica corta o fornecimento também não pode haver geração por parte do sistema fotovoltaico como forma de segurança aos mantenedores e operadores da rede pública.

As baterias mais utilizadas em sistemas fotovoltaicos são as de Chumbo-ácido (Pb-ácido). Apesar de tecnologias como as baterias de Níquel-Cádmio (NiCd), Níquel-hidreto

metálico (NiMH) e íon de Lítio (Li-ion) fornecerem mais vantagens como melhor eficiência e maior vida útil, as baterias de Pb-ácido são as mais viáveis economicamente.

### 1.2.3 Controlador de carga

Figura 3: Exemplo de controlador de carga



Fonte: (13)

Os controladores (gerenciadores, reguladores) de carga, como o exemplificado na figura 3, são itens essenciais para os sistemas fotovoltaicos isolados porque trabalham para proteger o conjunto de baterias contra cargas ou descargas excessivas e devem ser dimensionados de acordo com o tipo de bateria que está sendo utilizada.

Os controladores funcionam para desconectar os painéis quando as baterias já estão completamente carregadas. Os modelos mais sofisticados usam o método de seguimento do ponto de potência máxima (SPPM) para aumentar a eficiência do processo de carga. Os controladores com SPPM possuem eficiência na faixa de 92 a 97%.

### 1.2.4 Inversor

Figura 4: Exemplo de Inversor



Fonte: (14)

Os inversores, como o exemplificado na figura 4, são dispositivos eletrônicos responsáveis por converterem energia em corrente contínua para energia em corrente alternada. Como a energia gerada por painéis fotovoltaicos é CC, é necessário que ela seja convertida para CA.

Os inversores são necessários tanto nos sistemas fotovoltaicos isolados quanto nos interligados à rede elétrica. Os inversores devem fornecer uma energia com amplitude e harmônicos compatíveis com as cargas a serem alimentadas e também devem ter a saída na mesma frequência da rede elétrica.

Além do mais, os inversores podem ser monofásicos, para potências em torno de 5kW ou trifásicos para potências maiores. É possível agrupar inversores monofásicos para funcionarem como um trifásico.

### 1.2.5 Dispositivos de proteção

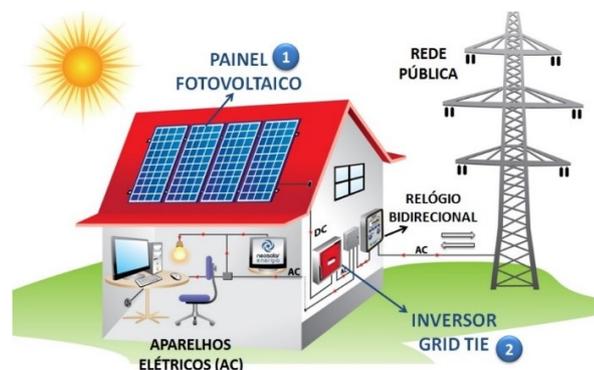
Tanto os sistemas isolados quanto os conectados à rede elétrica necessitam de dispositivos de proteção que ajudem na detecção de possíveis falhas e alertem para que as medidas corretivas sejam tomadas o quanto antes para evitar maiores danos ao sistema em si e também para rede elétrica no caso dos sistemas interligados.

Outra exigência da ANEEL para os sistemas conectados à rede é que todos possuam proteção anti-ilhamento. Dessa forma, quando a rede pública for desligada, o sistema fotovoltaico deve ser desligado também, evitando que seja injetada energia elétrica na rede quando esta estiver desligada por falhas ou para manutenção.

Além de dispositivos que muitas vezes já vem integrados aos componentes do sistema fotovoltaico, existem ainda outros que devem ser adicionados para conferir maior segurança como disjuntores, dispositivos de proteção contra surtos (DPS), sistemas de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA) e sistemas de aterramento.

## 1.3. Funcionamento dos sistemas de geração de energia fotovoltaica

Figura 5: Sistema fotovoltaico interligado à rede



Fonte: (15)

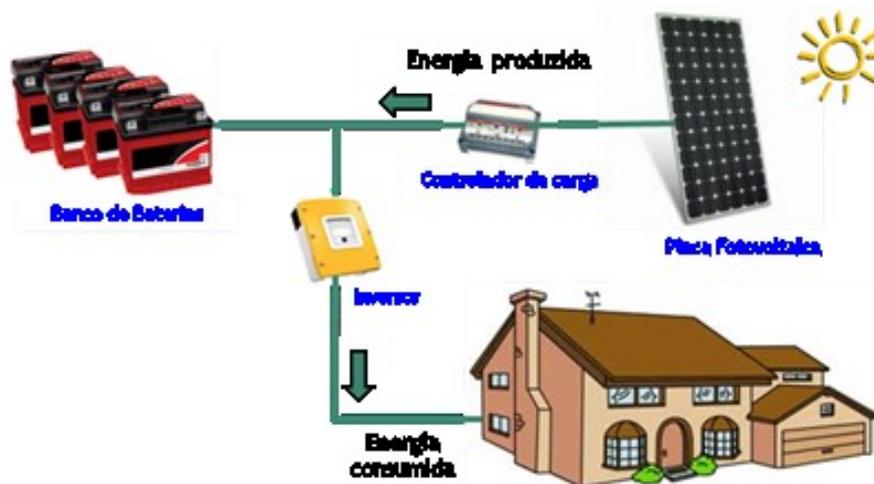
A figura 5 apresenta os principais componentes de um sistema fotovoltaico interligado à rede. Inicialmente os painéis recebem a luz do sol e convertem em tensão contínua. A tensão

segue para o inversor que a converte em tensão alternada na mesma frequência e amplitude da rede elétrica. Esta energia passa pelo relógio bidirecional para que seja contada como energia produzida e então é injetada na rede elétrica.

Pelo relógio bidirecional também circula a energia que vem da rede pública e alimenta os aparelhos dentro da casa. Ao fim do mês, o relógio marca a diferença entre a energia produzida e a energia consumida para definir qual será o valor da fatura da unidade consumidora.

De acordo com a legislação brasileira, mesmo que a energia produzida seja maior que a consumida em determinado mês, o usuário do grupo B (baixa tensão) ainda deverá pagar o valor referente à disponibilidade da rede elétrica, valor este que é equivalente ao preço de 30kwh (para sistemas monofásicos) na cidade onde está instalado o sistema. Nestes casos, a energia gerada a mais será convertida em créditos energéticos a serem compensados nas faturas seguintes dentro de um prazo de 60 meses (16).

Figura 6: Sistema fotovoltaico isolado



Fonte: (17)

A figura 6 mostra a composição básica de um sistema fotovoltaico isolado. Neste sistema além dos painéis solares e do inversor, existe também um banco de baterias e um controlador de carga.

Os painéis solares recebem a radiação solar e transformam a mesma em energia na forma de tensão CC. Essa tensão passa então pelo controlador de carga, que alimenta as baterias e as cargas da unidade consumidora através de inversor para cargas que operam em tensão CA.

Como no sistema isolado não há a conexão com a rede elétrica pública, o banco de baterias faz-se necessário para armazenar energia que será usada nos momentos em que não

haja irradiação solar. Além do mais, não é necessário o relógio bidirecional e nem os sistemas de proteção, uma vez que não será injetada energia na rede pública.

#### **1.4.Procedimento para acesso à rede elétrica**

A Aneel, através das companhias de fornecimento de energia dos estados, especifica as normas e parâmetros necessários para que seja feito o acesso à rede elétrica.

No Amazonas, a companhia responsável por estabelecer essas normas é a Eletrobras Amazonas Energia. A companhia definiu em 2016 Normas Técnicas através da resolução 187/2016 para a Conexão de Acessantes à Rede de Distribuição em Baixa Tensão.

O documento esclarece quais as etapas do processo, define as responsabilidades da concessionária de energia e do acessante, define os critérios técnicos do projeto, estabelece o padrão de qualidade da energia que será gerada e ainda determina os níveis de segurança que a instalação deve possuir.

De acordo com a resolução, o processo completo para acessar à rede pode levar cerca de 6 meses caso sejam necessários todos os prazos máximos estipulados.

#### **1.5. Avaliação econômica**

Projetos de implantação de sistemas fotovoltaicos envolvem muitas vezes um investimento elevado e muito superior ao investimento necessário para gerar energia através de métodos mais tradicionais.

Com isso, sempre é necessário que seja feita uma análise econômica bem detalhada antes de se tomar a decisão final de seguir com um projeto de sistema fotovoltaico.

Um dos métodos da Engenharia Econômica para determinar se um investimento é atrativo (ou seja, gera retorno financeiro para o investidor) é o Valor Presente Líquido (VPL).

Este método caracteriza-se pela transferência para o instante presente de todas as variações de caixa esperadas, descontadas à taxa mínima de atratividade. Ou seja, seria o transporte para a data zero de um diagrama de fluxo de caixa, de todos os recebimentos e desembolsos esperados, descontados à taxa de juros considerada (18).

Se o VPL for positivo, o investimento é atrativo e quanto maior for este valor positivo, mais atrativa é a proposta. Abaixo, a fórmula do VPL:

$$VPL = \sum_{n=1}^{n=N} \frac{FC_t}{(1+i)^n} \quad (\text{Equação 1})$$

Onde:

VPL: valor presente líquido;

FC<sub>t</sub>: Fluxo de caixa no tempo t;

t: tempo em anos;

n: número do ano na sequência de momentos considerados;

i: taxa de juros considerada para o período.

