

**MINISTÉRIO DA DEFESA  
EXÉRCITO BRASILEIRO  
DEPARTAMENTO DE CIÊNCIA E TECNOLOGIA  
INSTITUTO MILITAR DE ENGENHARIA  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**RODRIGO KASSOUF BALBINO  
STEPHANO GOMES GABRIEL**

**PERSPECTIVAS PARA INSERÇÃO DE FONTES DE ENERGIA NA  
AMAZÔNIA – ANÁLISE COMPARATIVA ECONÔMICO-FINANCEIRA  
PARA OS PELOTÕES ESPECIAIS DE FRONTEIRA**

**Rio de Janeiro  
2016**

**INSTITUTO MILITAR DE ENGENHARIA**

**RODRIGO KASSOUF BALBINO  
STEPHANO GOMES GABRIEL**

**PERSPECTIVAS PARA INSERÇÃO DE FONTES DE  
ENERGIA NA AMAZÔNIA – ANÁLISE COMPARATIVA  
ECONÔMICO-FINANCEIRA PARA OS PELOTÕES  
ESPECIAIS DE FRONTEIRA**

Projeto de Fim de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Instituto Militar de Engenharia, como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Maj Eumir Vergara Salgado

Rio de Janeiro  
2016

c2016

INSTITUTO MILITAR DE ENGENHARIA  
Praça General Tibúrcio, 80 - Praia Vermelha  
Rio de Janeiro - RJ CEP 22290-270

Este exemplar é de propriedade do Instituto Militar de Engenharia, que poderá incluí-lo em base de dados, armazenar em computador, microfilmar ou adotar qualquer forma de arquivamento.

É permitida a menção, reprodução parcial ou integral e a transmissão entre bibliotecas deste trabalho, sem modificação de seu texto, em qualquer meio que esteja ou venha a ser fixado, para pesquisa acadêmica, comentários e citações, desde que sem finalidade comercial e que seja feita a referência bibliográfica completa.

Os conceitos expressos neste trabalho são de responsabilidade do(s) autor(es) e do(s) orientador(es).

621.3 Balbino, Rodrigo Kassouf  
B172p Perspectivas para Inserção de Fontes de Energia na Amazônia – Análise comparativa econômico-financeira para os Pelotões Especiais de Fronteira / Rodrigo Kassouf Balbino, Stephano Gomes Gabriel, orientado por Eumir Vergara Salgado - Rio de Janeiro: Instituto Militar de Engenharia, 2016.

70p.: il.

Projeto de Fim de Curso (graduação) - Instituto Militar de Engenharia, Rio de Janeiro, 2016.

1. Curso de Graduação em Engenharia de Computação - projeto de fim de curso. 1. Energia Elétrica. 2. Energias Renováveis. 3. Pelotões de Fronteira. I. Salgado, Eumir Vergara. II. Título. III. Instituto Militar de Engenharia.

**INSTITUTO MILITAR DE ENGENHARIA**

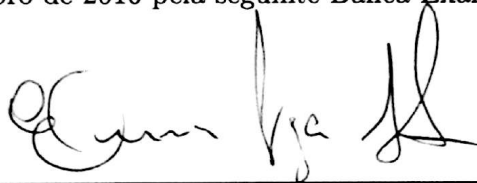
**RODRIGO KASSOUF BALBINO  
STEPHANO GOMES GABRIEL**

**PERSPECTIVAS PARA INSERÇÃO DE FONTES DE  
ENERGIA NA AMAZÔNIA – ANÁLISE COMPARATIVA  
ECONÔMICO-FINANCEIRA PARA OS PELOTÕES  
ESPECIAIS DE FRONTEIRA**

Projeto de Fim de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Instituto Militar de Engenharia, como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

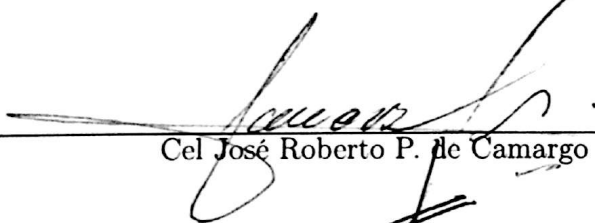
Orientador: Maj Eumir Vergara Salgado

Aprovado em 28 de Setembro de 2016 pela seguinte Banca Examinadora:



---

Maj Eumir Vergara Salgado do IME - Presidente



---

Cel José Roberto P. de Camargo do IME



---

Maj Sandro Santos de Lima do IME

Rio de Janeiro  
2016

Ao 5011 Enterprise.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradecemos a todas as pessoas que nos incentivaram, apoiaram e possibilitaram esta oportunidade de ampliarmos nossos horizontes.

Nossos familiares e amigos.

“Ships will sail around the world but the Flat Earth Society will flourish. ”

WARREN BUFFETT

## SUMÁRIO

LISTA DE ILUSTRAÇÕES .....	8
LISTA DE TABELAS .....	9
LISTA DE SIGLAS .....	10
LISTA DE ABREVIATURAS .....	11
<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>14</b>
1.1 Motivação .....	14
1.2 Objetivo .....	15
1.3 Justificativa .....	15
1.4 Metodologia .....	15
1.5 Estrutura do Texto .....	16
<b>2 PANORAMA DA OFERTA DE ENERGIA NA REGIÃO AMAZÔNICA .....</b>	<b>17</b>
2.1 Matriz Elétrica Nacional .....	17
<b>3 O EXÉRCITO BRASILEIRO NA REGIÃO AMAZÔNICA .....</b>	<b>21</b>
3.1 A Amazônia Brasileira e a Presença do Exército Brasileiro .....	21
3.2 Estratégia Nacional de Defesa – Energia e Desenvolvimento Sustentável .....	24
3.3 Programa Calha Norte .....	27
3.4 Geração de Energia em Comunidades Isoladas – Participação do Exército ...	29
<b>4 MODELAGEM DAS FONTES DE ENERGIA E ANÁLISE FINANCEIRA .....</b>	<b>32</b>
4.1 Previsão das Cargas e Curva de Demanda .....	32
4.2 Geração Fotovoltaica .....	35
4.2.1 Considerações Gerais Sobre a Aplicabilidade de Sistemas Fotovoltaicos .....	35
4.2.2 Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico .....	40
4.2.3 Dimensionamento dos Módulos Fotovoltaicos .....	40
4.3 Geração em Micro ou Pequenas Centrais hidrelétricas .....	47
4.3.1 Considerações Gerais Sobre a Aplicabilidade de Sistemas Hidrelétricos .....	48
4.3.2 Dimensionamento do Sistema Hidrelétrico .....	49



4.4	Fluxo de Caixa .....	50
4.5	Sensibilidade .....	57
4.5.1	Metodologia .....	57
4.5.2	Resultados da Análise de Sensibilidade .....	59
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO</b> .....	<b>61</b>
<b>6</b>	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	<b>62</b>
<b>7</b>	<b>ANEXOS</b> .....	<b>65</b>
7.1	ANEXO 1: PVsyst .....	66

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura2.1	Oferta Interna de Energia no Brasil .....	19
Figura3.1	A Amazônia Brasileira e os Países que Fazem Fronteira .....	22
Figura4.1	Curva de Demanda Horária .....	35
Figura4.2	Radiação Solar Direta Normal no Brasil .....	36
Figura4.3	Radiação Solar Global Horizontal no Brasil .....	37
Figura4.4	Evolução do Fator de Capacidade .....	38
Figura4.5	Radiação Solar Média Diária no Coletor Inclinado de 10° N Rio Branco .....	42
Figura4.6	Exemplo de Apresentação de Resultado do Estudo de Sensibili- dade, Mostrando a Diferença de VPL entre Cenários 1 e 2 para Vários Fatores de Correção .....	59
Figura4.7	Resultado do Estudo de Sensibilidade .....	60

## LISTA DE TABELAS

Tabela2.1	Composição da OIE .....	18
Tabela2.2	Dados Consolidados .....	20
Tabela2.3	Geração de Energia Elétrica por Fonte .....	20
Tabela3.1	Características das MCH Existentes nos PEF do Exército .....	30
Tabela4.1	Tabela de Cargas .....	33
Tabela4.2	Tabela Demonstrando o Intervalor Horário de Funcionamento de Cada Equipamento com a Respectiva Demanda Horária Total .....	34
Tabela4.3	Irradiação Diária Média ao Longo dos Meses .....	44
Tabela4.4	Considerações Utilizadas para Cálculo da Potência de Pico ( $W_p$ ) .....	44
Tabela4.5	Dados Elétricos do Módulo Fotovoltaico ( <i>Standard Test Condi- tion</i> ) .....	45
Tabela4.6	Dados Elétricos do Inversor .....	45
Tabela4.7	Configuração dos Painéis Fotovoltaicos e Especificação Elétrica Resultante .....	46
Tabela4.8	Dimensionamento do Banco de Baterias .....	47
Tabela4.9	Comparação com a Ferramenta Computacional <i>PVSyst</i> .....	48
Tabela4.10	Energia Firme e Potência Instalada .....	50
Tabela4.11	Cálculo da Vazão .....	50
Tabela4.12	Premissas para Elaboração do Fluxo de Caixa .....	51
Tabela4.13	Fluxo de Caixa Pequena Central Hidrelétrica - Cenário 1 .....	53
Tabela4.14	Fluxo de Caixa Grupo Gerador Diesel - Cenário 1 .....	54
Tabela4.15	Fluxo de Caixa Módulos Fotovoltaicos - Cenário 2 .....	55
Tabela4.16	Fluxo de Caixa Grupo Gerador Diesel - Cenário 2 .....	56
Tabela4.17	Exemplo Explicativo da Análise de Sensibilidade .....	58

## LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APE	Autoprodutor de Energia
ASA	América do Sul-África
BEN	Balanco Energético Nacional
CELAC	Comunidade dos Estados Latino-Americanos e Caribenhos
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CFD	Dinâmica dos Fluidos Computacional
DPCN	Departamento do Programa Calha Norte
DQBN	Defesa Química, Biológica e Nuclear
ECEME	Escola de Comando e Estado-Maior do Exército
END	Estratégia Nacional de Defesa
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FAB	Força Aérea Brasileira
IBAS	Índia-Brasil-África do Sul
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IDH	Índice de Desenvolvimento Humano
IME	Instituto Militar de Engenharia
LER	Leilão de Energia de Reserva
MCH	Micro Central Hidrelétrica
MME	Ministério de Minas e Energia
NREL	National Renewable Energy Laboratory
OIE	Oferta Interna de Energia
OIEE	Oferta Interna de Energia Elétrica
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PEF	Pelotão Especial de Fronteira
PIB	Produto Interno Bruto
PND	Política Nacional de Defesa
PNE	Plano Nacional de Energia
SIN	Sistema Interligado Nacional
UHE	Usina Hidrelétrica
UNEP	United Nations Environment Programme
VANT	Veículos Aéreos Não Tripulados

## LISTA DE ABREVIATURAS

### ABREVIATURAS

Capex	-	Capital Expenditure
DIF	-	Diffuse Horizontal Irradiance
DNI	-	Direct Normal Irradiance
GHI	-	Global Horizontal Irradiance
Opex	-	Operational Expenditure
SPPM	-	Seguidor do Ponto de Máxima Potência
tep	-	tonelada equivalente de petróleo
TILR	-	Solar Irradiance on a Tilted Surface
VPL	-	Valor Presente Líquido

### SÍMBOLOS

$\mu$	-	rendimento do conjunto turbina gerador
$HSP$	-	Hora de Sol Pleno
$I_{mp}$	-	Corrente Ótima de Operação
$I_{sc}$	-	Corrente de Curto Circuito
$V_{mp}$	-	Tensão Ótima de Operação
$V_{oc}$	-	Tensão de Circuito Aberto
$W_p$	-	Watt de Pico

## RESUMO

A Estratégia Nacional de Defesa definiu a reposição das tropas do Exército, aumentando a presença na região amazônica. Nesta nova realidade, os pelotões mais isolados precisam gerar sua própria energia. A fonte de energia mais utilizada nestes pelotões é o grupo gerador a diesel. O estudo se concentrou em modelar um sistema fotovoltaico e uma micro central hidrelétrica. A metodologia adotada consistiu em um trabalho de pesquisa bibliográfica, empregando procedimento histórico e comparativo. O objetivo principal foi fazer uma análise comparativa financeira entre as fontes estudadas como ferramenta auxiliar para tomada de decisão. Foram analisados casos passados para a escolha das fontes a serem estudadas. Após a análise das opções indicadas, foi verificado que a melhor solução para o caso hipotético avaliado foi a geração hidrelétrica.

## **ABSTRACT**

National Defense Strategy established Army troops relocation increasing its presence in the Amazon region. In this new reality, the most isolated troops must provide their own energy. The most used energy source on these platoon is diesel generators. This study focused on modelling a photovoltaic system and a micro hydroelectric plant. Adopted methodology consisted in bibliographic research using comparative and historical procedures. The primary objective was to make a financial comparative analysis among sources as an auxiliary tool for decision making. Previous cases were analyzed to make the choice of the sources to be studied. After examining the pointed options it was verified that the best solution for the hypothetical case was hydroelectric generation.

# 1 INTRODUÇÃO

O seguinte trabalho se inicia a partir da introdução da matriz elétrica nacional, apontando o predomínio da utilização de energia térmica em sistemas isolados, evidenciando um potencial a ser explorado por energias renováveis. Em seguida, contextualiza-se a presença do exército brasileiro na Amazônia e a importância do Projeto Calha Norte (DEFESA, 2015a) e da Política e Estratégia Nacional de Defesa (DEFESA, 2015b).

A geração em comunidades isoladas, em especial dos Pelotões Especiais de Fronteira (PEFs), é feita baseando-se na tese de mestrado de Huss (1994), que descreve sua experiência ao servir nos PEFs, porém uma realidade distante dos tempos atuais. Atualizando os dados com a tese de mestrado de Moreira (2010), conseguimos as informações mais próximas da atual realidade dos PEFs, dada a dificuldade de se encontrar dados específicos da situação do exército na região.

Modelamos uma Micro Central Hidrelétrica, geração fotovoltaica e grupo geradores – este para fins de comparação, pois os geradores a diesel são uma realidade dos PEFs, ainda que para emergências. Como entrada em todos os modelos, a carga do PEF é modelada tendo-se as potências dos equipamentos, bem como a quantidade de equipamentos e horário de utilização, para obtermos a curva de demanda e, por conseguinte, a demanda máxima diária. Por fim, uma análise econômico-financeira entre as fontes é realizada, a fim de auxiliar na escolha da fonte de energia, sendo considerado um horizonte de 50 anos.

## 1.1 MOTIVAÇÃO

Destacar o engenheiro electricista no contexto do Exército Brasileiro, pois conforme Moreira (2010), com os avanços tecnológicos - por exemplo os Veículos Aéreos Não Tripulados (VANTs) - será necessário uma oferta maior de energia elétrica, a qual podemos observar ser carente nos Pelotões Especiais de Fronteira segundo Huss (1994) e Moreira (2010).

Outro aspecto relevante é o cunho social que grandes projetos de infraestrutura proporcionam. Como podemos observar na Política e Estratégia Nacional de Defesa (DEFESA, 2015b), o Exército tem como papel secundário gerar o desenvolvimento de comunidades aonde o Estado está ausente.

A disponibilidade de energia elétrica está associada com uma melhor qualidade de vida, além de proporcionar conforto e segurança para a população, como podemos notar



em Huss (1994), ao descrever os benefícios gerados para a comunidade local.

## 1.2 OBJETIVO

O objetivo do seguinte trabalho é fazer uma análise comparativa econômico-financeira entre fontes de energia fotovoltaica e MCH/PCH, tomando como base os grupos geradores, dessa forma, auxiliando a escolha de uma possível fonte para o PEF, além do grupo gerador.

Para atingir este objetivo, será modelada a carga do PEF a qual é dado de entrada nos modelos que serão também criados para cada tipo de geração, efetuando em seguida os cálculos dos valores de Capex e Opex.

## 1.3 JUSTIFICATIVA

O presente trabalho se justifica pois os Pelotões Especiais de Fronteira fazem parte, em sua maioria, do sistema isolado; caso estivessem interligados com o Sistema Interligado Nacional (SIN), seriam um outro cliente das distribuidoras e o trabalho não seria necessário. Trabalhos prévios de pós-graduação como Huss (1994) e Moreira (2010) ressaltam a importância do tema.

Está diretamente ligado com os interesses estratégicos do Exército Brasileiro (DEFESA, 2015b), além de evidenciar a importância do engenheiro eletricista no contexto do exército, pois o mesmo costuma ser lembrado quando há alguma falta no fornecimento.

## 1.4 METODOLOGIA

Inicialmente foi realizado o levantamento bibliográfico. A dificuldade inicial foi encontrar material referente aos Pelotões Especiais de Fronteira, pois foi encontrado apenas duas teses de mestrado, sendo uma relativamente antiga Huss (1994) e outra mais recente Moreira (2010), ambas da Escola de Comando e Estado-Maior do Exército.

Dentre o universo de fontes de energia possíveis, foi escolhido a geração fotovoltaica, MCH/PCH e grupo gerador, baseando-se em experiências anteriores do Exército na região (HUSS, 1994).

Com o levantamento bibliográfico realizado, foram delimitado os objetivos. Para que fosse possível uma comparação entre as fontes de energia escolhidas, foi adotado o critério econômico.

Foi feita uma modelagem para as cargas do PEF, levando-se em conta os equipamentos e gerando sua curva de demanda. De posse da carga do PEF, esse valor é utilizado como entrada nos modelos das fontes energéticas.

Modelou-se as as 3 fontes de geração de energia com base na literatura, com suas respectivas simplificações mencionadas nos próximos capítulos. Por fim, foi feito o modelo econômico para realizar a comparação e para fim de teste, foi realizado um exemplo hipotético com alguns dados obtidos de Iauretê, para ser mais próximo de um caso real.

## 1.5 ESTRUTURA DO TEXTO

O capítulo 2 descreve a Matriz Energética Nacional em profundidade adequada para o embasamento dos argumentos desenvolvidos no decorrer do trabalho.

O capítulo 3 contextualiza a presença do Exército Brasileiro na região Amazônica, por intermédio da Política e Estratégia Nacional de Defesa e do Programa Calha Norte; relata experiências passadas de PEFs.

O capítulo 4 contém as modelagens das cargas e das gerações de energia divididos em: grupo gerador, painéis fotovoltaicos e MCH/PCH. A análise por fluxo de caixa é realizada para fins de comparação.