## 2. METODOLOGIA

Para a realização do estudo proposto, foi utilizado como principal fonte o Manual de Engenharia Fotovoltaica (19) que fornece as equações necessárias para que um sistema fotovoltaico isolado ou interligado à rede seja dimensionado da melhor maneira.

Para as estimativas de viabilidade financeira dos projetos foi consultada a bibliografia referente à engenharia econômica, área que fornece embasamento para os métodos a serem usados para determinar se o investimento em tais sistemas de produção de energia seriam atrativos.

### 2.1. Projeto do sistema fotovoltaico isolado

O projeto do sistema fotovoltaico isolado inicia-se com o levantamento do consumo de energia da unidade em estudo, neste caso uma residência localizada em Manaus. O consumo será a base para determinar quanto deve ser produzido diariamente pelos painéis solares a fim de atender a demanda do local.

Primeiro passo: fez-se um levantamento do consumo mensal em kWh baseado nas faturas de energia elétrica em um período de 10 meses seguidos. Os valores obtidos estão tabelados abaixo:

Tabela 1: Consumo de energia mensal de uma residência em Manaus

Mês /Ano	Consumo kWh	Valor em R\$ da energia consumida
nov/16	710	511,2
dez/16	900	648
jan/17	660	475,2
fev/17	610	439,2
mar/17	700	504
abr/17	930	669,6
mai/17	600	432
jun/17	940	676,8
jul/17	950	684
ago/17	930	669,6
<b>Média Mensal</b>	<b>793</b>	<b>571</b>
<b>Valor da tarifa com impostos</b>	0,72	

Fonte: próprio autor

Segundo passo: fez-se um levantamento dos aparelhos existentes na casa e estimou-se o uso hora a hora desses equipamentos. Dessa forma, pode-se determinar os períodos do dia em que há maior necessidade de energia e definir qual a maior demanda diária que o sistema de geração de energia terá de suportar. Assim, traçou-se o gráfico de carga da residência conforme a hora do dia:

Figura 7: Curva de carga diária



Fonte: próprio autor

Conclui-se pelo gráfico que o horário de pico é durante a noite, quando todos os moradores estão em casa, a maioria das lâmpadas está acesa e também estão ligados os aparelhos de ar condicionado. Nesse momento, a potência máxima consumida aproxima-se dos 5kWh.

Para determinar a potência instalada do sistema fotovoltaico, utilizou-se o método do mês crítico, ou seja, o mês de maior consumo será utilizado como referência para os cálculos de potência necessária. De acordo com a tabela 1 (mostrada acima), julho de 2017 foi o mês com o maior consumo de energia dentro do período avaliado.

Terceiro passo: sabendo-se o consumo mensal, deve-se calcular a média de consumo diário dividindo o valor total pela quantidade de dias do mês de referência.

Quarto passo: o consumo final a ser considerado para os cálculos toma em conta este consumo diário encontrado a partir da análise das faturas de energia elétrica e também a eficiência do conjunto de baterias e do inversor que serão utilizados de acordo com a equação:

$$C_{fin} = \frac{E_c}{\eta_{bat}\eta_{inv}} \quad (\text{equação 2})$$

Onde:

$C_{fin}$  é o consumo final diário de energia;

$E_c$  é a energia consumida em um dia de acordo com o método do mês crítico;

$\eta_{bat}$  é a eficiência das baterias;

$\eta_{inv}$  é a eficiência do inversor;

Quinto passo: com o consumo final pode-se calcular quanto deverá ser a potência ativa do gerador fotovoltaico:

$$P_{GFV} = \frac{C_{fin}}{HSP \times F_{red1} \times F_{red2}} \quad (\text{equação 3})$$

Onde:

$P_{GFV}$  é a potência do gerador fotovoltaico;

$HSP$  são as Horas de Sol Pleno para a região onde será feita a instalação;

$F_{red1}$  e  $F_{red2}$  são fatores de redução que levam em consideração diversas perdas do sistemas como acúmulo de sujeira nos painéis, degradação física permanente ao longo do tempo, perdas pela temperatura e perdas nas fiações, controladores diodos e demais componentes.

Sexto passo: a partir da potência ativa total a ser gerada, determina-se o número de módulos necessários de acordo com a equação a seguir:

$$N_{Mod} = \frac{P_{GFV}}{P_{Mod}} \quad (\text{equação 4})$$

Onde:

$N_{Mod}$  é o número de módulos (painéis) solares;

$P_{Mod}$  é a potência de pico de cada painel fotovoltaico.

Sétimo passo: determina-se o número de módulos que deverão ser ligados em série levando em consideração qual a tensão contínua na qual o sistema trabalhará.

$$N_{MS} = \frac{1,2 \times V_{BB}}{V_{MP}} \quad (\text{equação 5})$$

Onde:

$N_{MS}$  é o número de módulos em série;

$V_{BB}$  é a tensão contínua de operação do sistema, tipicamente, 12, 24 ou 48 volts;

$V_{MP}$  é a tensão na máxima potência dos painéis solares.

O fator multiplicativo 1,2 utilizado na equação considera que o conjunto de painéis solares precisa carregar o conjunto de baterias até uma tensão 20% acima da nominal, uma vez

que a tensão de carregamento das baterias é acima da tensão nominal de operação das mesmas, além do mais, é considerada ainda alguma perda ôhmica devido ao aumento de temperatura.

Oitavo passo: após determinar o arranjo de painéis em série, calcula-se o número de painéis em paralelo, o que é comumente chamado de número de filas em paralelo ( $N_{FP}$ ).

$$N_{FP} = \frac{N_{Mod}}{N_{MS}} \quad (\text{equação 6})$$

Nono passo: calcula-se também qual será a corrente máxima gerada pelo conjunto de painéis fotovoltaicos com base na potência do conjunto e na tensão DC do sistema:

$$I_{GFV} = \frac{P_{GFV}}{V_{BB}} \quad (\text{equação 7})$$

Onde  $I_{GFV}$  é a corrente máxima do gerador fotovoltaico.

Décimo passo: inicia-se o dimensionamento do banco de baterias a partir do cálculo da energia ativa do conjunto de acordo com a equação:

$$C_{BWh} = \frac{C_{fin} \times N}{PD_{máx}} \quad (\text{equação 8})$$

Onde:

$C_{BWh}$  é a energia (ou capacidade) do banco de baterias em Wh;

$N$  é a autonomia que se deseja para o banco de baterias em dias, ou seja, quanto tempo a habitação poderá ser suprida somente pelas baterias em casos de ausência de energia do sol para reabastecê-las;

$PD_{máx}$  é a profundidade de descarga máxima das baterias, em torno de 80% para baterias estacionárias e 50% para baterias automotivas.

Décimo-primeiro passo: calcula-se também a capacidade do banco de baterias em Ah ( $C_{BAh}$ ) da seguinte forma:

$$C_{BAh} = \frac{C_{BWh}}{V_{BB}} \quad (\text{equação 9})$$

Décimo-segundo passo: obtém-se a quantidade de baterias em paralelo, a partir da capacidade em Ah de cada bateria ( $C_{IB}$ ) e dividindo-se a corrente total do conjunto por esse valor:

$$N_{BatP} = \frac{C_{BAh}}{C_{IB}} \quad (\text{equação 10})$$

Décimo-terceiro passo: sabendo-se a tensão individual de cada bateria ( $V_{IB}$ ), determina-se quantas ficarão em série para que se atinja o valor da tensão contínua preestabelecida para o sistema:

$$N_{Bat_S} = \frac{V_{BB}}{V_{IB}} \quad (\text{equação 11})$$

Com essas informações, é possível dimensionar o controlador de carga, ou seja, definir quais as características mínimas para que o controlador de carga a ser adquirido possa atender a energia que será gerada pelo sistema.

Décimo-quarto passo: define-se a corrente máxima na entrada do controlador ( $I_{MC}$ ) de acordo com a fórmula:

$$I_{MC} = 1,25 \times N_{FP} \times I_{SC} \quad (\text{equação 12})$$

Onde:

$I_{SC}$  é a corrente de curto circuito (*short-circuit*) do painel fotovoltaico;

1,25 é um fator de segurança (de 25%) que considera que o conjunto de painéis possa receber uma irradiância de até  $1250\text{W/m}^2$  mesmo que por curtos períodos de tempo. O número de filas em paralelo deve ser levado em consideração para se obter a corrente total.

Vale ressaltar que  $I_{MC}$  pode ser elevada demais para apenas um controlador, logo, será necessário colocar vários controladores em paralelo para suportar toda a corrente.

Décimo-quineto passo: para se saber a quantidade de controladores, deve-se dividir a corrente máxima do sistema pela corrente máxima suportada pelo modelo de controlador a ser utilizado ( $I_{ctrl}$ ).

$$N_{CP} = \frac{I_{MC}}{I_{ctrl}} \quad (\text{equação 13})$$

Décimo-sexto passo: calcula-se também a tensão máxima na entrada do controlador (ou conjunto de controladores):

$$V_{MC} = V_{OC} \times N_{MS} \quad (\text{equação 14})$$

Onde:

$V_{MC}$  é a tensão máxima na entrada do controlador;

$V_{OC}$  é a tensão de circuito-aberto (*open-circuit*) dos painéis.

Para se dimensionar o inversor de tensão que será utilizado, deve-se ter em mente que a potência máxima dele deve ser maior que a potência demandada no período do dia de maior consumo de energia. O período do dia de maior consumo de energia deve ser definido conforme a curva de carga.

Em alguns casos, opta-se por utilizar um inversor que tenha uma potência maior que a potência total instalada no local, considerando que haja grande possibilidade de todos os equipamentos funcionarem ao mesmo tempo.

Nos casos estudados, será utilizado o fator de carregamento de 70% no cálculo da potência nominal do inversor. Este fator é uma medida de segurança para que a potência nominal do inversor escolhido sempre atenda às demandas do projeto. Logo, após calcular a potência do inversor, a mesma é dividida por 0,7 a fim de se encontrar a potência final do equipamento a ser adquirido.

Além disso, o inversor deve fornecer em sua saída uma tensão alternada compatível com a dos aparelhos da casa, 127 ou 220V, fornecer uma onda senoidal com frequência de 60Hz (padrão brasileiro) e também deve ser monofásico, bifásico ou trifásico de acordo com a necessidade.

## 2.2. Projeto do sistema fotovoltaico interligado à rede

Para o projeto do sistema fotovoltaico *on-grid* foi considerado que a potência gerada deve ser a mesma do sistema isolado. Isto ocorre para fins de comparação de viabilidade econômica a ser realizada no decorrer deste trabalho. Sendo assim, considera-se também que a quantidade e o arranjo dos painéis fotovoltaicos será a mesma já calculada na sessão anterior.

Como dito anteriormente, os sistemas conectados à rede não possuem baterias e nem controladores de carga, pois a energia gerada passa direto por um inversor de tensão (ou conjunto de inversores) e segue para a rede elétrica.

Dessa forma, após se definir a potência que será gerada e a quantidade de painéis, deve-se partir para o dimensionamento do inversor que será utilizado.

A potência do inversor deve ser maior que a máxima potência do conjunto de painéis, para garantir que toda a energia gerada seja convertida e injetada na rede.

Primeiro passo: sabendo-se a potência do gerador fotovoltaico e a potência do inversor, calcula-se o Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI) que mostra a relação entre a potência nominal do inversor em corrente alternada ( $P_{NCA}$ ) e a potência de pico gerada pelos painéis solares:

$$FDI = \frac{P_{NCA}}{P_{GFV}} \quad (\text{equação 15})$$

Segundo passo: a tensão suportada na entrada do inversor ( $V_{m\acute{a}x_i}$ ) deve ser maior que a soma das tensões de circuito-aberto dos módulos conectados em série:

$$N_{MS} \times V_{OC} < V_{m\acute{a}x_i} \quad (\text{equação 16})$$

Terceiro passo: da mesma forma, a corrente máxima suportada na entrada do inversor deve ser maior que a soma das correntes de curto-circuito dos módulos conectados em paralelo:

$$N_{FP} \times I_{SC} < I_{m\acute{a}x_i} \quad (\text{equa\c{c}\~{a}o 17})$$

### 2.3. Viabilidade econ\~{o}mica

Para o estudo de viabilidade econ\~{o}mica dos projetos, foi feito um levantamento de pre\c{c}o dos componentes necess\~{a}rios ao sistema para se obter uma estimativa do investimento inicial para cada projeto.

O retorno, ou fluxo de caixa positivo, foi o valor economizado nas faturas de energia el\~{e}trica ao longo do per\~{i}odo considerado para o estudo. Comumente, como os pain\~{e}is fotovoltaicos possuem vida \~{u}til estimada em 25 anos, esse \~{e} o tempo utilizado para definir se o investimento inicial gera retorno ou apenas despesa.

Os c\~{a}lculos de atratividade do investimento foram feitos atrav\~{e}s do conceito de Valor Presente L\~{i}quido.

Foram estabelecidos 3 cen\~{a}rios para estudo, em cada um deles foi considerado que o sistema atenda uma determinada porcentagem da demanda de energia da habita\c{c}\~{a}o.

Dessa forma, para cada caso, o fluxo de caixa anual deu-se pela estimativa da quantia proporcionalmente economizada nas faturas de energia.

### 3. DESENVOLVIMENTO DOS PROJETOS E AVALIAÇÃO ECONÔMICA

Os cálculos apresentados neste capítulo foram realizados utilizando a Planilha para cálculo de SFVI, SFCR e VPL (20).

#### 3.1. Cenário 1: 30% do consumo

O primeiro cenário a ser estudado considera que 30% da demanda de energia da casa será atendida pelos sistemas fotovoltaicos.

Considerando as informações da tabela 1, nota-se que o mês de julho de 2017 teve o maior consumo dentro do período analisado. Com isso, divide-se esse valor pela quantidade de 31 dias para determinar o consumo diário médio dentro do mês de maior consumo, chegando ao valor de 30,65 kWh. Deseja-se que 30% desse consumo seja suprido pelos painéis fotovoltaicos, logo,  $E_c=9,2\text{kWh}$  que será o valor utilizado na equação 2 para determinar o consumo final.

##### 3.1.1 Sistema fotovoltaico isolado

Considerando o valor de  $\eta_{bat} = 0,85$  e  $\eta_{inv} = 0,9$ , obtém-se com a equação 2 o valor de  $C_{fin} = 12,02\text{kWh}$ .

Com isso, utiliza-se a equação 3 para calcular a potência do gerador fotovoltaico sabendo-se que  $HSP = 4,25$ ,  $F_{red1} = 0,75$  e  $F_{red2} = 0,9$ . Obtém-se  $P_{GFV} = 4,19\text{kWp}$ .

A partir disso, considerando que os painéis utilizados para o projeto possuem potência de pico  $P_{Mod} = 280\text{Wp}$  (para módulos de 48 células), encontra-se através da equação 4 que o número necessário de painéis é  $N_{Mod} = 15$  unidades.

Com base na equação 5 e sabendo que a tensão na máxima potência dos painéis é 31,5V e que o sistema funcionará a uma tensão de 24V, encontra-se  $N_{MS} = 0,91$ . Logo, não há necessidade de associação de módulos em série e todos deverão ser conectados em paralelo.

Com a equação 7 pode-se determinar a corrente do gerador fotovoltaico com base na tensão de operação do sistema e na potência do mesmo. O valor encontrado é  $I_{GFV} = 174,55\text{A}$ .

O próximo passo é definir as características do banco de baterias para o sistema isolado. A primeira delas é a energia que deverá ser acumulada pelo banco. Determina-se que a autonomia do sistema será de 2 dias ( $N=2$ ) e que as baterias possuem profundidade de descarga máxima ( $PD_{m\acute{a}x}$ ) de 80%. Assim, conforme a equação 8 a capacidade do banco de baterias será  $C_{BWh} = 30,04\text{kWh}$ .

Esta mesma capacidade pode ser expressa em Ah, conforme a equação 9, que fornece o valor  $C_{BAh} = 1,25kAh$ .

Considerando que o modelo de baterias utilizado para o projeto possui uma capacidade de 220Ah/20h, com a equação 10 pode-se determinar a quantidade necessária de banco de baterias para atender a demanda de corrente calculada para o circuito. O valor obtido é aproximadamente  $N_{BatP} = 6$  bancos de baterias.

Como a tensão nominal delas é 12V enquanto deseja-se um sistema operando em 24V, precisa-se que cada banco se composto de 2 baterias em série para fornecer a tensão requisitada pelo projeto, logo, tem-se um total de 12 baterias.

Para dimensionar o controlador de carga, calcula-se inicialmente a corrente máxima que deverá ser suportada na entrada dele. Para isso usa-se a equação 12. Considerando que a corrente de curto-circuito ( $I_{SC}$ ) dos painéis utilizados é de 9,43A e que serão 15 filas em paralelo, tem-se que  $I_{MC} = 188,66A$ .

O valor encontrado é muito elevado para ser suportado por apenas um controlador, logo, deve ser utilizada uma combinação de controladores em paralelo para que eles dividam a corrente entre si. O controlador com maior capacidade de corrente encontrado, suporta até 80A ( $I_{ctrl}$ ), logo, são necessários 3 controladores (equação 13) para que eles suportem toda a corrente de forma segura.

A máxima tensão na entrada dos controladores calcula-se com base na tensão de circuito-aberto dos painéis solares e na quantidade de painéis em série de acordo com a equação 14. Sendo  $V_{OC} = 38,5V$ , tem-se que  $V_{MC} = 38,5V$ .

O inversor de tensão é dimensionado com base na potência que ele deve suportar. Para o sistema isolado, essa potência é retirada da tabela 1, no momento do dia em que se estima que a maior quantidade de energia será necessária (por volta das 19 horas). De acordo com o gráfico, nesse momento há uma demanda de aproximadamente 5kW. Contudo, deve-se lembrar que o sistema neste cenário está sendo calculado para atender somente 30% da demanda total, logo, o inversor atenderá somente 30% dessa demanda de pico diária. Ou seja, o inversor deve ser capaz de gerar 1,5kW em sua saída. Antes de escolher o equipamento a ser comprado, deve-se também considerar o fator de carregamento de 70% a fim de garantir a segurança do sistema e que o inversor atenda à toda demanda. Sendo assim, dividindo-se 1,5kW por 0,7 e obtém-se que a potência nominal final do inversor deve ser de 2,14kW. Optou-se pela escolha de 2 inversores de 1,2kW com tensão de 127V, monofásica, senoidal e frequência de 60Hz.

### 3.1.2 Sistema Fotovoltaico interligado à rede

Para o sistema interligado à rede, será mantido o mesmo valor de potência instalada do gerador fotovoltaico, logo, será usada a mesma quantidade de painéis.