## 2 PANORAMA DA OFERTA DE ENERGIA NA REGIÃO AMAZÔNICA

Objetivamos descrever a Matriz Energética Nacional em profundidade adequada para o embasamento dos argumentos desenvolvidos no decorrer do trabalho. Apresentaremos a Matriz atual conforme as publicações técnicas e oficiais disponíveis mais recentes.

Ao analisar a geração de energia elétrica por fonte, nos sistemas isolados, realidade da maior parte dos PEFs, verifica-se a presença majoritária de geração por combustíveis fósseis; além disso, mais da metade da energia hidráulica é importada. Observa-se, então, uma carência a ser coberta.

### 2.1 MATRIZ ELÉTRICA NACIONAL

O ano de 2015 registrou um recuo significativo na economia com queda de 3,8% no Produto Interno Bruto (PIB). A demanda de energia, segundo a Resenha Energética Nacional, acompanhou a queda da economia, porém em menor grau, recuando 2,1% em comparação à 2014. A Oferta Interna de Energia (OIE) foi de 299,2 Mtep em 2015, compondo o equivalente a 2,2% da energia consumida no mundo.

Os setores com maior atribuição na redução da OIE foram o de consumo industrial de energia (-3,0%) e o de consumo de energia em transportes (-2,6%). Alguns setores industriais apresentaram queda de consumo de energia muito maiores que a média, com setores como Cimento, Cerâmica, Não-Ferroso e Ferroligas reduzindo mais que 9,0% no ano.

Um fato curioso no Balanço Energético Nacional (BEN) 2015 (MME, 2015) foi um aumento da participação de energias renováveis no balanço, apesar da redução da participação de hidrelétricas, seguindo a tendência dos anos anteriores, devido à continuação do período de estiagem. Em 2014, a oferta proveniente de fontes renováveis era de 39,4% do montante total, passando a 41,2% em 2015. O montante de 41,2% em 2015 compara-se muito bem com a médias internacionais: 9,4% na Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) e 14,3% no mundo.

A seguir, apresentamos a composição da OIE conforme verificado no BEN e na Resenha Energética. Neste ponto, é importante atentar para o fato de que a OIE representa uma medida de toda forma de energia produzida no Brasil no ano de 2015, não se limitando à energia elétrica e incluindo, por exemplo, combustíveis utilizados em transporte,

em plantas industriais e demais formas de consumo. Por este motivo, a OIE é apresentada na unidade de tonelada equivalente de petróleo, pois desta forma temos uma base de comparação (poder calorífico do petróleo) para analisar e comparar as diversas formas de energia.

Tabela 2.1: Composição da OIE

Especificação	mil tep		15/14 (%)	estrutura %	
	2014	2015		2014	2015
<b>Não-Renovável</b>	185.071	175.957	-4,9	60,5	58,8
Petróleo e Derivados	120.327	111.626	-7,2	39,4	37,3
Gás Natural	41.373	40.971	-1	13,5	13,7
Carvão Mineral e Derivados	17.521	17.675	0,9	5,7	5,9
Urânio (U308) e Derivados	4.036	3.855	-4,5	1,3	1,3
Outras não-renováveis	1.814	1.830	0,9	0,6	0,6
<b>Renovável</b>	<b>120.446</b>	<b>123.255</b>	<b>2,3</b>	<b>39,5</b>	<b>41,1</b>
Hidráulica	35.019	33.897	-3,2	11,5	11,3
Renovável	24.936	24.519	-1,7	8,2	8,2
Hidráulica e eletricidade	48.128	50.648	5,2	15,8	16,9
Lenha e Carvão Vegetal	12.363	14.191	14,8	4,0	4,7
<b>Total</b>	<b>305.517</b>	<b>299.212</b>	<b>-2,1</b>	<b>100,0</b>	<b>99,9</b>
<i>das quais fósseis</i>	<i>181.034</i>	<i>172.101</i>	<i>-4,9</i>	<i>59,3</i>	<i>57,5</i>

Fonte: Adaptado (MME, 2015)

A Tabela 2.1 apresenta a composição, em termos absolutos e relativos percentuais, da OIE acompanhada com as respectivas variações no horizonte 2014/2015. Três inferências importantes podem ser extraídas desta tabela:

- Petróleo e derivados, a contribuição mais negativa em energia não-renovável, é compatível com o superavit de importações/exportações divulgado pela Petrobrás para 2015 - maior volume de petróleo foi destinado à exportação - e desaceleração do consumo para transporte.

- Hidrelétricas mantiveram tendência dos últimos anos, com queda significativa refletindo a continuação do período de estiagem e consequente redução dos níveis de reserva.

- Outras energias renováveis apresentam aumento de 14,8% atribuído basicamente à crescimentos elevados em energia solar e eólica. No entanto, estas fontes de energia elétrica ainda são pouco representativas da matriz nacional, com contribuição de 2,0% aproximadamente.

A Figura 2.1 reproduz os dados da Tabela 2.1 de forma mais visual, apenas com os dados relativos à 2015.

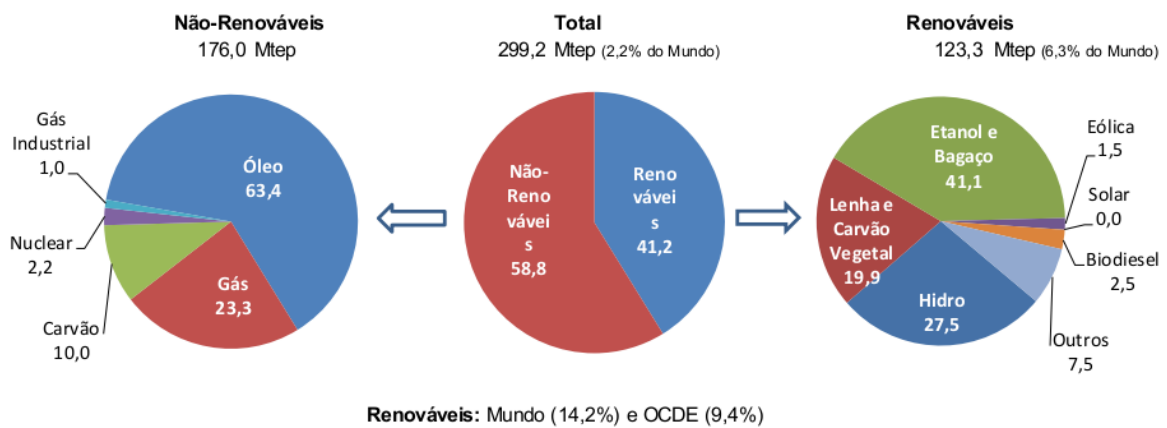


Figura 2.1: Oferta Interna de Energia no Brasil  
 Fonte: (MME, 2015)

Em relação à Matriz Elétrica, mais significativa para os propósitos deste trabalho, verificamos uma redução de 1,3% na Oferta Interna de Energia Elétrica (OIEE) que contabiliza 615,9 TWh, comparando com uma expansão de 2,1% em 2014. Energia eólica, bioenergia e bagaço de cana apresentaram maiores atribuições positivas: 77,1%, 7,1% e 5,8%, respectivamente. Ofertas por combustíveis fósseis e gás natural com queda de 19% e 2%, respectivamente. A geração hidráulica, ainda predominante, contabiliza 64% da oferta, considerando importação de Itaipu, comparando 65,2% em 2014.

A Tabela 2.2 apresenta os dados consolidados de 2015 contra 2014 da OIEE conforme as fontes energéticas. Alguns pontos são de importância na avaliação dos dados apresentados:

- Bagaço de cana, apesar da atribuição positiva de 5,8% e contabilizar 5,5% da Matriz Elétrica, não disponibiliza totalidade de sua produção para o mercado. Apenas 20,5 TWh são excedentes para mercado (60% do total produzido);
- Apesar do crescimento desproporcional da energia solar (266,4%) sua representatividade na Matriz Elétrica ainda é irrelevante, com menos de 1%.

Um das análises mais significativas para o embasamento da nossa análise sobre o cenário energético da Amazônia é extraído da tabela 2.3. Na separação de cada fonte de geração elétrica (hidráulica, térmica renovável e não-renovável, nuclear, eólica e solar) conforme sua proporção no Sistema Interligado Nacional (SIN), nos Sistemas Isolados e em Autoprodutores Cativos (APE) é notável a desproporcionalidade do SIN em relação à contribuição de energia renovável. Considerando a queda de 3,7% na geração hidráulica, com 78% da oferta de eletricidade advinda de fontes renováveis, o SIN mostra-se

Tabela 2.2: Dados Consolidados

Especificação	GWh		15/14 (%)	estrutura %	
	2014	2015		2014	2015
Hidro	373.439	359.743	-3,7	59,8	58,4
Bagaço de Cana	32.303	34.163	5,8	5,2	5,5
Eólica	12.210	21.626	77,1	2,0	3,5
Solar	16	59	266,4	0,003	0,010
Outras Renováveis	13.879	14.864	7,1	2,2	2,4
Óleo	31.668	25.662	-19	5,1	4,2
Gás natural	81.075	79.490	-2	13,0	12,9
Carvão	18.385	19.096	3,9	2,9	3,1
Nuclear	15.378	14.734	-4,2	2,5	2,4
Outras Não-Renováveis	12.125	12.049	-0,6	1,9	2,0
Importação	33.775	34.422	1,9	5,4	5,6
<b>Total</b>	<b>624.254</b>	<b>615.908</b>	<b>-1,3</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>
<i>das quais fósseis</i>	<i>465.623</i>	<i>464.877</i>	<i>-0,2</i>	<i>74,6</i>	<i>75,5</i>

Fonte: Adaptado (MME, 2015)

muito distante dos Sistemas Isolados com 30,9%. Oferta de eletricidade na Amazônia é majoritariamente de Sistemas Isolados.

Tabela 2.3: Geração de Energia Elétrica por Fonte

Fonte	SIN	Isolados	APE Cativo	Brasil
<b>Hidráulica</b>	<b>69,7</b>	<b>30,2</b>	<b>6</b>	<b>64</b>
<i>Nacional</i>	<i>63,7</i>	<i>9,3</i>	<i>6</i>	<i>58,4</i>
<i>Importada</i>	<i>6</i>	<i>20,9</i>	<i>0</i>	<i>5,6</i>
<b>Térmica</b>	<b>23,8</b>	<b>69,8</b>	<b>93,9</b>	<b>30,1</b>
<i>Fóssil</i>	<i>19,4</i>	<i>69,1</i>	<i>47,3</i>	<i>22,1</i>
<i>Renovável</i>	<i>4,4</i>	<i>0,7</i>	<i>46,7</i>	<i>8</i>
<b>Nuclear</b>	<b>2,6</b>			<b>2,4</b>
<b>Eólica</b>	<b>3,9</b>		<b>0,006</b>	<b>3,5</b>
<b>Solar</b>	<b>0,004</b>		<b>0,1</b>	<b>0,01</b>
<b>Total (%)</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>
<i>% renováveis</i>	<i>78</i>	<i>30,9</i>	<i>52,7</i>	<i>75,5</i>
<b>Total (TWh)</b>	<b>558,8</b>	<b>4,4</b>	<b>52,7</b>	<b>615,9</b>
<b>% participação</b>	<b>90,7</b>	<b>0,7</b>	<b>8,6</b>	<b>100</b>

Fonte: Adaptado (MME, 2015)

### 3 O EXÉRCITO BRASILEIRO NA REGIÃO AMAZÔNICA

A Política Nacional de Defesa fixa os objetivos da Defesa Nacional e orienta o Estado sobre o que fazer para alcançá-los; a Estratégia Nacional de Defesa estabelece o que foi proposto pela PND, é diretamente ligada a Estratégia Nacional de Desenvolvimento, aquela focando no monitoramento/controlado e mobilidade.

Dentro do contexto da Amazônia, o programa Calha Norte abrange cerca de 11.000 km de fronteira, representando 32,2% do território nacional, tendo como objetivo principal aumentar a presença do Poder Público na sua área de atuação e um de seus objetivos secundários promover o desenvolvimento sustentável e dar assistência as populações da área.

#### 3.1 A AMAZÔNIA BRASILEIRA E A PRESENÇA DO EXÉRCITO BRASILEIRO

A Amazônia Legal Brasileira compreende os Estados do Acre, Amapá, Amazonas, Mato Grosso, Pará, Rondônia, Roraima, Tocantins e Maranhão, como pode ser vista na Figura 3.1; possui baixa densidade demográfica e povoamento esparsos de sua área rural. Grande parte de seus vilarejos e moradias isoladas não recebem fornecimento regular de energia elétrica, dado que uma transmissão e distribuição por meio de linhas é economicamente inviável, ficando restrito as capitais e grandes centros urbanos. Nos locais que carecem de oferta de energia elétrica também são registrados os menores Índices de Desenvolvimento Humano (IDH) (FAGUNDES BARRETO; LASCIO, 2009), sendo que esta deficiência é o principal entrave ao desenvolvimento e bem-estar social.

A história de ocupação e desenvolvimento da Amazônia Brasileira pode ser dividida em ciclos, sendo o primeiro, o Ciclo da Borracha – período de 1880 a 1910 – que utilizava lenha como principal fonte energética. Manaus e Belém, com a riqueza do comércio, utilizaram inicialmente o gás de rua para iluminação, utilizando posteriormente a energia térmica tanto para transporte quanto para iluminação, iniciando a implantação de usinas termoelétricas na região.

Em 1964, a região passou por um novo ciclo de expansão, em especial com a transferência do Comando Militar da Amazônia de Belém para Manaus. O presidente Castelo Branco transformou o Banco de Crédito da Amazônia, dando mais influência e recursos; além da criação da Superintendência de Desenvolvimento da Zona Franca de Manaus,



Figura 3.1: A Amazônia Brasileira e os Países que Fazem Fronteira  
Fonte:(DEFESA, 2015a)

a qual atraiu empresas para a região, transformando em uma zona de livre comércio de importação e exportação. Posteriormente, houve um aumento significativo da capacidade de geração de energia elétrica, principalmente com o incremento de geração hidráulica, culminando em 1984 com o funcionamento da Usina Hidrelétrica (UHE) de Tucuruí no Pará; Balbina, em 1989, no Amazonas; e Samuel, em 1989, em Rondônia.

No início dos anos 2000, Acre, Amapá, Amazonas, Rondônia e Roraima possuíam um parque gerador de 2134 MW, sendo que em 1791 era instalado nas capitais – 28% oriundos de hidrelétricas e 72% de termoeletricas – e os 343 MW restantes no interior – 10% de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e 90% termoeletricas (CAVALIERO, 2003). Apesar de muitas comunidades serem supridas com energia elétrica, verifica-se que na maioria dos casos, o atendimento do interior é precário. Esta má qualidade do serviço de energia elétrica é normalmente causada pelo funcionamento dos motores sob condições de baixa carga e também pela idade avançada de muitos dos utilizados.

No quesito ambiental, a maioria das reservas ambientais e indígenas estão situadas na região Amazônica, sendo assim, qualquer projeto e proposta de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica nesta região devem respeitar legislações específicas. Com isso, uma grande área está indisponível para aproveitamento energético, bem como limitada a implantação de linhas de transmissão ou distribuição e gasodutos nesta região.



Na década de 90, o Exército Brasileiro transferiu uma Brigada de Infantaria de Santo Ângelo – do Rio Grande do Sul – para Tefé, Amazonas; em 2004, transferiu a Brigada de Niterói, Rio de Janeiro, para São Gabriel da Cachoeira, Amazonas, sendo chamada de 2ª Brigada de Infantaria de Selva; o Batalhão de São Gonçalo, Rio de Janeiro, também foi transferido para o Amazonas, na cidade de Barcelos, inaugurada como 3º Batalhão de Infantaria de Selva. Além disso, o Brasil conta com os Pelotões Especiais de Fronteira (PEF), que localizam-se em regiões estratégicas. Os PEF atuam também como catalisadores do desenvolvimento regional, criando polos e vilas em suas proximidades, devido ao acesso a profissionais como médicos e dentistas e como provedores de comunicação e energia.

Os PEF e comunidades que se desenvolveram em suas proximidades, em grande parte dos casos, encontram-se em localidades remotas e isoladas, acessíveis apenas por aeronaves e embarcações de pequeno porte. Grande parte das vezes não contam com concessionárias de água e esgoto, telefone ou energia elétrica. Para atividades como a captação de água, iluminação, comunicação e segurança, o fornecimento de energia elétrica é requisito necessário, sendo também importante para outras atividades da vida moderna.

O fornecimento de energia elétrica é dado de forma precária e implica em diversas restrições aos PEF quanto ao uso de eletrodomésticos, sendo proibido a utilização de aparelhos de ar condicionado, chuveiros, ferros de passar, fornos micro-ondas ou quaisquer aparelhos de potência elevada. Nos pelotões que são acessados somente por via aérea, o cozimento de alimentos utiliza-se de lenha pois o transporte de gás de cozinha não é realizado pela Força Aérea Brasileira (MOREIRA, 2010).

Outro fator relevante a ser considerado é a evolução tecnológica dos equipamentos a serem distribuídos ao PEF. Segundo Moreira (2010), a possibilidade de aparelhamento com radares e Veículos Aéreos Não Tripulados (VANT), assim como outros equipamentos cibernéticos de monitoramento e vigilância remotos, o que implicará em um aumento na demanda dos pelotões.

Baseado em suas especificidades e no controle estratégico de suas atuações, o Exército deve produzir e formar profissionais capacitados em todas as áreas, sendo o Instituto Militar de Engenharia seu principal expoente. A ação de fornecer assistência em setores básicos como saúde, empregabilidade, dentre outros não é papel primário do Exército, mas se enquadra dentro das atividades subsidiárias e muitas vezes cabe aos militares algumas dessas funções, contando com os pelotões e destacamentos de fronteiras em locais de difícil acesso e grande carência de assistência por parte das instituições do governo. Em situações de relevância, como no emprego de comunicações em combate – atividade fim –

não pode ocorrer paralisações ou interrupções por falta de energia.

### 3.2 ESTRATÉGIA NACIONAL DE DEFESA – ENERGIA E DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL

A Política Nacional de Defesa (PND) é o documento condicionante de mais alto nível do planejamento de ações destinadas à defesa nacional coordenadas pelo Ministério da Defesa. Voltada essencialmente para ameaças externas, estabelece objetivos e orientações para o preparo e emprego dos setores militar e civil em todas as esferas do Poder Nacional, em prol da Defesa Nacional (DEFESA, 2012). Pressupõe que a defesa do País é inseparável do seu desenvolvimento e explicita os conceitos de Segurança e de Defesa Nacional.