Este sistema, não necessita de baterias e nem de controlador de carga, então, segue-se para o dimensionamento do inversor o qual não seguirá o mesmo raciocínio utilizado para o sistema isolado. Neste caso, o inversor deve ser capaz de suprir toda a energia gerada pelos painéis, e não somente a energia de pico da habitação, para garantir que toda energia produzida seja injetada na rede. Sabendo que  $P_{GFV} = 4,19\text{kWp}$ , optou-se por utilizar dois inversores de 3kW potência.

Com a potência do inversor escolhida, pode-se calcular o Fator de Dimensionamento do Inversor de acordo com a equação 15 obtendo-se o valor  $FDI = 1$ .

A tensão máxima na entrada do inversor será similar à tensão máxima na entrada do controlador (no caso do sistema isolado), dependendo da tensão de circuito-aberto das placas solares ligadas em série. Dessa forma, de acordo com a equação 16,  $V_{m\acute{a}x_i} > 38,5V$ .

E por conseguinte, a corrente na entrada do inversor deve ser superior ao somatório das correntes de curto-circuito dos painéis ligados em paralelo. Conforme a equação 17, conclui-se que  $I_{m\acute{a}x_i} > 150,88A$ .

A tabela a seguir mostra os dispositivos necessários para cada um dos sistemas, suas respectivas quantidades e o custo estimado de cada um deles para que se tenha o valor aproximado do investimento necessário:

Tabela 2: Materiais e respectivos valores para o cenário 1

1º Caso: 30%							
Sistema isolado				Sistema interligado à rede			
Dispositivo	Quantidade	Preço unitário	Preço Total	Dispositivo	Quantidade	Preço unitário	Preço Total
Painéis solares	15	R\$ 667,00	R\$ 10.005,00	Painéis solares	15	R\$ 667,00	R\$ 10.005,00
Baterias	12	R\$ 1.100,00	R\$ 13.200,00	Baterias	0	R\$ 1.100,00	R\$ -
Controladores	3	R\$ 450,00	R\$ 1.350,00	Controladores	0	R\$ 450,00	R\$ -
Inversor de tensão	2	R\$ 540,00	R\$ 1.080,00	Inversor de tensão	2	R\$ 1.600,00	R\$ 3.200,00
Suportes, cabeamento, conectores, outros	15%	R\$ -	R\$ 3.845,25	Suportes, cabeamento, conectores, outros	15%	R\$ -	R\$ 1.980,75
Projeto, mão-de-obra, aprovação junto à concessionária	25%	R\$ -	R\$ 7.370,06	Projeto, mão-de-obra, aprovação junto à concessionária	25%	R\$ -	R\$ 3.796,44
Investimento total	1	R\$ -	R\$ 36.850,31	Investimento total	1	R\$ -	R\$ 18.982,19
Preço por potência instalada (R\$/Wp)			R\$ 8,79	Preço por potência instalada (R\$/Wp)			R\$ 4,53

Fonte: próprio autor.

Ressalta-se que a tabela acima – assim como as demais similares mostradas nos próximos itens – incluem o valor da mão-de-obra, valor do material de suporte e demais dispositivos menores necessários para o funcionamento completo do sistema. Esse valor é estabelecido como uma porcentagem do valor dos dispositivos principais do sistema com base em análise de mercado e de projetos desenvolvidos por empresas do ramo.

### 3.2. Cenário 2: 50% do consumo

O segundo caso a ser estudado considera que 50% da demanda de energia da casa será atendida pelos sistemas fotovoltaicos.

Conforme calculado na sessão anterior, temos que o consumo diário médio é de 30,65 kWh. Uma vez que se deseja que 50% desse consumo seja suprido pelos sistemas fotovoltaicos, encontra-se  $E_c = 15,3 \text{ kWh}$ .

#### 3.2.1 Sistema fotovoltaico isolado

Considerando o valor de  $\eta_{bat} = 0,85$  e  $\eta_{inv} = 0,9$ , obtém-se com a equação 2 o valor de  $C_{fin} = 20,03 \text{ kWh}$ .

Com isso, utiliza-se a equação 3 para calcular a potência do gerador fotovoltaico sabendo-se que  $HSP = 4,25$ ,  $F_{red1} = 0,75$  e  $F_{red2} = 0,9$ . Obtém-se  $P_{GFV} = 6,98 \text{ kWp}$ .

A partir disso, considerando que os painéis possuem potência de pico  $P_{Mod} = 280 \text{ Wp}$ , encontra-se através da equação 4 que o número necessário de painéis para o segundo caso é  $N_{Mod} = 25$  unidades.

Com base na equação 5, nota-se que a quantidade de painéis em série depende apenas da tensão de operação do sistema e da tensão na máxima potência dos painéis, ambos valores que não variam de um caso para o outro. Dessa forma, assim como no primeiro caso, teremos  $N_{MS} = 0,91$ , não havendo necessidade de associação de módulos em série.

Com a equação 7 pode-se determinar a corrente do gerador fotovoltaico com base na tensão de operação do sistema e na potência do mesmo. O valor encontrado agora é  $I_{GFV} = 290,92 \text{ A}$ .

Para definir as características do banco de baterias para o sistema isolado serão considerados os mesmos parâmetros já utilizados no primeiro caso: autonomia do sistema de 2 dias ( $N=2$ ), profundidade de descarga máxima ( $PD_{m\acute{a}x}$ ) de 80% e baterias com capacidade de 220Ah/20h e tensão nominal de 12 volts.

Assim, conforme a equação 8 a capacidade do banco de baterias será  $C_{BWh} = 50,07 \text{ kWh}$ .

Esta mesma capacidade pode ser expressa em Ah, conforme a equação 9, encontrando-se o valor  $C_{BAh} = 2,09\text{kAh}$ .

Com a equação 10 calcula-se a quantidade necessária de banco de baterias para atender a demanda do circuito,  $N_{Bat_P} = 9$  bancos de baterias que serão arranjados em séries, cada um com 2 unidades para se atingir a tensão de 24 volts na qual o circuito opera. Sendo assim, serão 18 baterias no total.

Para dimensionar o controlador de carga, calcula-se a corrente máxima que deverá ser suportada na entrada dele com a equação 12, lembrando que a corrente de curto-circuito ( $I_{SC}$ ) dos painéis é de 9,43A e que neste caso serão 25 filas em paralelo, tem-se que  $I_{MC} = 294,69\text{A}$ .

Neste caso, a combinação de controladores em paralelo para suportar a corrente calculada será feita com 4 unidades (equação 13), considerando a capacidade de corrente de cada um igual a 80A ( $I_{ctrl}$ ).

A máxima tensão na entrada dos controladores calcula-se com base na tensão de circuito-aberto dos painéis solares e na quantidade de painéis em série de acordo com a equação 14, logo, este valor permanece sendo  $V_{MC} = 38,5\text{V}$  conforme ocorreu para o primeiro caso.

O inversor de tensão é dimensionado com base no momento do dia em que se estima que a maior quantidade de energia será necessária, de acordo com a tabela 1, por volta das 19 horas, quando há uma demanda de aproximadamente 5kW. Contudo, deve-se lembrar que o sistema neste cenário está sendo calculado para atender somente 50% da demanda total, logo, o inversor atenderá somente 50% dessa demanda de pico diária. Ou seja, o inversor deve ser capaz de gerar 2,5kW em sua saída. Antes de escolher o equipamento a ser comprado, deve-se também considerar o fator de carregamento de 70% a fim de garantir a segurança do sistema e que o inversor atenda à toda demanda. Sendo assim, divide-se 2,5kW por 0,7 e obtém-se que a potência nominal final do inversor deve ser de 3,6kW. Optou-se pela escolha de 3 inversores de 1,2kW com tensão de 127V, monofásica, senoidal e frequência de 60Hz.

### 3.2.2 Sistema fotovoltaico interligado à rede

Para o sistema interligado à rede, é mantido o mesmo valor de potência instalada do gerador fotovoltaico, então tem-se que será usada a mesma quantidade de painéis a fins de comparação entre os sistemas.

Conforme dito anteriormente, o inversor deve ser capaz de suprir toda a energia gerada pelos painéis para garantir que toda energia produzida seja injetada na rede. Sabendo que a  $P_{GFV} = 6,98\text{kWp}$ , optou-se por utilizar 3 inversores de 3kW com tensão de 127V, monofásica, senoidal e frequência de 60Hz.

Com a potência do inversor escolhida, pode-se calcular o Fator de Dimensionamento do Inversor de acordo com a equação 15 obtendo-se o valor aproximado de  $FDI = 1$ .

A tensão máxima na entrada do conjunto de inversores será similar à tensão máxima na entrada do controlador (no caso do sistema isolado), dependendo da tensão de circuito-aberto das placas solares ligadas em série. Dessa forma, de acordo com a equação 16,  $V_{m\acute{a}x_i} > 38,5V$ .

E por conseguinte, a corrente na entrada do conjunto de inversores deve ser superior ao somatório das correntes de curto-circuito dos painéis ligados em paralelo. Conforme a equação 17, conclui-se que  $I_{m\acute{a}x_i} > 235,75A$ .

A tabela a seguir mostra os dispositivos necessários para cada um dos sistemas, suas respectivas quantidades e o custo estimado de cada um deles para que se tenha o valor aproximado do investimento necessário:

Tabela 3: Materiais e respectivos valores para o cenário 2

2º Caso: 50%							
Sistema isolado				Sistema interligado à rede			
Dispositivo	Quantidade	Preço unitário	Preço Total	Dispositivo	Quantidade	Preço unitário	Preço Total
Painéis solares	25	R\$ 667,00	R\$ 16.675,00	Painéis solares	25	R\$ 667,00	R\$ 16.675,00
Baterias	18	R\$ 1.100,00	R\$ 19.800,00	Baterias	0	R\$ 1.100,00	R\$ -
Controladores	4	R\$ 450,00	R\$ 1.800,00	Controladores	0	R\$ 450,00	R\$ -
Inversor de tensão	3	R\$ 540,00	R\$ 1.620,00	Inversor de tensão	3	R\$ 1.600,00	R\$ 4.800,00
Suportes, cabeamento, conectores, outros	15%	R\$ -	R\$ 5.984,25	Suportes, cabeamento, conectores, outros	15%	R\$ -	R\$ 3.221,25
Projeto, mão-de-obra, aprovação junto à concessionária	25%	R\$ -	R\$ 11.469,81	Projeto, mão-de-obra, aprovação junto à concessionária	25%	R\$ -	R\$ 6.174,06
Investimento total	1	R\$ -	R\$ 57.349,06	Investimento total	1	R\$ -	R\$ 30.870,31
Preço por potência instalada (R\$/Wp)			R\$ 8,22	Preço por potência instalada (R\$/Wp)			R\$ 4,42

Fonte: próprio autor.

### 3.3. Cenário 3: 70% do consumo

O terceiro cenário a ser estudado considera que 70% da demanda de energia da casa será atendida pelos sistemas fotovoltaicos.

Sabe-se que o consumo diário médio dentro do mês crítico é de 30,65 kWh. Deseja-se que 70% desse consumo seja suprido pelos painéis fotovoltaicos, logo,  $E_c=21,5kWh$  que será o valor utilizado na equação 2 para determinar o consumo final.

### 3.3.1 Sistema fotovoltaico isolado

Considerando o valor de  $\eta_{bat} = 0,85$  e  $\eta_{inv} = 0,9$ , obtém-se com a equação 2 o valor de  $C_{fin} = 28,04\text{kWh}$ .

Com isso, utiliza-se a equação 3 para calcular a potência do gerador fotovoltaico sabendo-se que  $HSP = 4,25$ ,  $F_{red1} = 0,75$  e  $F_{red2} = 0,9$ . Obtém-se  $P_{GFV} = 9,77\text{kWp}$ .

A partir disso, considerando que os painéis utilizados para o projeto possuem potência de pico  $P_{Mod} = 280\text{Wp}$ , encontra-se através da equação 4 que o número necessário de painéis é  $N_{Mod} = 35$  unidades.

Com base na equação 5 e sabendo que a tensão na máxima potência dos painéis é  $31,5\text{V}$  e que o sistema funcionará a uma tensão de  $24\text{V}$ , encontra-se  $N_{MS} = 0,91$ . Logo, não há necessidade de associação de módulos em série e todos deverão ser conectados em paralelo.

Com a equação 7 determina-se a corrente do gerador fotovoltaico com base na tensão de operação do sistema e na potência do mesmo. O valor encontrado é  $I_{GFV} = 407,28\text{A}$ .

Para definir as características do banco de baterias para o sistema isolado serão considerados os mesmos parâmetros já utilizados nos dois casos anteriores: autonomia do sistema de 2 dias ( $N=2$ ), profundidade de descarga máxima ( $PD_{máx}$ ) de 80% e baterias com capacidade de  $220\text{Ah}/20\text{h}$  e tensão nominal de 12 volts.

Assim, conforme a equação 8 a capacidade do banco de baterias será  $C_{BWh} = 70,10\text{kWh}$ .

Esta mesma capacidade pode ser expressa em Ah, conforme a equação 9, encontrando-se o valor  $C_{BAh} = 2,92\text{kAh}$ .

Com a equação 10 calcula-se a quantidade necessária de banco de baterias para atender a demanda do circuito,  $N_{Batp} = 13$  baterias que serão arranjadas em série de 2 unidades para se atingir a tensão de 24 volts na qual o circuito opera. Sendo assim, serão 26 baterias no total.

Para dimensionar o controlador de carga, calcula-se a corrente máxima que deverá ser suportada na entrada dele com a equação 12, lembrando que a corrente de curto-circuito ( $I_{SC}$ ) dos painéis é de  $9,43\text{A}$  e que neste caso serão 35 filas em paralelo, tem-se que  $I_{MC} = 412,56\text{A}$ .

Neste caso, a combinação de controladores em paralelo para suportar a corrente calculada será feita com 6 unidades (equação 13), considerando a capacidade de corrente de cada um igual a  $80\text{A}$  ( $I_{ctrl}$ ).

A máxima tensão na entrada dos controladores calcula-se com base na tensão de circuito-aberto dos painéis solares e na quantidade de painéis em série de acordo com a equação 14, logo, este valor permanece sendo  $V_{MC} = 38,5\text{V}$  conforme ocorreu para os casos anteriores.

O inversor de tensão é dimensionado com base no momento do dia em que se estima que a maior quantidade de energia será necessária, de acordo com a tabela 1, por volta das 19 horas, quando há uma demanda de aproximadamente 5kW. Para atender 70% da demanda total o inversor deve ser capaz de gerar 3,5kW em sua saída, e considerando o fator de carregamento igual a 70%, tem-se que a potência final do inversor deve ser de 5kW em tensão de 127V, monofásica, senoidal com frequência de 60Hz. Optou-se nesse caso por utilizar 1 inversor de 5kW.

### 3.3.2 Sistema fotovoltaico interligado à rede

Para o sistema interligado à rede, é mantido o mesmo valor de potência instalada do gerador fotovoltaico, então tem-se que será usada a mesma quantidade de painéis a fins de comparação entre os sistemas.

Sabendo que a  $P_{GFV} = 9,77\text{kWp}$ , optou-se por utilizar 4 inversores de 3kW, totalizando uma capacidade de conversão de 12kW.

Com a potência do inversor escolhida, pode-se calcular o Fator de Dimensionamento do Inversor de acordo com a equação 15 obtendo-se o valor aproximado de  $FDI = 1$ .

A tensão máxima na entrada do inversor será similar à tensão máxima na entrada do controlador (no caso do sistema isolado), dependendo da tensão de circuito-aberto das placas solares ligadas em série. Dessa forma, de acordo com a equação 16,  $V_{m\acute{a}x_i} > 38,5V$ .

E por conseguinte, a corrente na entrada do conjunto de inversores deve ser superior ao somatório das correntes de curto-circuito dos painéis ligados em paralelo. Conforme a equação 17, conclui-se que  $I_{m\acute{a}x_i} > 330,05A$ .

A tabela a seguir mostra os dispositivos necessários para cada um dos sistemas, suas respectivas quantidades e o custo estimado de cada um deles para que se tenha o valor aproximado do investimento necessário:

Tabela 4: Materiais e respectivos valores para o cenário 3

3º Caso: 70%							
Sistema isolado				Sistema interligado à rede			
Dispositivo	Quantidade	Preço unitário	Preço Total	Dispositivo	Quantidade	Preço unitário	Preço Total
Painéis solares	35	R\$ 667,00	R\$ 23.345,00	Painéis solares	35	R\$ 667,00	R\$ 23.345,00
Baterias	26	R\$ 1.100,00	R\$ 28.600,00	Baterias	0	R\$ 1.100,00	R\$ -
Controladores	6	R\$ 450,00	R\$ 2.700,00	Controladores	0	R\$ 450,00	R\$ -
Inversor de tensão	1	R\$ 2.430,00	R\$ 2.430,00	Inversor de tensão	4	R\$ 1.600,00	R\$ 6.400,00
Suportes, cabeamento, conectores, outros	15%	R\$ -	R\$ 8.561,25	Suportes, cabeamento, conectores, outros	15%	R\$ -	R\$ 4.461,75
Projeto, mão-de-obra, aprovação junto à concessionária	25%	R\$ -	R\$ 16.409,06	Projeto, mão-de-obra, aprovação junto à concessionária	25%	R\$ -	R\$ 8.551,69
Investimento total	1	R\$ -	R\$ 82.045,31	Investimento total	1	R\$ -	R\$ 42.758,44
Preço por potência instalada (R\$/Wp)			R\$ 8,40	Preço por potência instalada (R\$/Wp)			R\$ 4,38

Fonte: próprio autor.

### 3.4. Estudo do retorno econômico

Após definir nas sessões anteriores o investimento inicial necessário para cada um dos cenários, pode-se iniciar o cálculo do retorno econômico em cada uma das situações utilizando a equação 1 que define o valor presente líquido:

$$VPL = \sum_{n=1}^{n=N} \frac{FC_t}{(1+i)^n}$$

Na referida equação será considerado o tempo ( $t$ ) de 25 anos com base na vida útil estimada para os painéis fotovoltaicos. Com isso,  $N$  irá variar de 1 a 25.

O fluxo de caixa (FC) será inicialmente uma porcentagem do valor de R\$571,00 que é o valor médio mensal em reais da energia consumida de acordo com a tabela 1 multiplicado por 12 meses. A porcentagem será equivalente ao quanto se pretende suprir da demanda da unidade consumidora em cada caso. O fluxo de caixa será composto ainda pelas despesas anuais de manutenção do sistema estimadas em 0,5% do valor do investimento total e que consideram a necessidade de limpeza e possíveis gastos com reparos.