Após longo período livre de conflitos que tenham afetado diretamente o território e a soberania nacional, a percepção das ameaças está desvanecida para muitos brasileiros. No entanto, é imprudente imaginar que um país com o potencial do Brasil não enfrente antagonismos ao perseguir seus legítimos interesses. Um dos propósitos da Política Nacional de Defesa é conscientizar todos os segmentos da sociedade brasileira da importância da defesa do País e de que esta é um dever de todos os brasileiros (DEFESA, 2012).

Para efeito de Política Nacional de Defesa, segundo DEFESA (2015b), são adotados dois conceitos:

- a) Segurança é a condição que permite ao País preservar sua soberania e integridade territorial, promover seus interesses nacionais, livre de pressões e ameaças, e garantir aos cidadãos o exercício de seus direitos e deveres constitucionais;
- b) Defesa Nacional é o conjunto de medidas e ações do Estado, com ênfase no campo militar, para a defesa do território, da soberania e dos interesses nacionais contra ameaças preponderantemente externas, potenciais ou manifestas.

Entre os fatores que contribuem para reduzir a possibilidade de conflitos no entorno estratégico destacam-se: o fortalecimento do processo de integração, a partir do Mercosul e da União de Nações Sul-Americanas; o estreito relacionamento entre os países amazônicos, no âmbito da Organização do Tratado de Cooperação Amazônica; a intensificação da cooperação e do comércio com países da África, da América Central e do Caribe, inclusive a Comunidade dos Estados Latino-americanos e Caribenhos (CELAC), facilitada pelos laços étnicos e culturais; o desenvolvimento de organismos regionais; a integração das bases industriais de defesa; a consolidação da Zona de Paz e de Cooperação do Atlântico Sul e o diálogo continuado nas mesas de interação inter-regionais, como a cúpula América

do Sul-África (ASA) e o Fórum de Diálogo Índia-Brasil-África do Sul (IBAS) (DEFESA, 2012).

A Amazônia brasileira, com seu grande potencial de riquezas minerais e de biodiversidade, é foco da atenção internacional. A garantia da presença do Estado e o fortalecimento da faixa de fronteira são dificultadas, entre outros fatores, pela baixa densidade demográfica e pelas longas distâncias. A vivificação das fronteiras, a proteção do meio ambiente e o uso sustentável dos recursos naturais são aspectos essenciais para o desenvolvimento e a integração da região. O adensamento da presença do Estado, e em particular das Forças Armadas, ao longo das nossas fronteiras é condição relevante para o desenvolvimento sustentável da Amazônia.

O Ministério da Defesa junto ao Ministério da Ciência e Tecnologia publicou em 2003 o documento “Concepção Estratégica: Ciência, Tecnologia e Inovação de Interesse da Defesa Nacional”, o qual pauta quais as tecnologias são de interesse da Defesa Nacional: fusão de dados; microeletrônica; sistemas de informação; radares de alta sensibilidade; ambiente de sistemas de armas; materiais de alta densidade energética; hipervelocidade; potência pulsada; navegação automática de precisão; materiais compostos; dinâmica dos fluidos computacional (CFD); sensores ativos e passivos; fotônica; inteligência de máquinas e robótica; controle de assinaturas; reatores nucleares; sistemas espaciais; propulsão com ar aspirado; materiais e processos em biotecnologia; defesa química, biológica e nuclear (DQBN); integração de sistemas; supercondutividade; fontes renováveis de energia.

Segundo DEFESA (2012), os Objetivos Nacionais de Defesa são os seguintes:

- a) garantir a soberania, o patrimônio nacional e a integridade territorial;
- b) defender os interesses nacionais e as pessoas, os bens e os recursos brasileiros no exterior;
- c) contribuir para a preservação da coesão e da unidade nacionais;
- d) contribuir para a estabilidade regional;
- e) contribuir para a manutenção da paz e da segurança internacionais;
- f) intensificar a projeção do Brasil no concerto das nações e sua maior inserção em processos decisórios internacionais;
- g) manter Forças Armadas modernas, integradas, adestradas e balanceadas, e com crescente profissionalização, operando de forma conjunta e adequadamente desdobradas no território nacional;

- h) conscientizar a sociedade brasileira da importância dos assuntos de defesa do País;
- i) desenvolver a indústria nacional de defesa, orientada para a obtenção da autonomia em tecnologias indispensáveis;
- j) estruturar as Forças Armadas em torno de capacidades, dotando-as de pessoal e material compatíveis com os planejamentos estratégicos e operacionais;
- k) desenvolver o potencial de logística de defesa e de mobilização nacional.

Deve-se ter claro que, dadas as dimensões continentais do território nacional, presença não pode significar onipresença. A presença ganha efetividade graças à sua relação com monitoramento/controlado e com mobilidade. Nas fronteiras terrestres, nas águas jurisdicionais brasileiras e no espaço aéreo sobrejacente, as unidades do Exército, da Marinha e da Força Aérea têm, sobretudo, tarefas de vigilância. No cumprimento dessas tarefas, as unidades ganham seu pleno significado apenas quando compõem sistema integrado de monitoramento/controlado, feito, inclusive, a partir do espaço. Ao mesmo tempo, tais unidades potencializam-se como instrumentos de defesa, por meio de seus vínculos com as reservas táticas e estratégicas. Os vigias alertam e as reservas respondem e operam. A eficácia do emprego das reservas táticas regionais e estratégicas é proporcional à capacidade de atenderem à exigência da mobilidade (DEFESA, 2012).

Ainda segundo a DEFESA (2012), a defesa da região amazônica será encarada, na atual fase da História, como o foco de concentração das diretrizes resumidas sob o rótulo dos imperativos de monitoramento/controlado e de mobilidade. As adaptações necessárias serão as requeridas pela natureza daquela região em conflito: a intensificação das tecnologias e dos dispositivos de monitoramento a partir do espaço, do ar e da terra; a primazia da transformação da brigada em uma força com atributos tecnológicos e operacionais; os meios logísticos e aéreos para apoiar unidades de fronteira isoladas em áreas remotas, exigentes e vulneráveis; e a formação de um combatente detentor de qualificação e de rusticidade necessárias à proficiência de um combatente de selva. O desenvolvimento sustentável da região amazônica passará a ser visto, também, como instrumento da defesa nacional: só ele pode consolidar as condições para assegurar a soberania nacional sobre aquela região. Dentro dos planos para o desenvolvimento sustentável da Amazônia, caberá papel primordial à regularização fundiária. Para defender a Amazônia, será preciso ampliar a segurança jurídica e reduzir os conflitos decorrentes dos problemas fundiários ainda existentes.

As tecnologias de comunicações, equipamentos como radares e diversas outras benesses que a tecnologia proporciona, no geral, demandam de energia elétrica. A garantia de seu fornecimento e a continuidade do serviço prestado são de interesse direto frente ao cumprimento dos objetivos supracitados. Não obstante, garantem uma qualidade de vida ao mínimo satisfatória para os militares nas regiões mais afastadas dos centros urbanos, permitindo um armazenamento mais adequado de alimentos e um conforto térmico para suportar o calor.

### 3.3 PROGRAMA CALHA NORTE

O programa Calha Norte assegura a presença do Estado brasileiro, representado pelas Forças Armadas, nos limites da região amazônica; criado em dezembro de 1985, foi coordenado pela então Secretaria de Planejamento e com a integração dos Ministérios das Relações Exteriores, dos Ministérios Militares (atualmente Ministério da Defesa) e do então Ministério do Interior.

Identificou-se a região da Calha Norte como a região delimitada ao sul pela calha do rio Solimões/Amazonas e ao norte pela fronteira com os países vizinhos. Dentre suas três faixas – faixa de fronteira, faixa ribeirinha à calha do rio Solimões/Amazonas e faixa interior – a de fronteira foi dada prioridade devido a carência extrema de infraestrutura básica, baixíssima densidade populacional permeada por vazios demográficos, problemas com narcotráfico e contrabando, garimpos ilegais e inexpressiva presença governamental.

Ao longo de quase 11.000 km de fronteira, assegura direitos, assistência e oportunidade às pessoas em 194 municípios – de seis estados; com 2.743.986 km<sup>2</sup> de área coberta, corresponde a 32,2% do território brasileiro, beneficiou 8,8 milhões de brasileiros ao longo de 30 anos de projeto (DEFESA, 2015a).

O papel das forças armadas se dá por intermédio do desenvolvimento sustentável e adequação de infraestrutura: adequando embarcações para atuar na região, infraestrutura das unidades militares, logística operacional e adequação dos aeródromos dos Pelotões Especiais de Fronteira. Ao todo são 28 pelotões, responsáveis por vigiar o território nacional nas fronteiras com Bolívia, Colômbia, Guiana, Peru e Venezuela. Os soldados contribuem ainda com repressão ao narcotráfico, contrabando de armas, biopirataria e exploração ilegal de recursos naturais. Em cada pelotão há entre 20 e 80 soldados, alguns estão situados a 50 minutos de voo ou 8 horas de rio até a cidade mais próxima.

Os recursos do Calha Norte permitem que a infraestrutura desses pelotões seja desenvolvida e mantida, em ações como construção de lanchas, aquisição de motores para

barcos, construção, reforma e ampliação de paióis de munição, quartéis, aquisição de mobiliários e equipamentos de comunicações e atendimento odontológico aos militares e à população ribeirinha, manutenção de aeronaves, motores e equipamentos, aquisição e manutenção de embarcações e instalação e manutenção de redes elétricas (DEFESA, 2015a).

O programa não é apenas militar, a concepção do programa já contava com a participação de outros órgãos governamentais, envolvidos na execução de projetos e obras no atendimento para a cidadania, saúde, comunicações, educação, mobilidade, água, saneamento e integração das comunidades, contudo, apenas os militares envolveram-se de forma efetiva. A vertente civil conta com recursos no Orçamento da União, por meio de emendas parlamentares, descentralizadas no âmbito do programa (DEFESA, 2015a). A atuação civil se dá em sete áreas: infraestrutura social; infraestrutura de transportes; infraestrutura econômica; viaturas, máquinas e equipamentos; esportes; educação e saúde; e segurança e defesa.

As ações do Calha Norte buscam atender às necessidades de brasileiros que vivem em comunidades ribeirinhas de difícil acesso, levando infraestrutura para a produção econômica, energia elétrica, escolas, unidades de saúde, creches, centros de convivência para jovens e idosos, quadras de esporte, entre outros, a uma população caracterizada pelo baixo índice de desenvolvimento humano e marcada pela dificuldade de acesso a bens e serviços. Esses recursos chegam às pessoas por intermédio de convênios do Ministério da Defesa, realizados com governos estaduais e municipais – 70% dos municípios conveniados com o programa têm menos de 20 mil habitantes (classificados pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística como pequenos municípios) (DEFESA, 2015a).

Segundo as Diretrizes Estratégicas para o Departamento do Programa Calha Norte (DPCN), do Ministério da Defesa, a principal missão do Programa Calha Norte é aumentar a presença do Poder Público na sua área de atuação. Como objetivos secundários, e relevante no contexto energético, tem a promoção do desenvolvimento sustentável, assistência às suas populações da área e melhorar o padrão de vida, dentre outros. Não apenas o fornecimento de energia elétrica, mas a continuidade de serviço, estão diretamente relacionadas com as metas supracitadas. Seja para o fortalecimento das atividades extrativistas, para refrigeração de alimentos ou conforto, a disponibilidade de energia é fator indispensável para o desenvolvimento da região e será abordado posteriormente.

### 3.4 GERAÇÃO DE ENERGIA EM COMUNIDADES ISOLADAS – PARTICIPAÇÃO DO EXÉRCITO

A confiabilidade da geração é um fator importante para centros urbanos e deve ter especial atenção nas comunidades isoladas, pois a dificuldade ao acesso compromete a manutenção e obtenção de peças de reposição. Os equipamentos geralmente possuem vários anos de utilização e estão relativamente desgastados (em especial devido as condições climáticas da região) e o suprimento das peças para a manutenção é complicado, caso acentuado quando o equipamento é importado. Outro fator agravante é o racionamento de combustível, pois não se sabe quando será o próximo suprimento.

O enfoque deste trabalho é para as guarnições que não são atendidas por concessionárias, pois o Exército precisa gerar sua própria energia (desconsiderando o fato de se ter um gerador diesel para situações emergenciais).

O grupo gerador, composto por um motor diesel acoplado a um gerador trifásico convencional e um quadro de comando elétrico, pode ser instalado fixo ou montado sobre reboque. Segundo Huss (1994), um grupo gerador de 30 KW, suficiente para atender um pelotão de fronteira, pesa cerca de 600 kg e é facilmente transportável em aeronaves da Força Aérea Brasileira e por helicópteros da Brigada de Aviação do Exército.

O mesmo grupo gerador de 30 KW, ainda conforme Huss (1994), funcionando por um período de 8 horas por dia – o mínimo indispensável para a sobrevivência do pelotão – consome aproximadamente 2000 litros de óleo diesel por mês, o que equivale a duas toneladas, aproximadamente. Este valor é normalmente o que o pelotão tem como cota para o transporte de suas cargas mensais, incluindo alimento e pessoal. O custo com o transporte deste combustível é de grande impacto no valor do custo total com a geração diesel.

O funcionamento dos grupos geradores é simples, sendo basicamente ligar o motor diesel e pequenos ajustes no quadro elétrico. Quanto à manutenção, até certo ponto é simplificada mas tem o problema de se manter um estoque de peças sobressalentes, pois o suprimento das necessidades emergenciais pode demorar diversos dias.

Quanto a geração fotovoltaica, alguns pontos devem ser ressaltados, como observa Huss (1994) em um projeto piloto:

- os painéis não apresentavam o rendimento especificado pelo fabricante;
- as baterias apresentaram sua vida útil bastante reduzida;
- os inversores CC/CA apresentaram constantes panes, além de uma elevada perda

interna;

- as conexões dos cabos de ligação dos painéis às baterias e destas aos equipamentos apresentaram problemas de oxidação;
- os módulos eletrônicos de controle dos equipamentos também apresentaram problemas de funcionamento.

Vale ressaltar que a tecnologia ainda era insipiente, mas alguns pontos ainda devem ser observados, em especial a oxidação e a vida útil das baterias. Por fim, temos a geração hídrica por meios das Microcentrais Hidrelétricas (MCH) ou Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH). Conforme já foi explanado anteriormente, a instalação de um PEF acarreta o crescimento da comunidade em seu entorno, a qual é atraída pela segurança, tratamento de saúde, apoio aéreo dentre outras benesses, sendo o fornecimento de energia geralmente estendido a comunidade, o que acarreta significativo aumento na demanda por eletricidade.

Segundo Moreira (2010), verifica-se que os pelotões de melhor infraestrutura são aqueles dotados de geração hídrica proveniente de microcentrais hidrelétricas. No entanto, a proximidade de recursos hídricos nem sempre é levada em consideração para a implantação do PEF, dificultando, quando possível, a distribuição desta geração para o pelotão e a comunidade, dada as dificuldades do terreno.

No final da década de 1980, incluídas no Programa Calha Norte, a Diretoria de Obras Militares do Exército idealizou a construção de uma série de pequenas centrais hidrelétricas. A tabela 3.1 a seguir mostra a capacidade destas usinas.

Tabela 3.1: Características das MCH Existentes nos PEF do Exército

MCH	Dist. PEF (km)	Pot. Gerador (kVA)	num. Máq. (un)	Pot. Final (kW)
Pari-Cachoeira	5	130	2	180
Querari	0,1	40	1	32
São Joaquim	7	70	1	56
Maturacá	10	50	1	40
Surucucu	4	60	1	48
Auaris	13	90	1	72

Fonte: Adaptado (MOREIRA, 2010)

Dada a especificidade e qualificação da mão-de-obra, uma equipe de sargentos do Parque Regional de Manutenção da 12<sup>a</sup> Região Militar realizou um curso de atualização



com apoio da Universidade Federal de Itajubá (MOREIRA, 2010), operando em conjunto com a assessoria técnica de engenheiros da Comissão Regional de Obras da 12ª Região Militar.

Os problemas enfrentados normalmente se devem à falta de fornecedores de peças de reposição no mercado de Manaus e à lentidão dos processos de licitações. Vale ressaltar, conforme Moreira (2010), que convém planejar a formação de nova turma de manutenção pois a transferência de militares ou sua aposentadoria podem afetar a continuidade deste trabalho.

As particularidades dos PEF levantadas e as experiências prévias do Exército Brasileiro delimitaram as possibilidades de geração aplicáveis à região. Com isso, as fontes aqui estudadas serão: grupo geradores a *diesel*; geração fotovoltaica; e Pequenas Centrais Hidrelétricas.

## 4 MODELAGEM DAS FONTES DE ENERGIA E ANÁLISE FINANCEIRA

Neste capítulo, faremos a análise e comparação de três formas de Geração: Microcentrais Hidrelétricas, Painéis Fotovoltaicos e Grupo Gerador Diesel. A metodologia utilizada na análise baseia-se em uma previsão da curva de demanda da instalação e no dimensionamento dos principais componentes do sistema de cada forma de geração. Com o dimensionamento dos sistemas podemos inferir custos de aquisição, custos de operação e manutenção e apresentar uma previsão do fluxo de caixa; calculando-se o valor presente líquido (VPL) do fluxo de caixa das três alternativas podemos realizar uma comparação entre as fontes de energia analisadas.

Esse trabalho objetiva a apresentação de uma metodologia de análise que possa auxiliar na escolha da forma de geração de energia elétrica em um sistema isolado, no caso um Pelotão Especial de Fronteira (PEF). O dimensionamento dos sistemas da Microcentral Hidrelétrica e dos Painéis Fotovoltaicos leva em consideração vazão fluviométrica e irradiação solar, respectivamente. Nestes casos e demais análogos, todos os dados fornecidos são relativos à coordenada N  $0^{\circ}36'39.90''$  W  $69^{\circ}11'45.50''$  referente à localização do PEF de Iauretê. Decidimos pela utilização desta localização na tentativa de aumentarmos o grau de especificidade da análise, aproximando-a de um caso real.