A taxa de juros, ou taxa de atratividade ( $i$ ), será no mínimo 2,33% para que se tenha um valor igual ou maior que a atual taxa de rentabilidade real anual da caderneta de poupança – 2,33% a.a. - (21) que é o investimento mais simples existente atualmente.

As tabelas de cálculo mostradas a seguir foram geradas fazendo uso da função VPL do Microsoft Office Excel 2013. A função utiliza como argumentos a taxa de atratividade e os fluxos de caixas anuais inseridos, o investimento inicial do projeto é subtraído ao fim da função

para que se obtenha o valor real do retorno. Sendo o valor positivo, considera-se que o investimento é atrativo; no caso de valor negativo, o investimento não é atrativo para a taxa de retorno desejada.

### 3.4.1 Cenário 1: 30% do consumo

Para o primeiro cenário, onde se deseja suprir 30% da demanda de energia da casa, o fluxo de caixa anual foi composto por 30% de R\$571,00 (R\$171,30) multiplicado por 12 meses, totalizando R\$ 2.055,60. Para o SFVI foi aplicado um desconto de R\$184,25 referentes às despesas anuais de manutenção. Já para o SFCR o desconto é de R\$ 94,91. A taxa de atratividade para ambos os casos foi de 2,33%. Estes valores e o cálculo final do VPL estão demonstrados nas tabelas a seguir:

Tabela 5: Cálculo do VPL para o sistema isolado do cenário 1

1º caso: 30%					
Sistema isolado					
i	2,33%	FC ano 8	R\$ 1.871,35	FC ano 17	R\$ 1.871,35
Investimento	-R\$ 36.850,31	FC ano 9	R\$ 1.871,35	FC ano 18	R\$ 1.871,35
FC ano 1	R\$ 1.871,35	FC ano 10	R\$ 1.871,35	FC ano 19	R\$ 1.871,35
FC ano 2	R\$ 1.871,35	FC ano 11	R\$ 1.871,35	FC ano 20	R\$ 1.871,35
FC ano 3	R\$ 1.871,35	FC ano 12	R\$ 1.871,35	FC ano 21	R\$ 1.871,35
FC ano 4	R\$ 1.871,35	FC ano 13	R\$ 1.871,35	FC ano 22	R\$ 1.871,35
FC ano 5	R\$ 1.871,35	FC ano 14	R\$ 1.871,35	FC ano 23	R\$ 1.871,35
FC ano 6	R\$ 1.871,35	FC ano 15	R\$ 1.871,35	FC ano 24	R\$ 1.871,35
FC ano 7	R\$ 1.871,35	FC ano 16	R\$ 1.871,35	FC ano 25	R\$ 1.871,35
VPL	-R\$ 1.691,85				
Manutenção anual	-R\$ 184,25				

Fonte: próprio autor.

Tabela 6: Cálculo do VPL para o sistema interligado à rede do cenário 1

1º caso: 30%					
Sistema interligado à rede					
i	<b>2,33%</b>	FC ano 8	R\$ 1.960,69	FC ano 17	R\$ 1.960,69
Investimento	<b>-R\$ 18.982,19</b>	FC ano 9	R\$ 1.960,69	FC ano 18	R\$ 1.960,69
FC ano 1	R\$ 1.960,69	FC ano 10	R\$ 1.960,69	FC ano 19	R\$ 1.960,69
FC ano 2	R\$ 1.960,69	FC ano 11	R\$ 1.960,69	FC ano 20	R\$ 1.960,69
FC ano 3	R\$ 1.960,69	FC ano 12	R\$ 1.960,69	FC ano 21	R\$ 1.960,69
FC ano 4	R\$ 1.960,69	FC ano 13	R\$ 1.960,69	FC ano 22	R\$ 1.960,69
FC ano 5	R\$ 1.960,69	FC ano 14	R\$ 1.960,69	FC ano 23	R\$ 1.960,69
FC ano 6	R\$ 1.960,69	FC ano 15	R\$ 1.960,69	FC ano 24	R\$ 1.960,69
FC ano 7	R\$ 1.960,69	FC ano 16	R\$ 1.960,69	FC ano 25	R\$ 1.960,69
VPL	R\$ 17.854,78				
Manutenção anual	-R\$ 94,91				

Fonte: próprio autor.

Alterando os valores da taxa de atratividade para o sistema interligado, percebeu-se que mesmo com uma taxa de 9,1%, o investimento ainda é minimamente atrativo, conforme a tabela a seguir:

Tabela 7: Cálculo do VPL para o sistema interligado à rede do cenário 1 com  $i=9,1\%$

1º caso: 30%					
Sistema interligado à rede					
i	<b>9,10%</b>	FC ano 8	R\$ 1.960,69	FC ano 17	R\$ 1.960,69
Investimento	<b>-R\$ 18.982,19</b>	FC ano 9	R\$ 1.960,69	FC ano 18	R\$ 1.960,69
FC ano 1	R\$ 1.960,69	FC ano 10	R\$ 1.960,69	FC ano 19	R\$ 1.960,69
FC ano 2	R\$ 1.960,69	FC ano 11	R\$ 1.960,69	FC ano 20	R\$ 1.960,69
FC ano 3	R\$ 1.960,69	FC ano 12	R\$ 1.960,69	FC ano 21	R\$ 1.960,69
FC ano 4	R\$ 1.960,69	FC ano 13	R\$ 1.960,69	FC ano 22	R\$ 1.960,69
FC ano 5	R\$ 1.960,69	FC ano 14	R\$ 1.960,69	FC ano 23	R\$ 1.960,69
FC ano 6	R\$ 1.960,69	FC ano 15	R\$ 1.960,69	FC ano 24	R\$ 1.960,69
FC ano 7	R\$ 1.960,69	FC ano 16	R\$ 1.960,69	FC ano 25	R\$ 1.960,69
VPL	R\$ 121,83				
Manutenção anual	-R\$ 94,91				

Fonte: próprio autor

#### 3.4.2 Cenário 2: 50% do consumo

Para o segundo cenário, onde se deseja suprir 50% da demanda de energia elétrica da casa, o fluxo de caixa anual foi composto por 50% de R\$571,00 (R\$ 285,50) multiplicado por 12 meses, totalizando R\$ 3.426,00. Para o SFVI foi aplicado um desconto de R\$286,75

referentes às despesas anuais de manutenção. Já para o SFCR o desconto é de R\$ 154,35. A taxa de atratividade para ambos os casos foi de 2,5%. Estes valores e o cálculo final do VPL estão demonstrados nas tabelas a seguir:

Tabela 8: Cálculo do VPL para o sistema isolado do cenário 2

2º caso: 50%					
Sistema isolado					
i	2,50%	FC ano 8	R\$ 3.139,25	FC ano 17	R\$ 3.139,25
Investimento	-R\$ 57.349,06	FC ano 9	R\$ 3.139,25	FC ano 18	R\$ 3.139,25
FC ano 1	R\$ 3.139,25	FC ano 10	R\$ 3.139,25	FC ano 19	R\$ 3.139,25
FC ano 2	R\$ 3.139,25	FC ano 11	R\$ 3.139,25	FC ano 20	R\$ 3.139,25
FC ano 3	R\$ 3.139,25	FC ano 12	R\$ 3.139,25	FC ano 21	R\$ 3.139,25
FC ano 4	R\$ 3.139,25	FC ano 13	R\$ 3.139,25	FC ano 22	R\$ 3.139,25
FC ano 5	R\$ 3.139,25	FC ano 14	R\$ 3.139,25	FC ano 23	R\$ 3.139,25
FC ano 6	R\$ 3.139,25	FC ano 15	R\$ 3.139,25	FC ano 24	R\$ 3.139,25
FC ano 7	R\$ 3.139,25	FC ano 16	R\$ 3.139,25	FC ano 25	R\$ 3.139,25
VPL	R\$ 489,75				
Manutenção anual	-R\$ 286,75				

Fonte: próprio autor.

Tabela 9: Cálculo do VPL para o sistema interligado à rede do cenário 2

2º caso: 50%					
Sistema interligado à rede					
i	2,50%	FC ano 8	R\$ 3.271,65	FC ano 17	R\$ 3.271,65
Investimento	-R\$ 30.870,31	FC ano 9	R\$ 3.271,65	FC ano 18	R\$ 3.271,65
FC ano 1	R\$ 3.271,65	FC ano 10	R\$ 3.271,65	FC ano 19	R\$ 3.271,65
FC ano 2	R\$ 3.271,65	FC ano 11	R\$ 3.271,65	FC ano 20	R\$ 3.271,65
FC ano 3	R\$ 3.271,65	FC ano 12	R\$ 3.271,65	FC ano 21	R\$ 3.271,65
FC ano 4	R\$ 3.271,65	FC ano 13	R\$ 3.271,65	FC ano 22	R\$ 3.271,65
FC ano 5	R\$ 3.271,65	FC ano 14	R\$ 3.271,65	FC ano 23	R\$ 3.271,65
FC ano 6	R\$ 3.271,65	FC ano 15	R\$ 3.271,65	FC ano 24	R\$ 3.271,65
FC ano 7	R\$ 3.271,65	FC ano 16	R\$ 3.271,65	FC ano 25	R\$ 3.271,65
VPL	R\$ 29.407,77				
Manutenção anual	-R\$ 154,35				

Fonte: próprio autor.