### 4.1 PREVISÃO DAS CARGAS E CURVA DE DEMANDA

O passo inicial e considerado basal para a modelagem de um sistema elétrico é a modelagem adequada das cargas elétricas, incluindo sua variação ao longo do tempo. Vários fatores podem influenciar na modelagem da carga, portanto, nossa modelagem assume algumas premissas simplificadoras:

- A curva de demanda diária é constante ao longo do ano e não considera aumento ou redução da carga instalada ao longo dos anos;
- A curva de demanda diária é a mesma para todos dias da semana;
- As cargas consideradas são hipotéticas e não foram fruto do levantamento detalhado das cargas presentes nos atuais PEF. Nosso foco é no desenvolvimento da ferramenta de análise;

- Por consequência do generalismo adotado, a potência de cada carga não é oriunda de um equipamento específico mas de dados de consumo fornecidos pelo PROCEL (PROCEL, 2012).

A Tabela 4.1 demonstra nossas considerações no levantamento das cargas, o Consumo Diário Total em kWh e a Demanda Máxima (kW). Nota se que há dois itens "Ventilador" na Tabela 4.1. Esta separação considera que cada conjunto de equipamentos funciona em horários diferentes, conforme pode ser constatado na Tabela 4.2 onde a demanda horária é apresentada.

Na ocasião do projeto de um PEF, o conhecimento do histórico de consumo de outros pelotões similares é essencial. O efetivo atendido deve ser considerado, pois a quantidade de pessoas de cada pelotão deve variar consideravelmente, especialmente nos casos em que a comunidade local também é atendida. O levantamento mais detalhado desse histórico de consumo ausente em nosso trabalho é interessante para desenvolvimento posterior.

A Figura 4.1 mostra a curva de demanda horária gerada conforme os dados da Tabela 4.2.

Tabela 4.1: Tabela de Cargas

<b>Aparelho</b>	<b>Quantidade und</b>	<b>Potência W</b>	<b>Potencia Total kW</b>
<b>Geladeira</b>	10	35	0,35
<b>Freezer horizontal</b>	20	66	1,32
<b>Aparelho de TV</b>	5	83	0,42
<b>Computador</b>	10	63	0,63
<b>Ventilador [1]</b>	30	73	2,19
<b>Ventilador [2]</b>	30	73	2,19
<b>Iluminação</b>	200	11	2,20

Fonte: Autor

Tabela 4.2: Tabela Demonstrando o Intervalo Horário de Funcionamento de Cada Equipamento com a Respectiva Demanda Horária Total

Intervalos Horários	Geladeira	Freezer horizontal	Televisão	Computador	Ventilador [1]	Ventilador [2]	Iluminação	Demanda Horária (kW)
0h 1h						■		2,19
1h 2h						■		2,19
2h 3h						■		2,19
3h 4h						■		2,19
4h 5h						■		2,19
5h 6h						■		2,19
6h 7h	■	■				■		2,19
7h 8h	■	■		■	■		■	6,69
8h 9h	■	■		■	■		■	6,69
9h 10h	■	■		■	■		■	6,69
10h 11h	■	■		■	■		■	6,69
11h 12h	■	■		■	■		■	6,69
12h 13h	■	■		■	■		■	6,69
13h 14h	■	■		■	■		■	6,69
14h 15h	■	■		■	■		■	6,69
15h 16h	■	■		■	■		■	6,69
16h 17h	■	■			■		■	6,06
17h 18h	■	■	■			■	■	6,48
18h 19h	■	■	■			■	■	6,48
19h 20h	■	■	■			■	■	6,48
20h 21h	■	■	■			■		4,28
21h 22h	■	■				■		3,86
22h 23h						■		2,19
23h 24h						■		2,19
<b>Pot. Total (kW)</b>	0,35	1,32	0,42	0,63	2,19	2,19	2,20	
<b>Consumo (kWh)</b>	5,60	21,13	1,66	5,67	21,90	30,66	28,60	

Consumo diário (kWh) 115,22  
 Demanda máxima (kW) 6,69

Fonte: Autor



Figura 4.1: Curva de Demanda Horária  
Fonte: Autor

## 4.2 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Dimensionaremos um sistema fotovoltaico conforme as premissas de carga desenvolvidas na Seção 4.1. Uma abordagem introdutória sobre os requisitos e condições de aplicabilidade de sistemas fotovoltaicos é apresentada, seguida da apresentação da metodologia e considerações utilizadas.

### 4.2.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS SOBRE A APLICABILIDADE DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Os principais componentes do sistema fotovoltaico que serão abordados são: o painel com os sensores em si; o inversor; controlador de carga; banco de baterias; e os componentes e estruturas para que se realize a conexão.

O primeiro fator que se deve levar em consideração ao se cogitar a viabilidade da utilização de energia fotovoltaica é a incidência de irradiação solar. No tocante à incidência de irradiação, as irradiações direta e difusa são fatores importantes para o correto dimensionamento do sistema fotovoltaico.

A irradiação solar não pode ser considerada constante pois esta varia ao longo dos dias, dos anos e conforme a localidade. Em grande parte, estas variações ocorrem devido

à geometria da Terra e seus movimentos astronômicos de rotação e translação, que são de certo modo previsíveis; tem-se também os fenômenos climáticos, mais difíceis de se prever, como a formação de nuvens.

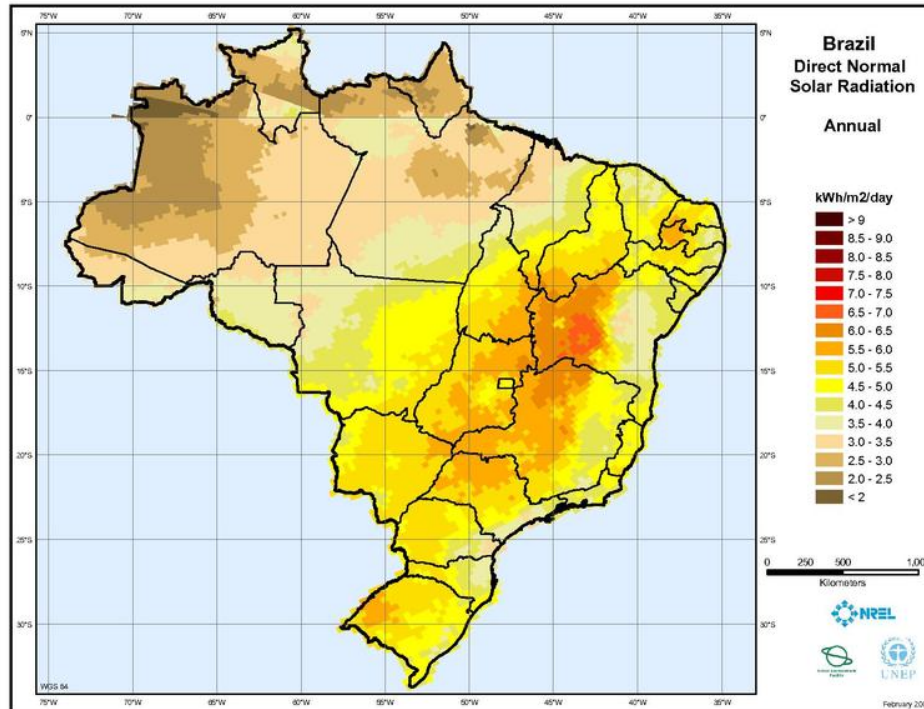


Figura 4.2: Radiação Solar Direta Normal no Brasil  
Fonte:(NREL, 2016)

A Figura 4.2 mostra a incidência de radiação solar direta normal nas regiões do Brasil, dada em  $kWh/m^2/dia$ . Como podemos observar, a região amazônica ainda que mais próxima à linha do equador, apresenta menores valores do que outras regiões devido a vários fatores, dentre eles a presença de nuvens.

Já a Figura 4.3 nos mostra a incidência global de radiação horizontal, que leva em conta não somente a incidência normal mas também a difusa. Nesse caso, podemos ver que os valores para a região amazônica estão mais próximos de outras regiões.

Um modo de otimizar a captação da radiação solar é na orientação dos painéis. O efeito da inclinação dos painéis é mais relevante conforme aumenta-se a latitude do local. Usualmente, o ângulo que é considerado ótimo é igual à latitude do local, sendo sua orientação para o norte, no caso do hemisfério sul, e sul, no caso do hemisfério norte, de forma que a superfície dos painéis esteja perpendicular, na média, aos raios solares, minimizando a variação da irradiação ao longo do ano.

O posicionamento em ângulo igual a latitude não é regra absoluta. Para maximizar a

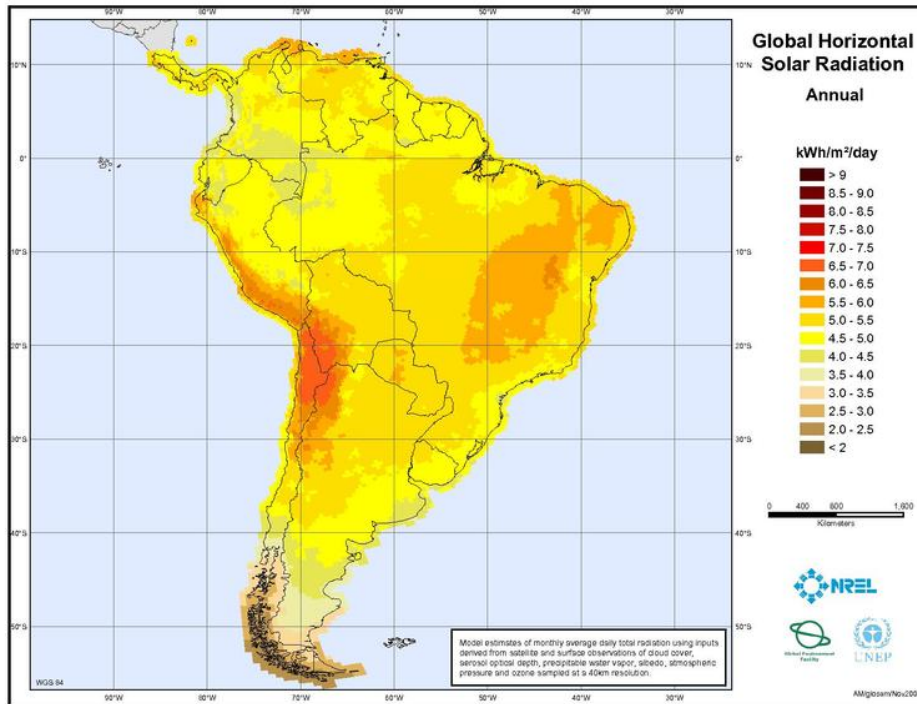


Figura 4.3: Radiação Solar Global Horizontal no Brasil  
 Fonte:(NREL, 2016)

captação da irradiação solar é possível orientar os painéis de modo a favorecer a aplicação de acordo com o período desejado, seja diário, mensal, sazonal, etc. Deve se destacar o fato de que mesmo em regiões próximas à linha do equador é desejável empregar um ângulo mínimo de  $10^\circ$  de modo a evitar a acumulação de resíduos e facilitar a limpeza natural (CEPEL, 2014) dos painéis.

Outra forma de otimização faz uso de estruturas móveis para seguir a orientação do sol e buscar uma incidência perpendicular nos painéis. Porém é necessário verificar se o gasto energético com a movimentação dos painéis é superado com o acréscimo da eficiência e se o custo adicional desta estrutura compensa, em termos financeiros, o ganho de eficiência. Estruturas móveis são mecanismo geralmente dispendiosos, envolvendo sistemas de controle eletrônicos complexos. Porém existe uma alternativa tecnológica mais simples, totalmente mecânica, baseada no princípio da alteração da densidade de um gás ao sofrer aquecimento. Este gás é encapsulado em uma tubulação fechada que percorre o perímetro do painel. Como o painel é montado sobre uma estrutura cujo eixo possui dois graus de liberdade, o gás na lateral do painel mais exposta ao sol, ao dilatar move-se de uma lateral para outra. Com a movimentação do painel, outra lateral do painel passa a ser mais exposta ao sol, de forma que o painel equilibra sua posição quando a incidência

solar é aproximadamente homogênea e ocorre um equilíbrio na temperatura do gás em todo perímetro. A desvantagem deste tipo de aparato é a necessidade de mover-se o painel à posição horizontal ao final do dia. Uma demonstração desta tecnologia é encontrada na Casa Solar Eficiente do CEPTEL no Rio de Janeiro.

Uma forma de comparação entre os módulos com estrutura fixa e móvel é por meio dos fatores de capacidade em corrente contínua  $FC_{cc}$ . Este fator é dado pela média gerada dividida pela potência total dos módulos fotovoltaicos. Para exemplificar, áreas com irradiação próxima de  $5,5 \text{ kWh}/\text{m}^2/\text{dia}$  apresentam fator de capacidade pouco menor do que 17,5%, considerando um *Performance Ratio* (PR) de 75% e uma estrutura fixa voltada para o norte com ângulo de inclinação igual a latitude do local. *Performance Ratio* é uma medida que busca representar a perda % sobre a energia incidida sobre o painel, composta por: perdas por temperatura, perdas pelo descasamento entre módulos (diferença entre suas potências máximas), perdas devido à sujeira sobre o painel, perdas na conversão CC/CA) (TOLMASQUIM, 2016).

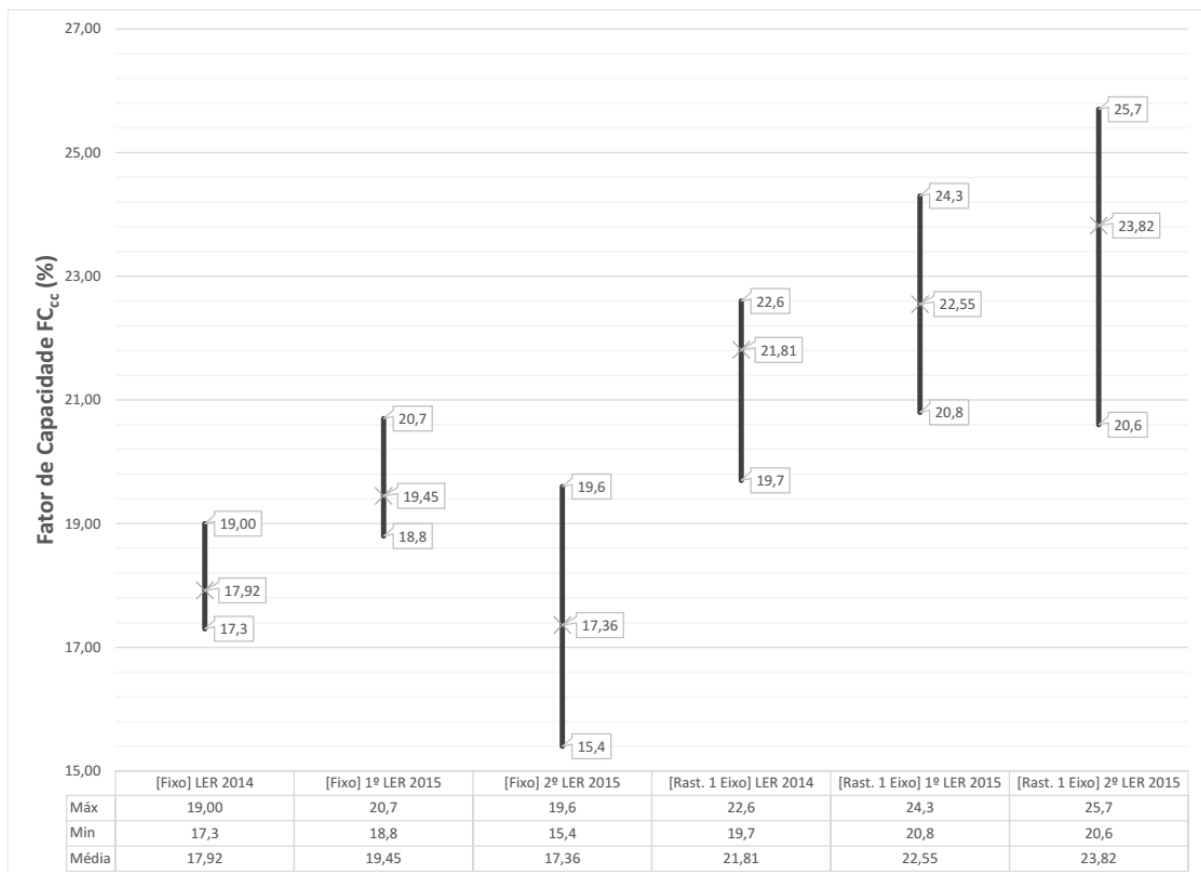


Figura 4.4: Evolução do Fator de Capacidade  
Fontes:(EPE, 2014), (EPE, 2015a), (EPE, 2015b)

Para estruturas móveis que acompanham o movimento solar, é possível um  $FC_{cc}$



maior. Segundo os dados cadastrados no 2º Leilão de Energia de Reserva (2º LER), disponibilizados pela EPE, estima-se que sistemas com seguidores de apenas um eixo atingem, em média, um  $FC_{cc}$  superior a 25% no Brasil, o que pode ser verificado pela Figura 4.4, a qual mostra a diferença dos valores do fator de capacidade, provenientes de 3 Leilões de Energia de Reserva. Pela simplicidade e baixo custo dos sistemas de um eixo, é compreensível a tendência de uso desses mecanismos nas usinas fotovoltaicas em construção no Brasil, onde aproximadamente 73% dos empreendimentos cadastrados no 2º LER utilizam estrutura de suporte com rastreamento de um eixo.

Dado que na geração centralizada busca-se por localidades com melhores níveis de irradiação, de forma a aumentar o fator de capacidade das plantas, para os pelotões especiais de fronteira, o  $FC_{cc}$  está condicionado a sua localidade, sendo assim, esperado valores menores de  $FC_{cc}$  do que as usinas de geração fotovoltaica.

Quanto aos principais tipos de tecnologia utilizada na construção dos painéis fotovoltaicos, temos: silício cristalino (monocristalino ou policristalino); filmes finos; células multijunção. Cabe ressaltar que as células multijunção, devido ao complexo processo de fabricação e elevados custos, são empregadas apenas conjuntamente com sistemas de concentração que exigem células de tamanho reduzido. A eficiência de cada tecnologia varia, e a sua eficiência para os módulos comerciais pode chegar a ser 40% menos eficiente do que as testadas em laboratório (MIT, 2015).

Os inversores são equipamentos de elevada eficiência utilizados para converter corrente contínua em alternada, dado que a geração nos painéis é feita em CC e os equipamentos comumente utilizados são de alimentação CA. São classificados basicamente em três grupos: centrais, *string* e microinversores. O termo *string* é o nome dado à um conjunto de painéis fotovoltaicos conectados em série, com cada *string* conectada em paralelo com outras *strings*. Os inversores centrais são para fazendas solares, o que não é o caso de um PEF. Dado a especificidade dos pelotões especiais de fronteira, as possibilidades de uso do inversor se restringem aos tipos *string* e microinversor.

Os inversores *string*, monofásicos ou trifásicos, são mais utilizados em residências e instalações comerciais. Reúnem um grupo de módulos fotovoltaicos em cada inversor de pequeno porte. Já os microinversores são inversores individuais os quais são acoplados a cada módulo fotovoltaico de uma instalação, maximizando a produção de cada módulo.

Utilizando microinversores, efeitos de sombreamento ou defeitos nos módulos são isolados, o que não ocorre caso fosse um inversor convencional. Como é conectado apenas a um módulo fotovoltaico, o microinversor é submetido a temperaturas e potências menores, garantindo uma vida útil maior; além de simplificarem o design da planta e reduzir a

utilização de cabos. Suas desvantagens são: investimento inicial maior, maior despesa com operação e manutenção e menor eficiência.

A vida útil dos módulos é em torno de 25 anos, sendo que os fabricantes que atendem aos padrões internacionais de qualidade garantem 80% da potência nominal do módulo ao final deste período, sendo esta queda natural devida à degradação natural das células fotovoltaicas. Os inversores, por sua vez, costumam ter garantias de 5 a 10 anos. Já as baterias possuem uma vida útil entre 4 e 5 anos. Vale destacar que para os pelotões especiais de fronteira, é esperado um tempo menor de vida útil para os equipamentos devido as condições climáticas.

Um fator relevante, em especial devido a localidade dos pelotões, é quanto ao descarte. Os módulos fotovoltaicos são produzidos com a incorporação de metais pesados, os quais possuem resistência a biodegradação; materiais com bromo, chumbo e cromo hexavalente podem estar presentes na parte eletrônica dos sistemas de geração e devem ser descartados de maneira adequada. As baterias de chumbo ácido utilizadas em sistemas fotovoltaicos descartadas de maneira inadequada podem causar impactos socioambientais, representando riscos à saúde humana e ao meio ambiente, devido a possível contaminação do solo e águas subterrâneas.

#### 4.2.2 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Dependendo das considerações adotadas e o grau de precisão desejada, o dimensionamento de um sistema fotovoltaico pode ser uma tarefa complexa realizada apenas com auxílio computacional. Universidades e empresas dedicaram-se ao desenvolvimento de ferramentas de modelagem e análise e algumas dessas ferramentas são disponibilizadas gratuitamente. Com esta consideração em mente, resolvemos desenvolver nosso dimensionamento conforme a bibliografia levantada sobre o tema e comparar nossos resultados com um *software* de modelagem e análise. O software escolhido para a comparação foi o *PVSystem*, escolhido pela profundidade de detalhes disponível para a simulação, por ser gratuito e por constar na lista de recomendações de ferramentas computacionais do Manual de Engenharia Fotovoltaica 2014 (CEPEL, 2014).

#### 4.2.3 DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

O Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (CEPEL, 2014) serviu como bibliografia básica para a elaboração do nosso dimensionamento.

Segundo (CEPEL, 2014) as principais etapas para dimensionamento de um Sistema

Fotovoltaico são:

- Levantamento adequado do recurso solar disponível no local da aplicação;
- Definição da localização e configuração do sistema;
- Levantamento adequado de demanda e consumo de energia elétrica;
- Dimensionamento do gerador fotovoltaico;
- Dimensionamento dos equipamentos de condicionamento de potência;
- Dimensionamento do sistema de armazenamento, usualmente associado aos sistemas isolados.

Para o levantamento do recurso solar disponível, utilizamos os dados de irradiação disponibilizados pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) na plataforma *National Renewable Energy Laboratory* (2016). A plataforma (*Solar And Wind Resource Assesment*) é uma iniciativa global gerenciada pela UNEP (*United Nations Environment Programme*) com objetivo de disponibilizar publicamente informações sobre recursos solares e eólicos de todo mundo, atualizado por diversas instituições de diversos países. O Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) é o mantenedor das informações sobre irradiação solar disponíveis para o Brasil.

Em *National Renewable Energy Laboratory* (2016) temos disponíveis os índices de irradiação solar global horizontal (*GHI Global Horizontal Irradiance*), de irradiação global sobre uma superfície inclinada (*TILR Solar Irradiance on a Tilted Surface*) e a temperatura média diária; todos os dados fornecidos como médias diárias em janelas de tempo mensais. Como um módulo fotovoltaico tem suas características elétricas dependentes basicamente da irradiância e da temperatura dos módulos, com os dados obtidos na plataforma *National Renewable Energy Laboratory* (2016) podemos realizar seu dimensionamento.

A Irradiação Global Horizontal (GHI) é a medida da irradiação solar total recebida por uma superfície horizontal (paralela ao solo). Compõem-se em duas parcelas: Irradiação Direta Normal (*DNI Direct Normal Irradiance*) e Irradiação Horizontal Difusa (*DIF Diffuse Horizontal Irradiance*). DNI é uma medida da irradiação direta do sol, incidindo perpendicularmente em um plano horizontal. DIF é uma medida da radiação solar que não vem diretamente da posição do sol no céu, mas do espalhamento da radiação solar pela atmosfera, homogêneo em todas direções.

A Irradiação Global Sobre uma Superfície Inclinada (TILT) é análoga à GHI, porém considera a irradiação sobre uma superfície inclinada em relação ao solo de um ângulo igual à latitude do local e orientada na direção do Norte geográfico.

Há outras fontes de dados de irradiação solar disponíveis para o território brasileiro, e segundo (SOARES et al., 2010) uma comparação entre estas fontes revela discrepâncias apreciáveis. A Figura 4.5 apresenta as diferenças entre três fontes de dados (incluindo SWERA) para a radiação solar média diária em Rio Branco/AC, considerando um módulo inclinado de 10° N.

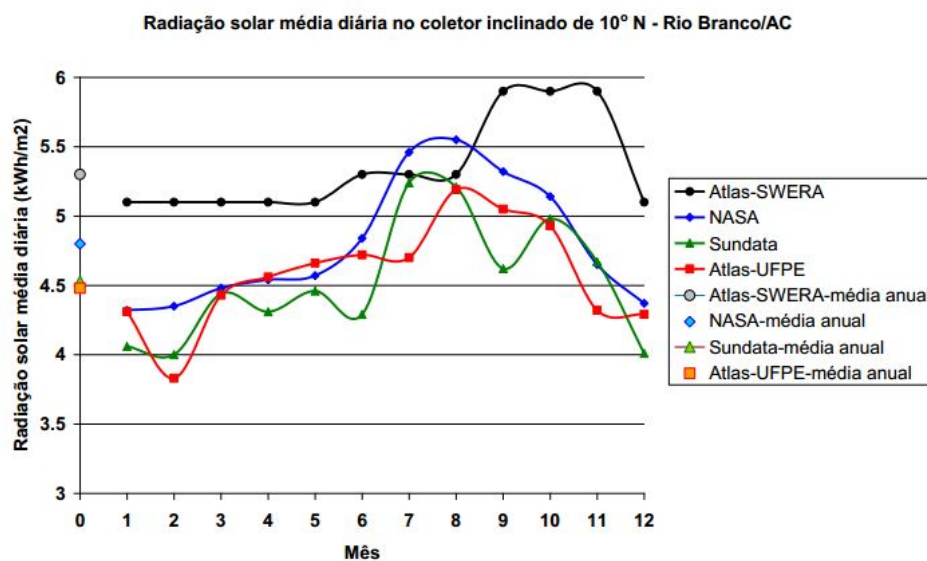


Figura 4.5: Radiação Solar Média Diária no Coletor Inclinado de 10° N Rio Branco  
Fonte:(SOARES et al., 2010)

Devido às diferenças verificáveis na Figura 4.5, a escolha de qual fonte de dados de irradiação solar utilizar torna-se um problema. Decidimos pela utilização do SWERA em concordância com nossa bibliografia básica (CEPEL, 2014).

Em relação à localização e configuração do sistema, consideraremos a instalação dos painéis solares na coordenada N 0°36'39.90" W 69°11'45.50" referente à localização do PEF de Iauretê e um módulo fotovoltaico orientado para o Norte com ângulo de inclinação em relação ao solo igual à latitude de sua localização. O levantamento da demanda e consumo de energia elétrica é tratado na Seção 4.1.

Segundo (CEPEL, 2014) podemos utilizar a equação 4.1 para obtermos a potência necessária do painel fotovoltaico. A equação considera uma demanda de energia diferente para cada mês do ano. Para efeito de simplificação, porém, nossa modelagem assumiu um consumo diário de energia constante em todos dias do ano.

$$P_m = \max_{i=1}^{12} \left( \frac{L}{HSP_i \cdot Red_1 \cdot Red_2} \right) \quad (4.1)$$

Onde:

$P_m(kW_p)$ : potência do painel fotovoltaico;

$L(kWh/dia)$ : quantidade de energia consumida diariamente;

$HSP_i(h/dia)$ : horas de sol pleno no mês  $i$ ;

$Red_1(\%)$ : fator de redução (*derating*) da potência dos módulos fotovoltaicos, em relação ao seu valor nominal. Engloba os efeitos de eventual depósito de sujeira, degradação física permanente ao longo do tempo, tolerância de fabricação em relação ao valor nominal, perdas por desvio de temperatura etc.

$Red_2(\%)$ : fator de redução (*derating*) da potência devido a perdas no sistema, incluindo: fiação, controlador, diodos, etc.

Podemos obter  $HSP_i$  através da equação  $HSP_i = \frac{TILT_i[kWh/m^2]}{1[kW/m^2]}$ , considerando a utilização da irradiação sobre uma superfície inclinada em cada mês do ano ( $TILT_i$ ). Nota-se que radiação global inclinada (TILT) e Horas de Sol Pleno HSP são sempre numericamente iguais, havendo apenas mudança de unidades.

A Tabela 4.3 apresenta os valores de irradiação solar para a localização considerada e a Tabela 4.4 as considerações e resultados obtidos através da equação 4.1. Considerando que a equação 4.1 solicita o valor máximo de  $P_m$ , utilizamos o valor mínimo das médias mensais de  $HSP_i$ .

O módulo fotovoltaico escolhido é o modelo CS6U 340M da marca CanadianSolar, cujas especificações elétricas são apresentadas na Tabela 4.5 para a condição padrão de ensaio, com irradiação de  $1000W/m^2$  e  $25^\circ$  de temperatura. A Tabela 4.5 também apresenta as tensões mínimas e máximas atingidas pelo painel conforme o coeficiente de temperatura do módulo e o intervalo de temperaturas considerado para o local.

Sabe-se que as características elétricas dos módulos fotovoltaicos são dependentes da temperatura e irradiação solar incidente, portanto é de se esperar que a potência do painel varie ao longo do dia. Faz-se interessante então a utilização de um inversor com seguidor do ponto de máxima potência. Segundo (CEPEL, 2014) o seguidor do ponto de máxima potência (SPPM) é um dispositivo utilizado para maximizar a potência disponível do gerador fotovoltaico; permite encontrar e regular os pontos de máxima potência (produto corrente tensão) em todos os estados de funcionamento.

Nosso dimensionamento considera a utilização de um inversor da marca ABB, modelo PVI 5000 TL OUTD. Este inversor apresenta dois seguidores de máxima potência

Tabela 4.3: Irradiação Diária Média ao Longo dos Meses

<b>Iauretê</b>			
<b>Coordenada</b> N 0°36'39.90" W 69°11'45.50"			
	<b>GHI</b>	<b>TILT</b>	
Jan	4,276	4,293	
Fev	4,901	4,908	
Mar	5,110	5,110	
Abr	5,220	5,208	
Mai	4,803	4,783	
Jun	4,529	4,507	
Jul	4,888	4,864	
Ago	5,547	5,531	
Set	5,492	5,487	
Out	5,593	5,600	
Nov	5,257	5,600	
Dez	4,848	4,869	
<b>Média Anual</b>	<b>5,005</b>	<b>5,003</b>	

Fonte: Autor

Tabela 4.4: Considerações Utilizadas para Cálculo da Potência de Pico ( $W_p$ )

<b>Consumo diário (kWh)</b>	115,22
<b>Irradiação diária sobre os módulos (kWh/m<sup>2</sup>/dia)</b>	4,29
<b>Fator de Redução 1 (%)</b>	75%
Sujeira	5%
Degradação Física Permanente	5%
Desvio Pot. Nominal	5%
Mismatch	5%
Desvio de Temperatura	5%
<b>Fator de Redução 2 (%)</b>	90%
Inversor	3%
Cabeamento	3%
Conexões	3%
Sombreamento	3%
<b>Potência pico painéis (kW<sub>p</sub>)</b>	<b>35,8</b>

Fonte: Autor

independentes. As características elétricas do inversor são apresentadas na Tabela 4.6.

Com os dados elétricos disponibilizados podemos definir a configuração do nosso sistema. Segundo (CEPEL, 2014) o número de módulos em série deve ser tal que a tensão de saída do painel FV fique dentro da faixa ótima de operação do controlador, devendo obedecer a inequação 4.2.

Tabela 4.5: Dados Elétricos do Módulo Fotovoltaico (*Standard Test Condition*)

<b>Potência pico módulo <math>W_p</math> (<math>W_p</math>)</b>		340
<b>Tensão ótima de operação (<math>V_{mp}</math>) (V)</b>		37,9
<b>Corrente ótima de operação (<math>I_{mp}</math>) (A)</b>		8,97
<b>Tensão circuito aberto (<math>V_{oc}</math>) (V)</b>		46,2
<b>Corrente curto circuito (<math>I_{sc}</math>) (A)</b>		9,48
<b>Eficiência Modulo (%)</b>		17,5%
<b>Coefficiente de temp. (<math>P_{max}</math>)</b>		0,41%
<b>Coefficiente de temp. (<math>V_{max}</math>)</b>		0,31%
<b>Coefficiente de temp. (<math>I_{sc}</math>)</b>		0,05%
<b>Temperatura Nominal Operação</b>		45
<hr/>		
		$V_{mp}$ <b>min</b>
<b>Temperatura Máx. Operação (°C)</b>	70	32,61295
		$V_{mp}$ <b>max.</b>
<b>Temperatura Mín. Operação (°C)</b>	15	47,6322

Fonte: Adaptado (CANADIANSOLAR, 2016)

Tabela 4.6: Dados Elétricos do Inversor

<b>Potência DC Máx. (W) para cada SPPM</b>	4.000
<b>Potência DC Máx. Total (W)</b>	5.150
<b>Tensão DC Máx. (V)</b>	600
<b>Intervalo Tensão SPPM (V)</b>	130 530
<b>Corrente Máx. Entrada (A) por SPPM</b>	22
<b>Potência AC Máx. (W)</b>	5.000

Fonte: Adaptado (ABB, 2016)

$$\frac{V_{SPPM_{min}}}{V_{mpT_{max}}} < \text{Módulos em série} < \frac{V_{SPPM_{max}}}{V_{mpT_{min}}} \quad (4.2)$$

onde  $V_{SPPM_{max}}$  é máxima tensão;  $V_{SPPM_{min}}$  é a mínima tensão de operação do SPPM do controlador;  $V_{mpT_{min}}$  e  $V_{mpT_{max}}$  são as tensões de máxima potência do módulo fotovoltaico nas suas máxima e mínima temperaturas de operação.

Para o número de *strings* em paralelo, devemos considerar a potência total do gerador ( $P_m$ ) e a potência de cada *string* conforme a Equação 4.3:

$$\text{Strings em paralelo} = \frac{P_m}{\text{módulos em série} \cdot P_{mod}} \quad (4.3)$$

onde  $P_{mod}$  é a potência ( $W_p$ ) nominal do módulo adotado.

O último requisito a ser verificado é a compatibilidade entre corrente do painel FV e a

corrente do controlador para operação SPPM. A Equação 4.4 objetiva esta verificação:

$$I_m = \text{Strings em paralelo} \cdot I_{mp} \quad (4.4)$$

onde  $I_{mp}$  é a corrente do módulo no ponto de máxima potência, nas condições padrão de ensaio (STC).

A Tabela 4.7 demonstra a configuração dos painéis e inversores adotada, com as respectivas considerações e resultados. Inspeccionando a tabela pode-se verificar que a configuração adotada respeita todas as condições de balizamento apresentadas nas equações anteriores e limitações do inversor da Tabela 4.6.

Tabela 4.7: Configuração dos Painéis Fotovoltaicos e Especificação Elétrica Resultante

Componente	Quantidade	
Inversores		9
SPPM por inversor		2
Módulos FV por String		3
Strings por SPPM		2
<b>Arranjo resultante:</b>		
<i>9 inversores com 2 arranjos de 6 módulos (2 strings de 3 módulos) em cada inversor</i>		
<b>Dados elétricos considerando o arranjo resultante</b>		
$V_{mp}$ @ 15 °C	<b>V</b>	97,8
$V_{mp}$ @ 70 °C	<b>V</b>	117,2
$V_{oc}$ @ 15 °C	<b>V</b>	142,9
$I_{mp}$	<b>A</b>	19,0
Potência em cada SPPM	<b>W</b>	2.040
Potência total dos módulos	<b>W</b>	36.720
Total de módulos	<b>und</b>	108

Fonte: Autor

Basta então o dimensionamento do banco de baterias, cujo detalhamento é demonstrado na Tabela 4.8 e resulta em um banco de baterias de 225 baterias de 160 Ah cada, conectadas em um arranjo 5(série)x45(paralelo).