Alterando os valores da taxa de atratividade para o sistema interligado, nota-se que mesmo com uma taxa de 9,4%, o investimento ainda possui atratividade mínima, conforme a tabela a seguir:

Tabela 10: Cálculo do VPL para o sistema interligado à rede do cenário 2 com  $i=9,4\%$ 

2º caso: 50%					
Sistema interligado à rede					
i	9,40%	FC ano 8	R\$ 3.271,65	FC ano 17	R\$ 3.271,65
Investimento	-R\$ 30.870,31	FC ano 9	R\$ 3.271,65	FC ano 18	R\$ 3.271,65
FC ano 1	R\$ 3.271,65	FC ano 10	R\$ 3.271,65	FC ano 19	R\$ 3.271,65
FC ano 2	R\$ 3.271,65	FC ano 11	R\$ 3.271,65	FC ano 20	R\$ 3.271,65
FC ano 3	R\$ 3.271,65	FC ano 12	R\$ 3.271,65	FC ano 21	R\$ 3.271,65
FC ano 4	R\$ 3.271,65	FC ano 13	R\$ 3.271,65	FC ano 22	R\$ 3.271,65
FC ano 5	R\$ 3.271,65	FC ano 14	R\$ 3.271,65	FC ano 23	R\$ 3.271,65
FC ano 6	R\$ 3.271,65	FC ano 15	R\$ 3.271,65	FC ano 24	R\$ 3.271,65
FC ano 7	R\$ 3.271,65	FC ano 16	R\$ 3.271,65	FC ano 25	R\$ 3.271,65
VPL	R\$ 251,43				
Manutenção anual	-R\$ 154,35				

Fonte: próprio autor

### 3.4.3 Cenário 3: 70% do consumo

Para o terceiro cenário, onde se deseja suprir 70% da demanda de energia elétrica da casa, o fluxo de caixa anual foi composto por 70% de R\$571,00 (R\$ 399,70) multiplicado por 12 meses, totalizando R\$ 4.796,40. Para o SFVI foi aplicado um desconto de R\$410,23 referentes às despesas anuais de manutenção. Já para o SFCR o desconto é de R\$ 213,79. A taxa de atratividade para ambos os casos foi de 2,33%. Estes valores e o cálculo final do VPL estão demonstrados nas tabelas a seguir:

Tabela 11: Cálculo do VPL para o sistema isolado do cenário 3

3º caso: 70%					
Sistema isolado					
i	2,33%	FC ano 8	R\$ 4.386,17	FC ano 17	R\$ 4.386,17
Investimento	-R\$ 82.045,31	FC ano 9	R\$ 4.386,17	FC ano 18	R\$ 4.386,17
FC ano 1	R\$ 4.386,17	FC ano 10	R\$ 4.386,17	FC ano 19	R\$ 4.386,17
FC ano 2	R\$ 4.386,17	FC ano 11	R\$ 4.386,17	FC ano 20	R\$ 4.386,17
FC ano 3	R\$ 4.386,17	FC ano 12	R\$ 4.386,17	FC ano 21	R\$ 4.386,17
FC ano 4	R\$ 4.386,17	FC ano 13	R\$ 4.386,17	FC ano 22	R\$ 4.386,17
FC ano 5	R\$ 4.386,17	FC ano 14	R\$ 4.386,17	FC ano 23	R\$ 4.386,17
FC ano 6	R\$ 4.386,17	FC ano 15	R\$ 4.386,17	FC ano 24	R\$ 4.386,17
FC ano 7	R\$ 4.386,17	FC ano 16	R\$ 4.386,17	FC ano 25	R\$ 4.386,17
VPL	R\$ 361,09				
Manutenção anual	-R\$ 410,23				

Fonte: próprio autor.

Tabela 12: Cálculo do VPL para o sistema interligado à rede do cenário 3

3º caso: 70%					
Sistema interligado à rede					
i	<b>2,33%</b>	FC ano 8	R\$ 4.582,61	FC ano 17	R\$ 4.582,61
Investimento	<b>-R\$ 42.758,44</b>	FC ano 9	R\$ 4.582,61	FC ano 18	R\$ 4.582,61
FC ano 1	R\$ 4.582,61	FC ano 10	R\$ 4.582,61	FC ano 19	R\$ 4.582,61
FC ano 2	R\$ 4.582,61	FC ano 11	R\$ 4.582,61	FC ano 20	R\$ 4.582,61
FC ano 3	R\$ 4.582,61	FC ano 12	R\$ 4.582,61	FC ano 21	R\$ 4.582,61
FC ano 4	R\$ 4.582,61	FC ano 13	R\$ 4.582,61	FC ano 22	R\$ 4.582,61
FC ano 5	R\$ 4.582,61	FC ano 14	R\$ 4.582,61	FC ano 23	R\$ 4.582,61
FC ano 6	R\$ 4.582,61	FC ano 15	R\$ 4.582,61	FC ano 24	R\$ 4.582,61
FC ano 7	R\$ 4.582,61	FC ano 16	R\$ 4.582,61	FC ano 25	R\$ 4.582,61
VPL	R\$ 43.338,52				
Manutenção anual	-R\$ 213,79				

Fonte: próprio autor.

Novamente, trabalhando os valores da taxa de atratividade para o sistema interligado, nota-se que mesmo com uma taxa de 9,6% o investimento ainda possui atratividade mínima, conforme a tabela a seguir:

Tabela 13: Cálculo do VPL para o sistema interligado à rede do cenário 3 com  $i=9,6\%$ 

3º caso: 70%					
Sistema interligado à rede					
i	<b>9,60%</b>	FC ano 8	R\$ 4.582,61	FC ano 17	R\$ 4.582,61
Investimento	<b>-R\$ 42.758,44</b>	FC ano 9	R\$ 4.582,61	FC ano 18	R\$ 4.582,61
FC ano 1	R\$ 4.582,61	FC ano 10	R\$ 4.582,61	FC ano 19	R\$ 4.582,61
FC ano 2	R\$ 4.582,61	FC ano 11	R\$ 4.582,61	FC ano 20	R\$ 4.582,61
FC ano 3	R\$ 4.582,61	FC ano 12	R\$ 4.582,61	FC ano 21	R\$ 4.582,61
FC ano 4	R\$ 4.582,61	FC ano 13	R\$ 4.582,61	FC ano 22	R\$ 4.582,61
FC ano 5	R\$ 4.582,61	FC ano 14	R\$ 4.582,61	FC ano 23	R\$ 4.582,61
FC ano 6	R\$ 4.582,61	FC ano 15	R\$ 4.582,61	FC ano 24	R\$ 4.582,61
FC ano 7	R\$ 4.582,61	FC ano 16	R\$ 4.582,61	FC ano 25	R\$ 4.582,61
VPL	R\$ 151,17				
Manutenção anual	-R\$ 213,79				

Fonte: próprio autor.

#### 4. ANÁLISE DOS RESULTADOS OBTIDOS

A partir dos cálculos realizados no capítulo anterior, podem ser traçados alguns comparativos entre os sistemas.

O primeiro ponto é o fato de que o sistema isolado sempre necessita de um maior investimento inicial, uma vez que precisa de baterias e controladores de carga, o que não é necessário para os sistemas interligados à rede elétrica. Assim, através da razão entre os custos de cada sistema, nota-se que o investimento necessário para SFCR é aproximadamente a metade do investimento necessário para o SFVI, conforme demonstrado na tabela a seguir:

Tabela 14: Diferença de custo entre os sistemas para cada cenário

Cenário	Sistema Isolado	Sistema Interligado	Diferença em R\$	Diferença em %
1º	R\$ 36.850,31	R\$ 18.982,19	R\$ 17.868,13	48,5%
2º	R\$ 57.349,06	R\$ 30.870,31	R\$ 26.478,75	46,2%
3º	R\$ 82.045,31	R\$ 42.758,44	R\$ 39.286,88	47,9%
			Média	<b>47,5%</b>

Fonte: próprio autor.

Outro modo bastante utilizado para se ter ideia dos custos de um sistema fotovoltaico é o valor do Wp instalado, ou seja, quanto se paga em reais para cada Wp de potência instalada. Estes valores estão resumidos na tabela a seguir:

Tabela 15: Diferença do preço por Wp (R\$/Wp) em cada cenário

Cenário	Sistema Isolado (R\$/Wp)	Sistema Interligado (R\$/Wp)	Diferença em R\$	Diferença em %
1º	R\$ 8,79	R\$ 4,53	R\$ 4,26	48,5%
2º	R\$ 8,22	R\$ 4,42	R\$ 3,80	46,2%
3º	R\$ 8,40	R\$ 4,38	R\$ 4,02	47,9%
			Média	<b>47,5%</b>

Fonte: próprio autor.

Pela necessidade do banco de baterias, o sistema isolado pode vir a demandar maiores investimentos na estrutura do local, uma vez que as baterias devem ser alocadas em lugar com boas condições de limpeza e temperatura para que funcionem da melhor maneira.

Analisando a tabela 5 (cenário 1), constata-se que para a taxa de atratividade mínima deste trabalho, o SFVI mostrou-se como um investimento não atrativo, uma vez que ao fim de 25 anos o resultado do VPL foi negativo. Ao analisar as tabelas 6 e 7, notou-se que o SFCR gera retorno, uma vez que o valor final do VPL foi positivo para os dois casos, constatando-se ainda que mesmo para uma taxa de atratividade de 9,1% o sistema ainda apresenta retorno positivo.

É interessante ressaltar o ponto no tempo em que o investimento é totalmente pago, ou seja, o ano no qual a soma dos fluxos de caixa é igual ao investimento inicial e a partir de então o usuário começa a obter retorno do investimento. Este ponto é determinado como tempo de *payback* do investimento.

Para o sistema isolado do cenário 1 esse ponto não existe, pois o investimento não foi atrativo. Já no sistema interligado à rede, de acordo com a tabela 6, o investimento está pago ao fim do ano 12.

No sistema conectado à rede, o valor final do VPL representa cerca de 94% do valor do investimento inicial.

Comparando as tabelas 8 e 9 que mostram o VPL do cenário 2, percebe-se que o investimento foi atrativo nos dois sistemas quando se deseja suprir 50% da demanda de energia elétrica da unidade consumidora. Conseguiu-se ainda uma taxa de atratividade de 2,5%, levemente maior que a taxa de lucro real anual da poupança.

Contudo, o SFCR permanece com um retorno muito maior que o SFVI uma vez que o valor final do VPL para o sistema isolado representa apenas 0,85% do investimento inicial enquanto que no sistema interligado essa porcentagem atinge 95,26%.

Além disso, o tempo de *payback* do SFCR sofre uma redução, passando de 12 para 11 anos enquanto o SFVI apresenta retorno apenas ao final dos 25 anos.

Ainda no cenário 2, a tabela 10 mostra que o SFCR apresenta retorno, ainda que mínimo, mesmo para uma taxa de atratividade de 9,4%.

Com as tabelas 11 e 12 pode-se analisar o retorno financeiro para o cenário 3. Novamente, para os dois sistemas temos que o investimento é atrativo, dada a taxa de 2,33%. O tempo de *payback* para o sistema isolado permanece em 25 anos, enquanto que para o sistema interligado permanece em 11 anos.

O valor do VPL sofre uma redução no SFVI, representando apenas 0,44% do valor do investimento total. Já no SFCR, o VPL final representa 101,36% do investimento inicial.

Novamente, na tabela 13, fez-se o teste do maior valor possível para a taxa de atratividade que ainda gera um retorno positivo, obtendo-se o valor de 9,6%.

Essa taxa representa um retorno melhor que o investimento no tesouro direto – outra forma de investimento a fim de comparação, que não cabe ser detalhada no momento - o qual atualmente possui rentabilidade real em torno de 6% (22). Desconsidera-se, contudo, a segurança do investimento, ou seja, a certeza de que ao fim do tempo considerado o retorno real será equivalente ao calculado, e neste ponto o investimento no tesouro direto é um dos mais

seguros possíveis, enquanto que investir em um sistema de energia alternativa ainda apresenta diversas variáveis que poderão influenciar no quanto se lucrará de fato.

Figura 7: Tempo de *payback* para cada um dos cenários e sistemas

Tempo de <i>Payback</i> (anos)		
Cenário	Sistema Isolado	Sistema Interligado
1º	0	12
2º	25	11
3º	25	11

Fonte: próprio autor.

Outro ponto a ser ressaltado é que as baterias usadas nos sistemas isolados não possuem a mesma vida útil estimada para os painéis. Atualmente, a vida útil das baterias gira em torno de 5 a 8 anos. Com isso, a necessidade de troca do conjunto completo de baterias de tempos em tempos reduziria drasticamente a atratividade do investimento se forem considerados os valores atuais desse material.

## CONCLUSÃO

Com base nos resultados encontrados, discutidos e nas comparações realizadas entre os sistemas ao longo dos 3 cenários abordados, obtém-se um bom embasamento para afirmar que hoje o melhor sistema a ser utilizado é o sistema interligado à rede elétrica em termos de retorno financeiro.

Com exceção do cenário 1 para o SFVI, quando comparados com a taxa de rentabilidade real da caderneta de poupança, ambos os tipos de sistemas mostraram-se como investimentos atrativos, sendo o SFCR o que possui maior atratividade, uma vez que o investimento necessário é menor, reduzindo por consequência os custos com mão-de-obra, componentes menores do sistema e com a manutenção anual.

Entretanto, ainda existem pontos na legislação brasileira que não permitem que os sistemas de geração de energia fotovoltaica atinjam todo o seu potencial. Um deles é o fato da energia não poder ser vendida para as concessionárias pelo produtor residencial, ou seja, caso a energia produzida seja maior que a consumida, o excedente é apenas convertido em abatimentos nas contas de energia futuras, limitadas a um período de 60 meses. Outro ponto é que os sistemas interligados à rede continuam sofrendo a influência das quedas de energia, ou seja, caso a energia elétrica sofra uma queda, a habitação que possui o sistema fotovoltaico também ficará sem luz, uma vez que a energia gerada pelo sistema é completamente injetada na rede elétrica.

Os sistemas isolados, por sua vez, continuam sendo a opção para lugares que não contam com sistema de distribuição de energia e também para lugares críticos que não podem ficar sem

energia, como hospitais, por exemplo. Nesses casos, o sistema isolado se mostra como boa opção, uma vez que armazena energia em baterias e não é afetado caso falte energia elétrica na rede da concessionária de luz.

Tais fatores, incentivam empresas a continuar desenvolvendo baterias específicas para os sistemas fotovoltaicos, sendo estas as principais responsáveis por onerar os sistemas isolados e reduzir a atratividade dos mesmos.

Investir em sistemas de geração de energia alternativa ainda exige uma quantidade elevada de recursos iniciais e também só se mostram rentáveis quando analisados em longos períodos de tempo. Com isso, pessoas que possuem o capital necessário para investir na geração de energia, podem acabar se afastando desse mercado e procurando opções mais simples e mais seguras financeiramente para aplicar o seu dinheiro. Faltam melhores incentivos e redução dos custos para que mais pessoas tenham interesse nessa área.

Algo necessário é que os materiais passem a ser produzidos dentro do país a partir das condições climáticas das diversas regiões brasileiras, o que proporcionaria aumento no rendimento dos sistemas fotovoltaicos, uma vez que painéis solares produzidos em outros países, como na Europa e América do Norte, dificilmente encontrarão aqui as condições ideais para um bom rendimento na conversão da energia solar em energia elétrica.

Por fim, alguns pontos não abordados neste trabalho que ficam como sugestão para trabalhos futuros seriam o estudo da valorização de imóveis que possuam produção de energia elétrica a partir da energia solar e também o aumento na rentabilidade dos sistemas caso sejam considerados os aumentos nas taxas de energia elétrica ao longo dos anos.

### REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 1 BRASIL. Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 28 set. 1998.
- 2 BRASIL. Lei nº 9427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 27 dez. 1996.
- 3 BRASIL. Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996. Regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 11 set. 1996.
- 4 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa Nº 390, de 15 de dezembro de 2009. **Diário Oficial da União**, Brasília, 18 dez. 2009.
- 5 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa Nº 389, de 15 de dezembro de 2009. **Diário Oficial da União**, Brasília, 23 dez. 2009.
- 6 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012. **Diário Oficial da União**, Brasília, 19 abr. 2012.
- 7 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa Nº 481, de 17 de abril de 2012. **Diário Oficial da União**, Brasília, 20 abr. 2012.
- 8 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. **Diário Oficial da União**, Brasília, 19 abr. 2012.
- 9 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 11704:2008 – Sistemas fotovoltaicos – Classificação**. Rio de Janeiro, 2008.
- 10 Energia plena. São Paulo: 2016. Disponível em <<http://www.energiaplena.com.br/produtos/painelsolar/painelsolar260w.html>>. Acesso em 05 de junho de 2016.

- 11 GRUPO DE TRABALHO DE ENERGIA SOLAR. **Manual De Engenharia Para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPTEL, 2014.
- 12 Venda de baterias fotovoltaicas. Puebla, México: 2016. Disponível em <<http://www.bretconenergiasolar.com/fotovoltaico3.php>>. Acesso em 05 de junho de 2016.
- 13 Controladores de carga solar. 2016. Disponível em <<https://www.victronenergy.com/solar-charge-controllers>>. Acesso em 05 de junho de 2016.
- 14 Inversor Fronius Centrium. 2016. Disponível em <<https://www.submarino.com.br/produto/14954475/inversor-fronius-centrium>>. Acesso em 05 de junho de 2016.
- 15 Neosolar – Energia solar fotovoltaica. São Paulo: 2016. Disponível em <<http://www.neosolar.com.br/>>. Acesso em 05 de junho de 2016.
- 16 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa Nº 687, de 24 de novembro de 2015. **Diário Oficial da União**, Brasília, 1º mar. 2016.
- 17 Viridian Ecoenergia. São Paulo: 2016. Disponível em <<http://www.viridian.com.br/tecnologia/energia+solar+fotovoltaica/4>>. Acesso em 05 de junho de 2016.
- 18 HIRSCHFELD, H. **Engenharia Econômica e Análise de Custos**. 7ª ed. São Paulo: Atlas, 2014.
- 19 GRUPO DE TRABALHO DE ENERGIA SOLAR. **Manual De Engenharia Para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPTEL, 2014.
- 20 SILVA, F. **Planilha para cálculo de SFVI, SFCR e VPL**. Manaus, 2017. Disponível em <<https://1drv.ms/x/s!AmJl4FUwT-7liHmaEtttnD1888Zn>>.
- 21 Rendimento poupança – veja os juros da poupança hoje e histórico. Belo Horizonte, 2017. Disponível em <<https://blog.toroinvestimentos.com.br/rendimento-poupanca-juros>>. Acesso em 18 de novembro de 2017.
- 22 Rendimento poupança – veja os juros da poupança hoje e histórico. Belo Horizonte, 2017. Disponível em <<https://blog.toroinvestimentos.com.br/rendimento-poupanca-juros>>. Acesso em 18 de novembro de 2017.