Tabela 4.8: Dimensionamento do Banco de Baterias

<b>Dados Bateria</b>			
Tensão banco bateria ( $V_{banco}$ )	V	60	
Tensão bateria ( $V_{bat}$ )	V	12	
Capacidade bateria ( $C_{bat}$ )	Ah	160	
Profundidade descarga ( $P_{desc}$ )	%	80%	
Dias de autonomia ( $d$ )	dias	3	
Consumo diário ( $E$ )	kWh	115,22	
<b>Autonomia necessária (<math>A</math>)</b>	$\frac{d \cdot E}{V_{banco} \cdot P_{desc}}$	Ah	7.201
<b>baterias em paralelo <math>qtde_{paralelo}</math></b>	$\frac{A}{C_{bat}}$	und	45
<b>baterias em série <math>qtde_{serie}</math></b>	$\frac{V_{banco}}{V_{bat}}$	und	5
<b>total de baterias</b>	$qtde_{serie} \cdot qtde_{paralelo}$	und	225

Fonte: Autor

A simulação feita na ferramenta *PVSyst* apresenta um relatório bastante detalhado, porém algumas limitações impediram a comparação completa com os resultados em nosso dimensionamento. Dentre as limitações encontradas, citamos:

- Impossibilidade de empregar um inversor de duplo SPPM com valores definidos pelo usuário;
- Conjunto limitado de opções de módulos fotovoltaicos e inversores à disposição para simulação;
- Os valores de irradiação para o Brasil são incompletos e a localização mais próxima de Iauretê é Manaus/AM

Apesar das limitações na comparação, encontramos convergências em ambos modelos, conforme mostrado na Tabela 4.9. O relatório completo da simulação na ferramenta *PVSyst* encontra-se no Anexo I deste trabalho.

### 4.3 GERAÇÃO EM MICRO OU PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS

Dimensionaremos um sistema de micro ou pequena central hidrelétrica conforme as premissas de carga desenvolvidas na Seção 4.1. Uma abordagem introdutória sobre os requisitos e condições de aplicabilidade de geração hidrelétrica é apresentada, seguida da apresentação da metodologia e considerações utilizadas.

Tabela 4.9: Comparação com a Ferramenta Computacional *PVSyst*

	<b>Autor</b>	<b>PVSyst</b>
<b>Total inversores</b>	<u>9</u>	<u>1</u>
<b>Total módulos FV</b>	<u>108</u>	<u>100</u>
<b>em série</b>	2	4
<b>em paralelo</b>	4	25
<b>Total baterias</b>	<u>225</u>	<u>250</u>
<b>em série</b>	5	5
<b>em paralelo</b>	45	50

Fonte: Autor

#### 4.3.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS SOBRE A APLICABILIDADE DE SISTEMAS HIDRELÉTRICOS

Um local adequado para se implementar uma PCH, segundo (ELETROBRÁS, 2000), deve atender aos seguintes requisitos:

- queda natural acentuada que, aliada à altura da barragem, proporcionará queda bruta aproveitável;
- jazidas naturais na região de materiais de construção em quantidade e qualidade adequada, a fim de minimizar distância de transporte até o local de obra;
- avaliar de maneira simplificada os possíveis impactos do empreendimento na região.

Inicialmente, deverá ser estimada a energia firme e a potência a ser instalada no aproveitamento, utilizando se as seguintes fórmulas, segundo Eletrobrás (2000):

$$EF_e : \frac{\mu \cdot 9,81 \cdot Q \cdot H_{liq}}{1000} \cdot \Delta t \quad (4.5)$$

Onde:

$EF_e$  : energia firme estimada em MW médios, considerando se  $Q$  e  $H_{liq}$  constantes durante o funcionamento da usina (1 MW médio = 8760 MWh por ano, durante a vida útil da usina);

$\mu$  : rendimento do conjunto turbina gerador, sugerindo se o valor final de 0,85;

$\Delta t$  : intervalo de tempo igual a 1 s;

$Q$  : vazão mínima medida no local, ou  $Q_{95\%}$ , ou, ainda, a vazão média ao longo do período crítico do sistema interligado ( $m^3/s$ );

$H_{liq}$  : queda líquida (m).

A queda líquida ( $H_{liq}$ ) será igual à queda bruta menos as perdas hidráulicas, nesta fase adotadas igual a 3% para casas de força ao “pé” da barragem e 5% para aduções em túnel/canal.

Como  $EF_e : F_c \cdot Pot$ , tem se:

$$Pot : \frac{EF_e}{F_c} \quad (4.6)$$

Onde:

$Pot$  : é a potência instalada (MW);

$F_c$  : o fator de capacidade, adotado, para esta fase, igual a 0,55.

Em seguida, deverá ser estimada a vazão de projeto do vertedouro a partir da vazão específica da bacia, podendo ser estimado em função de informações de bacias com características hidrológicas semelhantes da região e, ainda, com base na experiência em projetos dessa natureza, conforme Eletrobrás (2000).

Os impactos ambientais, incluindo as interferências, deverão ser avaliados de maneira simplificada em função da área inundada, problemas a montante e a jusante do barramento. Todos os principais impactos deverão ser orçados e incluídos na estimativa de custo.

#### 4.3.2 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA HIDRELÉTRICO

Dado a complexidade inerente ao dimensionamento de uma Micro Central Hidrelétrica e o propósito generalista de nossa análise, adotamos uma modelagem simplificada, seguindo as diretrizes da Eletrobrás (ELETROBRÁS, 2000) para avaliação expedita de viabilidade de uma usina.

Para efeito de comparação, foi considerado uma altura bruta ( $H_b$ ) de 5 m. Para as perdas, foi adotado o valor de 5% sobre o valor da altura bruta (ELETROBRÁS, 2000); tanto o fator de capacidade quanto o rendimento do conjunto turbina gerador foi adotado o valor de referência também da Eletrobrás de 0,55 e 0,85, respectivamente.

De posse destes valores, montou-se a tabela 4.10

Para obter-se o valor da vazão ( $Q$ ) da tabela 4.10, calculou-se a média entre os valores máximo e mínimo de um dado mês e ano da Agência Nacional de Águas (DE ÁGUAS, 2016) apenas quando existiam dados para ambos os valores, e de posse desses valores, calculou se a média trimestral de todo o período dos dados. A tabela 4.11 mostra os valores das médias por trimestre e da média trimestral, que foi o valor adotado para a vazão. A estação utilizada para a coleta dos dados foi a de código 13470, cuja localização

Tabela 4.10: Energia Firme e Potência Instalada

$\mu$	85%
$Q$ (m <sup>3</sup> /s)	126,18
$H_{bruta}$ (m)	5,00
$H_{perdas}$ (%)	5%
$H_{liq}$ (m)	4,75
$EF_e$ (MW)	5,00
$F_c$	0,55
$Pot$	9,09

Fonte: Autor

é próxima de Iauretê. O programa já desconsidera as medições mensais com menos de 15 dias de dados dentro de um mês.

Verifica se que o potencial energético disponível é bastante maior que a previsão de carga desenvolvida na Seção 4.1.

Tabela 4.11: Cálculo da Vazão

<b>1º TRI</b>	264,53
<b>2º TRI</b>	119,24
<b>3º TRI</b>	23,99
<b>4º TRI</b>	96,94
<b>Média Trimestral</b>	126,18

Fonte: Adaptado (DE ÁGUAS, 2016)

#### 4.4 FLUXO DE CAIXA

Elaboramos uma simulação de fluxo de caixa considerando as três alternativas de geração energética: geração fotovoltaica, geração através de microcentrais hidrelétricas e geração através de grupo gerador diesel. O fluxo de caixa modelado é dividido em Despesas de Capital (*CAPEX Capital Expenditure*) e Despesas de Operação e Manutenção (*OPEX Operational Expenditure*).

Basicamente, CAPEX designa o capital despendido na aquisição de bens de capital e OPEX o capital utilizado para manter os bens adquiridos, tais como equipamentos. No contexto do nosso trabalho, CAPEX é o custo de reposição das instalações e equipamentos constituintes de cada sistema de geração considerado, e OPEX, o custo de manutenção anualizado de cada sistema com manutenção, insumos etc. Nossas premissas para o fluxo de caixa baseiam se nas características macroscópicas de cada sistema.

A Tabela 4.12 apresenta as premissas utilizadas para a modelagem do fluxo de caixa de cada fonte de energia. Conforme recomendação em (CEPEL, 2014), a taxa de desconto

utilizada é 12% aa e o horizonte de tempo avaliado é de 50 anos. O consumo anual de energia é 42.507 kWh, correspondente ao consumo diário de energia calculado na Seção 4.1:  $E_{anual} = E_{diaria} \cdot 365$ .

A modelagem considera ainda inflação de alguns itens, o que significa que o custo inflacionado pode ser obtido através da relação  $custo_i = (1 + \text{inflação})^i \cdot custo_{inicial}$ , em que  $i$  representa o número de anos desde o ano inicial.

Tabela 4.12: Premissas para Elaboração do Fluxo de Caixa

<b>Taxa de desconto</b>	12%
<b>Demanda anual energia (kWh)</b>	42.057
<b>Pequena Central Hidrelétrica</b>	
Pot. Instalada (kW)	10,04
Reposição Usina R\$/kW instalado	25.000
Operação Usina (% instalação)	10%
Inflação operação usina(% aa)	6%
Reposição LT (R\$/km)	30.000
Comprimento LT (km)	10
Operação LT (R\$/km)	6.000
Inflação operação LT (% aa)	6%
<b>Painéis Fotovoltaico</b>	
# módulos PV (und)	108
Reposição módulos PV (R\$/und)	1.300
Freq. Reposição mód. PV (anos)	25
# inversores (und)	9
Reposição inversor (R\$/und)	40.000
Freq. Reposição inversor (anos)	5
# baterias (und)	225
Reposição baterias (R\$/und)	400
Freq. Reposição bateria (anos)	2
Inflação reposição (% aa)	6%
Operação (%)	1%
Inflação operação (% aa)	6%
<b>Grupo Gerador Diesel</b>	
Pot. Instalada (kW)	6,7
Reposição R\$/kW instalado	1.500
Freq. Reposição (anos)	10
Inflação Reposição (% aa)	6%
Custo Geração (R\$/kWh)	3,00
Inflação combustível (% aa)	8%
Custo Manutenção (R\$/MWh)	150
Inflação manutenção (% aa)	6%

Fonte: Autor

Com as premissas apresentadas na Tabela 4.12 pudemos elaborar o fluxo de caixa

considerando dois cenários:

- Cenário 1: Instalação de uma Pequena Central Hidrelétrica com sistema gerador diesel como reserva;
- Cenário 2: Instalação de um sistema de geração fotovoltaica com sistema gerador diesel como reserva.

O fluxo de caixa de cada cenário é apresentado detalhando a respectiva composição do OPEX e CAPEX. Vale ressaltar que, para ambos os cenários, considerou-se que a geração à diesel é sempre um percentual do consumo anual de energia, o que busca refletir a impossibilidade de dependência de uma fonte única de energia. Este percentual para o Cenário 1 é constante e igual a 25%; para o cenário 2 é de 15%. Os diferentes percentuais em cada cenário buscam refletir a confiabilidade histórica de tipo de geração.

No Cenário 1 considera-se que a potência instalada para Pequena Central Hidrelétrica é 1,5 vezes a demanda máxima diária prevista e que a usina fica a uma distância de 10km do centro de carga. As Tabelas 4.13 e 4.14 apresentam a composição do fluxo de caixa modelado para o Cenário 1.

Nossa modelagem resultou em um Valor Presente Líquido Total para o Cenário 1 de R\$ -2.838.923. Procedemos então para análise do fluxo de caixa do Cenário 2. As Tabelas 4.15 e 4.16 apresentam a composição do fluxo de caixa modelado para o Cenário 2.

Para o Cenário 2 encontramos Valor Presente Líquido Total de R\$ -3.012.132. Comparando-se com o Valor Presente obtido para o Cenário 1 encontramos  $R\$ -2.838.923 - R\$ -3.012.132 = R\$ 173.209$ , uma diferença positiva. Portanto, nossa modelagem demonstra-se favorável em relação ao Cenário 1, em que temos geração de energia através de pequena central hidrelétrica utilizando grupo gerador diesel como *backup*.

Tabela 4.13: Fluxo de Caixa Pequena Central Hidrelétrica - Cenário 1

	Inst. Usina	Inst. LT	Capex	Operação Usina	Operação LT	Opex	Valor Presente
Ano 0	(250.906)	(300.000)	(550.906)	(25.091)	(60.000)	(85.091)	(635.997)
Ano 1				(26.596)	(63.600)	(90.196)	(80.532)
Ano 2				(28.192)	(67.416)	(95.608)	(76.218)
Ano 3				(29.883)	(71.461)	(101.344)	(72.135)
Ano 4				(31.676)	(75.749)	(107.425)	(68.271)
Ano 5				(33.577)	(80.294)	(113.870)	(64.613)
Ano 6				(35.592)	(85.111)	(120.703)	(61.152)
Ano 7				(37.727)	(90.218)	(127.945)	(57.876)
Ano 8				(39.991)	(95.631)	(135.622)	(54.775)
Ano 9				(42.390)	(101.369)	(143.759)	(51.841)
Ano 10				(44.933)	(107.451)	(152.384)	(49.064)
Ano 11				(47.629)	(113.898)	(161.527)	(46.435)
Ano 12				(50.487)	(120.732)	(171.219)	(43.948)
Ano 13				(53.517)	(127.976)	(181.492)	(41.593)
Ano 14				(56.727)	(135.654)	(192.382)	(39.365)
Ano 15				(60.131)	(143.793)	(203.925)	(37.256)
Ano 16				(63.739)	(152.421)	(216.160)	(35.260)
Ano 17				(67.563)	(161.566)	(229.130)	(33.371)
Ano 18				(71.617)	(171.260)	(242.878)	(31.584)
Ano 19				(75.914)	(181.536)	(257.450)	(29.892)
Ano 20				(80.469)	(192.428)	(272.897)	(28.290)
Ano 21				(85.297)	(203.974)	(289.271)	(26.775)
Ano 22				(90.415)	(216.212)	(306.627)	(25.340)
Ano 23				(95.840)	(229.185)	(325.025)	(23.983)
Ano 24				(101.590)	(242.936)	(344.526)	(22.698)
Ano 25				(107.686)	(257.512)	(365.198)	(21.482)
Ano 26				(114.147)	(272.963)	(387.110)	(20.331)
Ano 27				(120.996)	(289.341)	(410.336)	(19.242)
Ano 28				(128.255)	(306.701)	(434.957)	(18.211)
Ano 29				(135.951)	(325.103)	(461.054)	(17.236)
Ano 30				(144.108)	(344.609)	(488.717)	(16.312)
Ano 31				(152.754)	(365.286)	(518.040)	(15.438)
Ano 32				(161.920)	(387.203)	(549.123)	(14.611)
Ano 33				(171.635)	(410.435)	(582.070)	(13.829)
Ano 34				(181.933)	(435.062)	(616.994)	(13.088)
Ano 35				(192.849)	(461.165)	(654.014)	(12.387)
Ano 36				(204.420)	(488.835)	(693.255)	(11.723)
Ano 37				(216.685)	(518.165)	(734.850)	(11.095)
Ano 38				(229.686)	(549.255)	(778.941)	(10.501)
Ano 39				(243.467)	(582.210)	(825.678)	(9.938)
Ano 40				(258.075)	(617.143)	(875.218)	(9.406)
Ano 41				(273.560)	(654.172)	(927.731)	(8.902)
Ano 42				(289.973)	(693.422)	(983.395)	(8.425)
Ano 43				(307.372)	(735.027)	(1.042.399)	(7.974)
Ano 44				(325.814)	(779.129)	(1.104.943)	(7.547)
Ano 45				(345.363)	(825.877)	(1.171.239)	(7.142)
Ano 46				(366.084)	(875.429)	(1.241.514)	(6.760)
Ano 47				(388.050)	(927.955)	(1.316.005)	(6.398)
Ano 48				(411.332)	(983.632)	(1.394.965)	(6.055)
Ano 49				(436.012)	(1.042.650)	(1.478.663)	(5.730)
Ano 50				(462.173)	(1.105.209)	(1.567.382)	(5.423)
						<b>Valor Presente</b>	<b>(2.043.451)</b>

Fonte: Autor

Tabela 4.14: Fluxo de Caixa Grupo Gerador Diesel - Cenário 1

	Capex	% Cons. Anual	Custo Geração	Manutenção	Opex	Valor Presente
Ano 0	(10.036)	25%	(31.542)	(1.577)	(33.120)	(43.156)
Ano 1		25%	(34.066)	(1.672)	(35.738)	(31.909)
Ano 2		25%	(36.791)	(1.772)	(38.563)	(30.742)
Ano 3		25%	(39.734)	(1.878)	(41.613)	(29.619)
Ano 4		25%	(42.913)	(1.991)	(44.904)	(28.537)
Ano 5		25%	(46.346)	(2.111)	(48.457)	(27.496)
Ano 6		25%	(50.054)	(2.237)	(52.291)	(26.492)
Ano 7		25%	(54.058)	(2.371)	(56.430)	(25.526)
Ano 8		25%	(58.383)	(2.514)	(60.896)	(24.595)
Ano 9		25%	(63.053)	(2.665)	(65.718)	(23.699)
Ano 10	(17.973)	25%	(68.098)	(2.824)	(70.922)	(28.622)
Ano 11		25%	(73.545)	(2.994)	(76.539)	(22.003)
Ano 12		25%	(79.429)	(3.173)	(82.603)	(21.202)
Ano 13		25%	(85.783)	(3.364)	(89.147)	(20.430)
Ano 14		25%	(92.646)	(3.566)	(96.212)	(19.687)
Ano 15		25%	(100.058)	(3.780)	(103.837)	(18.971)
Ano 16		25%	(108.062)	(4.006)	(112.069)	(18.281)
Ano 17		25%	(116.707)	(4.247)	(120.954)	(17.616)
Ano 18		25%	(126.044)	(4.502)	(130.546)	(16.976)
Ano 19		25%	(136.128)	(4.772)	(140.899)	(16.359)
Ano 20	(32.188)	25%	(147.018)	(5.058)	(152.076)	(19.102)
Ano 21		25%	(158.779)	(5.362)	(164.141)	(15.193)
Ano 22		25%	(171.481)	(5.683)	(177.165)	(14.641)
Ano 23		25%	(185.200)	(6.024)	(191.224)	(14.110)
Ano 24		25%	(200.016)	(6.386)	(206.402)	(13.598)
Ano 25		25%	(216.017)	(6.769)	(222.786)	(13.105)
Ano 26		25%	(233.299)	(7.175)	(240.474)	(12.630)
Ano 27		25%	(251.963)	(7.605)	(259.568)	(12.172)
Ano 28		25%	(272.120)	(8.062)	(280.181)	(11.731)
Ano 29		25%	(293.889)	(8.545)	(302.435)	(11.306)
Ano 30	(57.643)	25%	(317.400)	(9.058)	(326.458)	(12.821)
Ano 31		25%	(342.792)	(9.602)	(352.394)	(10.502)
Ano 32		25%	(370.216)	(10.178)	(380.393)	(10.122)
Ano 33		25%	(399.833)	(10.788)	(410.621)	(9.755)
Ano 34		25%	(431.819)	(11.436)	(443.255)	(9.402)
Ano 35		25%	(466.365)	(12.122)	(478.487)	(9.062)
Ano 36		25%	(503.674)	(12.849)	(516.523)	(8.735)
Ano 37		25%	(543.968)	(13.620)	(557.588)	(8.419)
Ano 38		25%	(587.486)	(14.437)	(601.923)	(8.114)
Ano 39		25%	(634.485)	(15.304)	(649.788)	(7.821)
Ano 40	(103.230)	25%	(685.243)	(16.222)	(701.465)	(8.648)
Ano 41		25%	(740.063)	(17.195)	(757.258)	(7.266)
Ano 42		25%	(799.268)	(18.227)	(817.495)	(7.004)
Ano 43		25%	(863.209)	(19.320)	(882.530)	(6.751)
Ano 44		25%	(932.266)	(20.480)	(952.746)	(6.507)
Ano 45		25%	(1.006.847)	(21.708)	(1.028.556)	(6.272)
Ano 46		25%	(1.087.395)	(23.011)	(1.110.406)	(6.046)
Ano 47		25%	(1.174.387)	(24.392)	(1.198.778)	(5.828)
Ano 48		25%	(1.268.337)	(25.855)	(1.294.193)	(5.617)
Ano 49		25%	(1.369.804)	(27.406)	(1.397.211)	(5.415)
Ano 50	(184.869)	25%	(1.479.389)	(29.051)	(1.508.440)	(5.859)
					<b>Valor Presente</b>	<b>(795.472)</b>

Fonte: Autor



Tabela 4.15: Fluxo de Caixa Módulos Fotovoltaicos - Cenário 2

	Reposição Mód. PV	Reposição Inversor	Reposição Baterias	Capex	Opex	Valor Presente
Ano 0	(140.400)	(360.000)	(90.000)	(590.400)	(5.904)	(596.304)
Ano 1					(6.258)	(5.588)
Ano 2			(101.124)	(101.124)	(6.634)	(85.904)
Ano 3					(7.032)	(5.005)
Ano 4			(113.623)	(113.623)	(7.454)	(76.946)
Ano 5		(481.761)		(481.761)	(7.901)	(277.847)
Ano 6			(127.667)	(127.667)	(8.375)	(68.923)
Ano 7					(8.877)	(4.016)
Ano 8			(143.446)	(143.446)	(9.410)	(61.736)
Ano 9					(9.975)	(3.597)
Ano 10		(644.705)	(161.176)	(805.881)	(10.573)	(262.877)
Ano 11					(11.208)	(3.222)
Ano 12			(181.098)	(181.098)	(11.880)	(49.533)
Ano 13					(12.593)	(2.886)
Ano 14			(203.481)	(203.481)	(13.348)	(44.368)
Ano 15		(862.761)		(862.761)	(14.149)	(160.208)
Ano 16			(228.632)	(228.632)	(14.998)	(39.741)
Ano 17					(15.898)	(2.315)
Ano 18			(256.891)	(256.891)	(16.852)	(35.597)
Ano 19					(17.863)	(2.074)
Ano 20		(1.154.569)	(288.642)	(1.443.211)	(18.935)	(151.576)
Ano 21					(20.071)	(1.858)
Ano 22			(324.318)	(324.318)	(21.275)	(28.561)
Ano 23					(22.552)	(1.664)
Ano 24			(364.404)	(364.404)	(23.905)	(25.583)
Ano 25	(602.579)	(1.545.073)		(2.147.652)	(25.339)	(127.823)
Ano 26			(409.444)	(409.444)	(26.860)	(22.915)
Ano 27					(28.471)	(1.335)
Ano 28			(460.052)	(460.052)	(30.179)	(20.526)
Ano 29					(31.990)	(1.196)
Ano 30		(2.067.657)	(516.914)	(2.584.571)	(33.910)	(87.399)
Ano 31					(35.944)	(1.071)
Ano 32			(580.805)	(580.805)	(38.101)	(16.468)
Ano 33					(40.387)	(960)
Ano 34			(652.592)	(652.592)	(42.810)	(14.751)
Ano 35		(2.766.991)		(2.766.991)	(45.379)	(53.265)
Ano 36			(733.253)	(733.253)	(48.101)	(13.213)
Ano 37					(50.987)	(770)
Ano 38			(823.883)	(823.883)	(54.047)	(11.835)
Ano 39					(57.290)	(690)
Ano 40		(3.702.858)	(925.715)	(4.628.573)	(60.727)	(50.395)
Ano 41					(64.370)	(618)
Ano 42			(1.040.133)	(1.040.133)	(68.233)	(9.496)
Ano 43					(72.327)	(553)
Ano 44			(1.168.693)	(1.168.693)	(76.666)	(8.506)
Ano 45		(4.955.260)		(4.955.260)	(81.266)	(30.713)
Ano 46			(1.313.144)	(1.313.144)	(86.142)	(7.619)
Ano 47					(91.311)	(444)
Ano 48			(1.475.448)	(1.475.448)	(96.789)	(6.824)
Ano 49					(102.597)	(398)
Ano 50	(2.586.190)	(6.631.256)	(1.657.814)	(10.875.259)	(108.753)	(38.007)
					Valor Presente	<b>(2.525.715)</b>

Fonte: Autor

Tabela 4.16: Fluxo de Caixa Grupo Gerador Diesel - Cenário 2

	Capex	% Consumo Anual	Custo Geração	Manutenção	Opex	Valor Presente
Ano 0	(10.036)	15%	(18.925)	(946)	(19.872)	(29.908)
Ano 1		15%	(20.439)	(1.003)	(21.443)	(19.145)
Ano 2		15%	(22.075)	(1.063)	(23.138)	(18.445)
Ano 3		15%	(23.841)	(1.127)	(24.968)	(17.771)
Ano 4		15%	(25.748)	(1.195)	(26.942)	(17.122)
Ano 5		15%	(27.808)	(1.266)	(29.074)	(16.497)
Ano 6		15%	(30.032)	(1.342)	(31.375)	(15.895)
Ano 7		15%	(32.435)	(1.423)	(33.858)	(15.316)
Ano 8		15%	(35.030)	(1.508)	(36.538)	(14.757)
Ano 9		15%	(37.832)	(1.599)	(39.431)	(14.219)
Ano 10	(17.973)	15%	(40.859)	(1.695)	(42.553)	(19.488)
Ano 11		15%	(44.127)	(1.796)	(45.924)	(13.202)
Ano 12		15%	(47.657)	(1.904)	(49.562)	(12.721)
Ano 13		15%	(51.470)	(2.018)	(53.488)	(12.258)
Ano 14		15%	(55.588)	(2.139)	(57.727)	(11.812)
Ano 15		15%	(60.035)	(2.268)	(62.302)	(11.382)
Ano 16		15%	(64.837)	(2.404)	(67.241)	(10.969)
Ano 17		15%	(70.024)	(2.548)	(72.573)	(10.570)
Ano 18		15%	(75.626)	(2.701)	(78.327)	(10.186)
Ano 19		15%	(81.677)	(2.863)	(84.540)	(9.816)
Ano 20	(32.188)	15%	(88.211)	(3.035)	(91.245)	(12.796)
Ano 21		15%	(95.267)	(3.217)	(98.484)	(9.116)
Ano 22		15%	(102.889)	(3.410)	(106.299)	(8.785)
Ano 23		15%	(111.120)	(3.615)	(114.735)	(8.466)
Ano 24		15%	(120.010)	(3.831)	(123.841)	(8.159)
Ano 25		15%	(129.610)	(4.061)	(133.672)	(7.863)
Ano 26		15%	(139.979)	(4.305)	(144.284)	(7.578)
Ano 27		15%	(151.178)	(4.563)	(155.741)	(7.303)
Ano 28		15%	(163.272)	(4.837)	(168.109)	(7.039)
Ano 29		15%	(176.333)	(5.127)	(181.461)	(6.784)
Ano 30	(57.643)	15%	(190.440)	(5.435)	(195.875)	(8.462)
Ano 31		15%	(205.675)	(5.761)	(211.436)	(6.301)
Ano 32		15%	(222.129)	(6.107)	(228.236)	(6.073)
Ano 33		15%	(239.900)	(6.473)	(246.373)	(5.853)
Ano 34		15%	(259.092)	(6.861)	(265.953)	(5.641)
Ano 35		15%	(279.819)	(7.273)	(287.092)	(5.437)
Ano 36		15%	(302.205)	(7.710)	(309.914)	(5.241)
Ano 37		15%	(326.381)	(8.172)	(334.553)	(5.051)
Ano 38		15%	(352.491)	(8.662)	(361.154)	(4.869)
Ano 39		15%	(380.691)	(9.182)	(389.873)	(4.693)
Ano 40	(103.230)	15%	(411.146)	(9.733)	(420.879)	(5.632)
Ano 41		15%	(444.038)	(10.317)	(454.355)	(4.360)
Ano 42		15%	(479.561)	(10.936)	(490.497)	(4.202)
Ano 43		15%	(517.926)	(11.592)	(529.518)	(4.050)
Ano 44		15%	(559.360)	(12.288)	(571.647)	(3.904)
Ano 45		15%	(604.108)	(13.025)	(617.133)	(3.763)
Ano 46		15%	(652.437)	(13.807)	(666.244)	(3.627)
Ano 47		15%	(704.632)	(14.635)	(719.267)	(3.497)
Ano 48		15%	(761.002)	(15.513)	(776.516)	(3.370)
Ano 49		15%	(821.883)	(16.444)	(838.327)	(3.249)
Ano 50	(184.869)	15%	(887.633)	(17.430)	(905.064)	(3.771)
					<b>Valor Presente</b>	<b>(486.416)</b>

## 4.5 SENSIBILIDADE

Devido ao generalismo adotado na modelagem, e na ausência de preços históricos comparando ambos cenários avaliados, decidimos realizar uma análise da sensibilidade dos fluxos de caixa perante a variação de alguns parâmetros selecionados.

Optamos pela variação dos seguintes parâmetros para nosso estudo de sensibilidade dos fluxos de caixa:

- Custo de Geração (R\$/kWh) para o grupo gerador diesel. Esta variável reflete o impacto da eficiência do motor e do preço do diesel no fluxo de caixa;
- Custo Reposição Usina (R\$/kWh) para a Pequena Central Hidrelétrica;
- Custo de Operação da Usina (%) para a Pequena Central Hidrelétrica, representado como um percentual do Custo de Reposição da Usina;
- Custo de Reposição da Linha de Transmissão (R\$/km) para a Pequena Central Hidrelétrica;
- Custo de Operação da Linha de Transmissão (R\$/km) para a Pequena Central Hidrelétrica;
- Custo de Reposição do Painel Fotovoltaico (R\$/un);
- Custo de Reposição do Inversor (R\$/un);
- Custo de Reposição da Bateria (R\$/un);
- Custo de Operação do Sistema Fotovoltaico, representado como um percentual do CAPEX inicial (Ano 0).

### 4.5.1 METODOLOGIA

Nossa metodologia para a análise de sensibilidade consistiu na variação independente de cada parâmetro, mantendo todos os demais inalterados, com a aferição do novo Valor Presente de cada cenário após a variação. A variação é realizada pela multiplicação do valor original do parâmetro, conforme a Tabela 4.12, por um fator que chamaremos de Fator de Correção. Utilizamos uma série de Fatores de Correção variando com passo de 0,1 e compreendendo o intervalo entre 0,5 e 2,5. O resultado da análise é apresentado em um gráfico que demonstra, para cada parâmetro, a diferença do valor presente dos fluxos dos cenários um e dois.

Para ilustrar melhor a metodologia, descreveremos um exemplo: para o parâmetro de Custo de Geração, conforme a Tabela 4.12, foi adotado o valor de 3,00. Utilizando Fatores de Correção entre 0,5 e 2,5, e espaçados de 0,1, obtemos os seguintes valores de Custo de Geração para a análise de sensibilidade: 1,5 - 1,8 - 2,1 - 2,4 - 2,7 - 3,0 - 3,3 - 3,6 - 3,9 - 4,2 - 4,5 - 4,8 - 5,1 - 5,4 - 5,7 - 6,0 - 6,3 - 6,6 - 6,9 - 7,2 - 7,5.

Com cada um destes valores de Custo de Geração, calculamos um valor presente em cada cenário, de forma que podemos avaliar como a mudança no parâmetro do Custo de Geração afeta os fluxos de caixa. Para cada Fator de Correção calculamos a diferença dos valores presentes de ambos cenários e apresentamos o resultado em um gráfico. Uma diferença positiva significa que o Cenário 1 é mais atraente para determinado Fator de Correção, e uma diferença negativa o exato oposto. A Tabela 4.17 demonstra os cálculos desse exemplo e a Figura 4.6 o resultado obtido.

Tabela 4.17: Exemplo Explicativo da Análise de Sensibilidade

<b>Custo de Geração (1): 3,00</b>				
<b>Fator de Correção</b>	<b>(2)</b>	<b>(1) * (2)</b>	<b><math>VPL_1 - VPL_2</math></b>	<b>Cenário Favorável</b>
0,50		1,50	322.204	
0,60		1,80	292.405	
0,70		2,10	262.606	
0,80		2,40	232.807	
0,90		2,70	203.008	
1,00		3,00	173.209	Cenário 1
1,10		3,30	143.410	
1,20		3,60	113.611	
1,30		3,90	83.812	
1,40		4,20	54.013	
1,50		4,50	24.214	
1,60		4,80	(5.585)	
1,70		5,10	(35.384)	
1,80		5,40	(65.183)	
1,90		5,70	(94.982)	
2,00		6,00	(124.781)	Cenário 2
2,10		6,30	(154.580)	
2,20		6,60	(184.379)	
2,30		6,90	(214.178)	
2,40		7,20	(243.977)	
2,50		7,50	(273.776)	

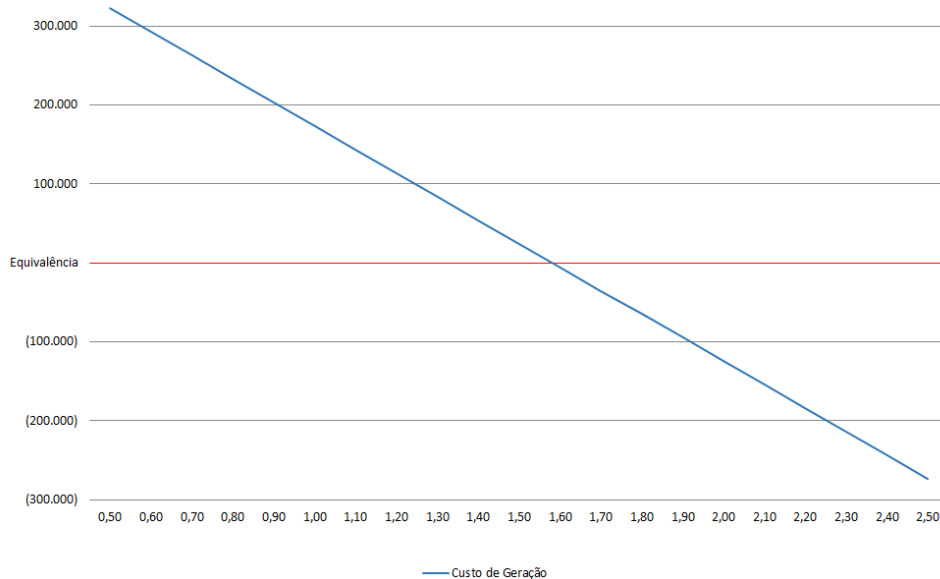


Figura 4.6: Exemplo de Apresentação de Resultado do Estudo de Sensibilidade, Mostrando a Diferença de VPL entre Cenários 1 e 2 para Vários Fatores de Correção  
Fonte:Autor

#### 4.5.2 RESULTADOS DA ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Os resultados da análise de sensibilidade são apresentados na Figura 4.7. A Figura 4.7 apresenta conjuntamente a sensibilidade para os nove parâmetros escolhidos, de forma que é possível identificar os fatores mais relevantes para os fluxos de caixa de nossos modelos. É possível verificar que na vizinhança do Fator de Correção igual a um temos um resultado positivo para todos os fatores, o que é condizente com os resultados apresentados na seção 4.4 e que demonstram-se favoráveis ao Cenário 1. O resultado nulo (diferença nula entre os fluxos de caixa de ambos cenários) representa a equivalência entre os dois cenários e é evidenciado no gráfico da Figura 4.7.

Podemos verificar na Figura 4.7 que as retas de maior inclinação representam as maiores sensibilidades aos fluxos de caixa, de forma que inclinações negativas favorecem ao Cenário 2 e inclinações positivas favorecem ao Cenário 1.

Evidenciam-se três fatores mais relevantes nesta análise:

- Reposição Inversor: Custo de reposição do inversor é o Fator mais significativo na comparação entre os Cenários. Conforme as premissas utilizadas o inversor é um equipamento de custo elevado e com vida útil pequena.
- Operação da Linha de Transmissão: Segundo fator mais significativo na análise é um indicativo de que a distância da geração para o centro de carga é um limitante

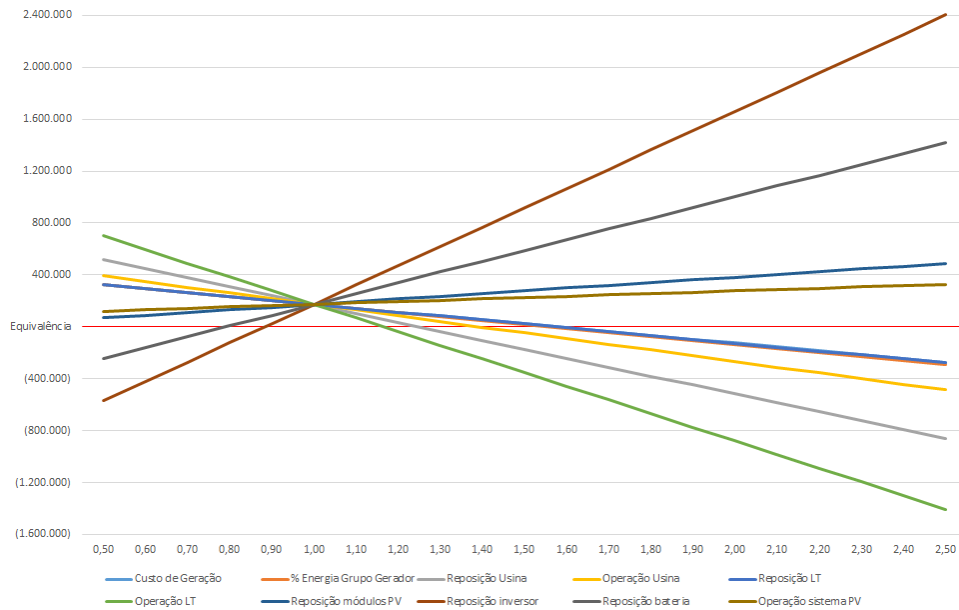


Figura 4.7: Resultado do Estudo de Sensibilidade  
Fonte:Autor

importante pois o custo de operação é função do tamanho da linha.

- Reposição da Bateria : O custo de reposição da bateria, apesar de baixo, ocorre com grande frequência. Um desenvolvimento na tecnologia de baterias estáticas que aumente a vida útil do equipamento impactaria significativamente em favor do Cenário 2.

## 5 CONCLUSÃO

Nos casos em que não se dispõe da concessionária, cabe ao PEF a geração de sua energia, que pela análise de casos passados, verificou-se como melhores opções a geração fotovoltaica, MCH/PCH e grupo gerador. O grupo gerador, para continuidade de serviço, sempre estará presente, cabendo a análise de reduzir sua utilização, dada a dificuldade da entrega de combustível nos PEFs mais remotos.

É importante incorporar o caráter sócio-econômico aos projetos implantados, para favorecer a geração de renda e fixar as populações na área rural. A comunidade que se estabelece próxima ao PEF é composta principalmente de familiares do efetivo do pelotão e proporcionar uma melhor qualidade de vida à essas pessoas foi uma de nossas motivações.

O trabalho contribui como uma ferramenta de auxílio para uma abordagem inicial de viabilidade e a análise de sensibilidade permite verificar a influência dos parâmetros aqui considerados levando-se em conta particularidades do PEF, como comprimento da linha de transmissão.

O Valor Presente Líquido encontrado para o cenário com geração fotovoltaica utilizando grupo gerador diesel como *backup* foi R\$ -3.012.132. Comparando-se com o VPL de R\$ -2.838.923 do cenário geração hidrelétrica (também utilizando o *backup* diesel), concluímos que nossa modelagem é favorável a utilização do sistema de geração hidrelétrica.

O exemplo aqui abordado foi para evidenciar a utilização da ferramenta de forma a auxiliar uma análise prévia de viabilidade econômica. Cada PEF possui uma particularidade e isso deve ser levado em conta no levantamento dos dados.

Os trabalhos futuros sobre o tema poderão, quanto a modelagem da carga, admitir os dois possíveis casos: um novo PEF ou atualização de um existente. Na medida do possível, fatores ambientais devem ser levados em consideração nessa equação, dado a necessidade estratégica de fornecimento de energia ao PEF.

Mais do que auxiliar na tomada de decisão, este trabalho visou, de certa forma, atualizar trabalhos antigos do Exército, assim como provocar o interesse pelo tema, abordado nas obras e artigos referenciados.

As ações propostas buscaram se alinhar com o objetivo de proteger Amazônia pela via do crescimento econômico sustentável, colaborando com as necessidades básicas das comunidades próximas aos PEFs.

## 6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABB. ABB Solar Inverters Brochure. Disponível em: <[https://library.e.abb.com/public/9329ef3b72e840ef9ae124f05b09d4b6/ABB\\_SOLAR](https://library.e.abb.com/public/9329ef3b72e840ef9ae124f05b09d4b6/ABB_SOLAR)> Acesso em: 1 set. de 2016.
- CANADIANSOLAR. CanadianSolar MAXPOWER CS6U Datasheet. Disponível em: <[http://www.canadiansolar.com/downloads/datasheets/v5.5/Canadian\\_Solar-Datasheet-MaxPower-CS6U-M-v5.52en.pdf](http://www.canadiansolar.com/downloads/datasheets/v5.5/Canadian_Solar-Datasheet-MaxPower-CS6U-M-v5.52en.pdf)>. Acesso em: 1 set. de 2016.
- CAVALIERO, C. K. N. **Inserção de Mecanismos Regulatórios de Incentivo ao Uso de Fontes Renováveis Alternativas de Energia no Setor Elétrico Brasileiro e no Caso Específico da Região Amazônica**. 2003. 262 f. Tese (Doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2003.
- CEPEL. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. 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)>. Acesso em: 31 ago. de 2016.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS. *Hidroweb*. Disponível em: <<http://www.snirh.gov.br/hidroweb/>>. Acesso em: 1 set. de 2016.
- MINISTÉRIO DA DEFESA. Ministério da Defesa. Disponível em: <<http://www.defesa.gov.br>>. Acesso em: 26 jul. de 2016.
- MINISTÉRIO DA DEFESA. Calha Norte. Disponível em: <<http://calhanorte.defesa.gov.br>>. Acesso em: 31 jul. de 2016.
- MINISTÉRIO DA DEFESA. Política Nacional de Defesa e Estratégia Nacional de Defesa. Disponível em: <[http://defesa.gov.br/arquivos/estado\\_e\\_defesa/END-PND\\_Optimized.pdf](http://defesa.gov.br/arquivos/estado_e_defesa/END-PND_Optimized.pdf)>. Acesso em: 31 jul. de 2016.
- ELETROBRÁS. **Diretrizes para Estudos e Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas**. 1. ed. Brasília: Eletrobrás, 2000. 456 p.
- EPE. Nota Técnica LER 2014. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil>> Acesso em: 31 ago. de 2016.



EPE. Nota Técnica 1º LER 2015. Disponível em:  
<<http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/LeilAcesso> em: 31 ago. de 2016.

EPE. Nota Técnica 2º LER 2015. Disponível em:  
<<http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/LeilAcesso> em: 31 ago. de 2016.

FAGUNDES BARRETO, E. J.; LASCIO, M. A. D. **Energia e desenvolvimento sustentável para a Amazônia rural brasileira: eletrificação de comunidades isoladas**. 1. ed. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2009. 191 p.

HUSS, D. **Suprimento de energia elétrica às guarnições isoladas da Amazônia. Análise conclusiva das opções possíveis**. 1994. 33 f. Dissertação (Mestrado em Altos Estudos Militares) – Escola de Comando e Estado-Maior do Exército, Rio de Janeiro, 1994. Disponível em: <teste>. Acesso em: 31 nov. de 2015.

MIT. The Future of Solar Energy - And Interdisciplinary MIT Study. Disponível em:  
<<http://mitei.edu/futureofsolar>>. Acesso em: 23 ago. de 2016.

MME. Balanço Energético Nacional. Disponível em:  
<<http://www.mme.gov.br/documents/10584/1143895/2.1+-+BEN+2015+-+Documento+Completo+em+Portugu>Acesso em: 13 ago. de 2016.

MOREIRA, P. R. B. **Alternativas Tecnológicas para o Fornecimento de Energia Elétrica aos Pelotões de Fronteira do Exército Brasileiro**. 2010. Dissertação (Mestrado em Altos Estudos Militares) – Escola de Comando e Estado-Maior do Exército, Rio de Janeiro, 2010.

NREL. National Renewable Energy Laboratory. Disponível em:  
<<http://en.openei.org/wiki/Brazil>>. Acesso em: 29 ago. de 2016.

PROCEL. Consumo Médio Mensal de Equipamentos. Disponível em:  
<<http://www.procelinfo.com.br/main.asp?View=Acesso> em: 31 ago. de 2016.

SOARES, G. F. W.; DOS SANTOS R. VIEIRA, L. ; GALDINO, M. A. **Comparação de Custos entre Sistemas Fotovoltaicos Individuais para Eletrificação Rural**. São Paulo: Cepel, 2010. 12 p. (Relatório Técnico, DTE-745/2010).

*NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY*. (SWERA)Solar And Wind Resource Assesment. Disponível em: <<https://maps.nrel.gov/swera/#>>. Acesso em: 31 ago. de 2016.

TOLMASQUIM, M. T. **Energia Renovável: hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica.** 1. ed. Rio de Janeiro: EPE, 2016. 452 p.

## 7 ANEXOS

ANEXO 1: PVSYST

## Stand Alone System: Simulation parameters

**Project :** Stand Alone Project at Manaus

<b>Geographical Site</b>	<b>Manaus</b>	<b>Country</b>	<b>Brazil</b>	
<b>Situation</b>	Latitude	3.1°S	Longitude	60.0°W
Time defined as	Legal Time	Time zone UT-4	Altitude	31 m
	Albedo	0.20		
<b>Meteo data:</b>	<b>Manaus</b>	MeteoNorm 7.1 station - Synthetic		

**Simulation variant :** New simulation variant

Simulation date 13/09/16 02h58

### Simulation parameters

<b>Collector Plane Orientation</b>	Tilt	13°	Azimuth	0°
<b>Models used</b>	Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm
<b>PV Array Characteristics</b>				
<b>PV module</b>	a-Si:H single	Model	<b>SI S1-340.A1</b>	
Original PVsyst database	Manufacturer	AlfaSolar		
Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	24 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	120	Unit Nom. Power	338 Wp
Array global power	Nominal (STC)	<b>40.6 kWp</b>	At operating cond.	38.5 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	714 V	I mpp	54 A
Total area	Module area	<b>686 m<sup>2</sup></b>		

### PV Array loss factors

Thermal Loss factor	Uc (const)	29.0 W/m <sup>2</sup> K	Uv (wind)	0.0 W/m <sup>2</sup> K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	5.6 mOhm	Loss Fraction	0.0 % at STC
Serie Diode Loss	Voltage Drop	0.7 V	Loss Fraction	0.1 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction	2.5 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05

### System Parameter

	System type	<b>Stand Alone System</b>		
<b>Battery</b>	Model	<b>Solar 12V / 160 Ah</b>		
	Manufacturer	Generic		
Battery Pack Characteristics	Voltage	48 V	Nominal Capacity	8000 Ah
	Nb. of units	4 in series x 50 in parallel		
	Temperature	External ambient temperature		
<b>Controller</b>	Model	Universal controller with MPPT converter		
	Technology	MPPT converter	Temp coeff.	-5.0 mV/°C/elem.
Converter	Maxi and EURO efficiencies	97.0/95.0 %		
Battery management control	Treshold commands as	SOC calculation		
	Charging	SOC = 0.90/0.75	i.e. approx.	73.1/50.1 V
	Discharging	SOC = 0.20/0.45	i.e. approx.	43.7/48.9 V
<b>User's needs :</b>	Daily household consumers average	Constant over the year 142 kWh/Day		

### Stand Alone System: Detailed User's needs

**Project :** Stand Alone Project at Manaus

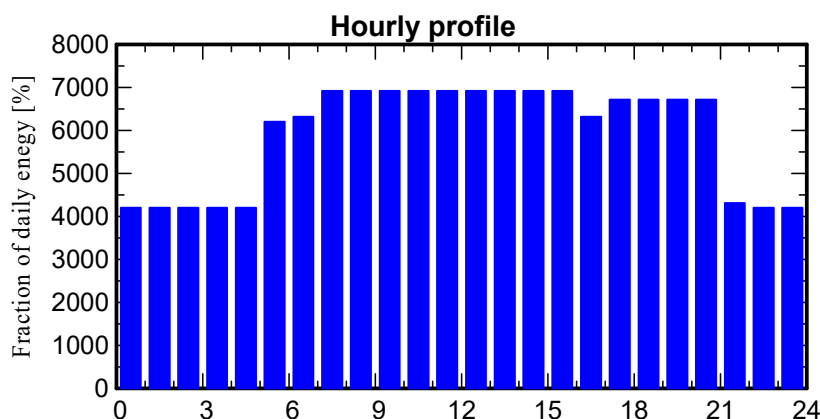
**Simulation variant :** New simulation variant

<b>Main system parameters</b>	System type	<b>Stand alone</b>		
PV Field Orientation	tilt	13°	azimuth	0°
PV modules	Model	SI S1-340.A1	Pnom	338 Wp
PV Array	Nb. of modules	120	Pnom total	<b>40.6 kWp</b>
Battery	Model	Solar 12V / 160 Ah	Technology	sealed, Gel
battery Pack	Nb. of units	200	Voltage / Capacity	<b>48 V / 8000 Ah</b>
User's needs	Daily household consumers	Constant over the year	global	51.7 MWh/year

**Daily household consumers, Constant over the year, average = 142 kWh/day**

#### Annual values

	Number	Power	Use	Energy
Lamps (LED or fluo)	200	10 W/lamp	16 h/day	32000 Wh/day
TV / PC / Mobile	5	80 W/app	4 h/day	1600 Wh/day
Geladeira/Freezer	30		16 Wh/day	1824 Wh/day
Computador	10		9 Wh/day	5400 Wh/day
Ventilador	60	70 W tot	24 h/day	100800 Wh/day
Stand-by consumers			24 h/day	24 Wh/day
<b>Total daily energy</b>				<b>141648 Wh/day</b>



## Stand Alone System: Main results

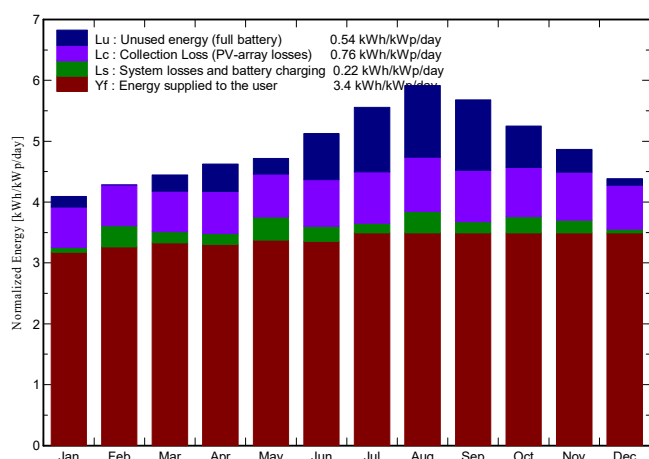
**Project :** Stand Alone Project at Manaus

**Simulation variant :** New simulation variant

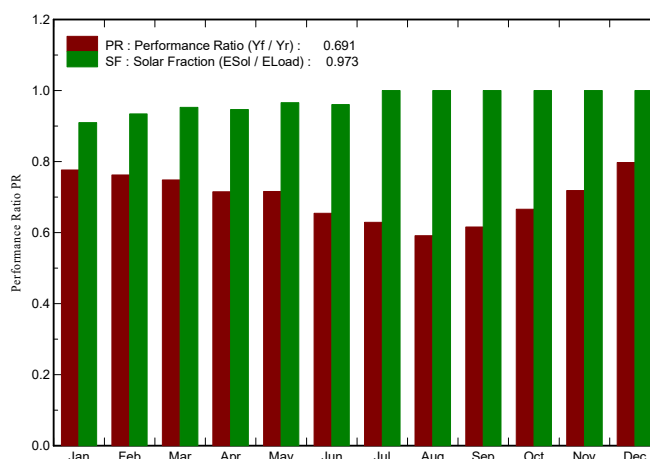
<b>Main system parameters</b>	System type	<b>Stand alone</b>		
PV Field Orientation	tilt	13°	azimuth	0°
PV modules	Model	SI S1-340.A1	Pnom	338 Wp
PV Array	Nb. of modules	120	Pnom total	<b>40.6 kWp</b>
Battery	Model	Solar 12V / 160 Ah	Technology	sealed, Gel
battery Pack	Nb. of units	200	Voltage / Capacity	<b>48 V / 8000 Ah</b>
User's needs	Daily household consumers	Constant over the year	global	51.7 MWh/year

<b>Main simulation results</b>	<b>Available Energy</b>	<b>59.10 MWh/year</b>	Specific prod.	1457 kWh/kWp/year
System Production	Used Energy	50.29 MWh/year	Excess (unused)	8.00 MWh/year
Loss of Load	Performance Ratio PR	69.13 %	Solar Fraction SF	97.27 %
	Time Fraction	2.7 %	Missing Energy	1.41 MWh/year

**Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 40.6 kWp**



**Performance Ratio PR and Solar Fraction SF**



**New simulation variant  
Balances and main results**

	GlobHor	GlobEff	E Avail	EUused	E Miss	E User	E Load	SolFrac
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	
January	137.6	121.7	4.104	0.217	0.396	3.995	4.391	0.910
February	126.1	115.4	3.905	0.000	0.260	3.706	3.966	0.934
March	139.8	133.1	4.538	0.337	0.207	4.184	4.391	0.953
April	135.3	134.2	4.585	0.548	0.229	4.020	4.249	0.946
May	137.5	141.7	4.818	0.318	0.150	4.242	4.391	0.966
June	141.9	149.5	5.105	0.926	0.170	4.080	4.249	0.960
July	158.5	167.3	5.728	1.333	0.000	4.391	4.391	1.000
August	174.7	178.0	6.104	1.478	0.000	4.391	4.391	1.000
September	169.1	165.2	5.682	1.406	0.000	4.249	4.249	1.000
October	169.6	157.2	5.375	0.854	0.000	4.391	4.391	1.000
November	157.7	140.3	4.764	0.454	0.000	4.249	4.249	1.000
December	148.8	130.1	4.398	0.133	0.000	4.391	4.391	1.000
Year	1796.6	1733.8	59.105	8.004	1.412	50.289	51.702	0.973

Legends:

GlobHor	Horizontal global irradiation	E Miss	Missing energy
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	E User	Energy supplied to the user
E Avail	Available Solar Energy	E Load	Energy need of the user (Load)
EUused	Unused energy (full battery) loss	SolFrac	Solar fraction (EUsed / ELoad)

## Stand Alone System: Loss diagram

**Project :** Stand Alone Project at Manaus

**Simulation variant :** New simulation variant

<b>Main system parameters</b>	System type	<b>Stand alone</b>		
PV Field Orientation	tilt	13°	azimuth	0°
PV modules	Model	SI S1-340.A1	Pnom	338 Wp
PV Array	Nb. of modules	120	Pnom total	<b>40.6 kWp</b>
Battery	Model	Solar 12V / 160 Ah	Technology	sealed, Gel
battery Pack	Nb. of units	200	Voltage / Capacity	<b>48 V / 8000 Ah</b>
User's needs	Daily household consumers	Constant over the year	global	51.7 MWh/year

### Loss diagram over the whole year

