

Thiago Buzaglo Pessoa

Análise da viabilidade técnico-econômico-ambiental de geração fotovoltaica em um sistema isolado da região Amazônica com a existência de taxas de emissões e crédito de carbono

Manaus

2018

Thiago Buzaglo Pessoa

Análise da viabilidade técnico-econômico-ambiental de geração fotovoltaica em um sistema isolado da região Amazônica com a existência de taxas de emissões e crédito de carbono

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

Universidade do Estado do Amazonas – UEA

Escola Superior de Tecnologia

Engenharia Elétrica

Orientador: Cláudio Gonçalves, Dr.

Manaus

2018

Thiago Buzaglo Pessoa

Análise da viabilidade técnico-econômico-ambiental de geração fotovoltaica em um sistema isolado da região Amazônica com a existência de taxas de emissões e crédito de carbono/ Thiago Buzaglo Pessoa. – Manaus, 2018-

99 p. : il. (algumas color.) ; 30 cm.

Orientador: Cláudio Gonçalves, Dr.

Monografia (Bacharelado) – Universidade do Estado do Amazonas – UEA
Escola Superior de Tecnologia
Engenharia Elétrica, 2018.

1. Geração Fotovoltaica. 2. Sistemas Isolados. 3. Valor Presente Líquido. I. Cláudio Gonçalves. II. Universidade do Estado do Amazonas. III. Escola Superior de Tecnologia.

Thiago Buzaglo Pessoa

Análise da viabilidade técnico-econômico-ambiental de geração fotovoltaica em um sistema isolado da região Amazônica com a existência de taxas de emissões e crédito de carbono

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

Nota obtida: _____ (_____)

Aprovado em _____ / _____ / _____.

Área de Concentração: Energia Elétrica

Orientador: Cláudio Gonçalves, Dr.

Avaliador: Pierre Macedo, Me.

Avaliador: Luis Benigno Corrales Barrios, Dr.

Manaus

2018

Dedicatória

Aos meus pais.

Agradecimentos

À minha família pelo apoio constante.
Ao meu orientador pela paciência e direcionamento.
À todos os professores.

*“Insanidade é continuar fazendo sempre a mesma coisa
e esperar resultados diferentes”
(Albert Einstein)*

Resumo

Este trabalho tem como objetivo avaliar a viabilidade da Geração Fotovoltaica (GFV) em Sistemas Isolados (SI) da região Amazônica, considerando-se gastos e receitas relacionados a emissão de Gases de Efeito Estufa (GHG) no projeto de geração. Para avaliar a viabilidade o modelo econômico do Valor Presente Líquido (VPL) foi utilizado. Foram levantados dados da literatura atual e pesquisa de mercado para cálculos de fluxo de caixa. O microssistema elétrico isolado considerado no estudo foi o da comunidade Buiucu no interior do Amazonas. A estimativa de emissões evitadas foi dimensionada de acordo com a metodologia para eletrificação de pequenas comunidades rurais do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (CDM) das Nações Unidas. A GFV se mostrou menos atrativa economicamente em comparação com a geração tradicional à óleo para o período de 20 anos, para a maioria dos casos. Concluiu-se que para a microssistema elétrico estudado, o fluxo de caixa ligado à emissões de GHG tem pouco impacto econômico no projeto.

Palavras-chave: GFV. SI. VPL. GHG. CDM.

Abstract

This paper aims to evaluate the feasibility of Photovoltaic Generation (PVG) in a Isolated System (SI) in the Amazon region, considering cash flow related with Greenhouse Gas emissions (GHG) from the project. To evaluate the feasibility the economic model of the Net Present Value (VPL) was considered. For the cash flow determination, data from recent papers and market research was gathered. The isolated system studied was the community of Buiucu at the Amazonas State. The avoided emissions estimation was done in accordance with the Clean Development Mechanism (CDM) of the United Nations. The GFV revealed to be less attractive economically than the traditional oil generation, in most of the cases, for the project period of 20 years. It was concluded that for the studied microsystem, the cash flow related with the GHG emissions had little economical impact in the project.

Keywords: PVG. SI. VPL. GHG. CDM.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Participação mundial dos tipos de energia (de consumo final) em 2015.	33
Figura 2 – Eletricidade gerada no mundo de 1971 à 2015, por combustível (TWh).	34
Figura 3 – Aumento e Redução de geração por tipo (GWh) entre 2015 e 2016 . . .	35
Figura 4 – Comparação entre células de GFV em série e paralelo	38
Figura 5 – Curva Característica I-V e P-V de um módulo FV	39
Figura 6 – Comunidade de Buiucu, Unidades Consumidoras (UCs) típicas da comunidade.	55
Figura 7 – Visão de Satélite da Comunidade Buiucu, com UCs em destaque. . . .	58
Figura 8 – Irradiação média no plano horizontal por mês na região da comunidade Buiucu, em kWh/m ²	58
Figura 9 – Evolução da tarifa de energia elétrica residencial no Brasil de 2006 à 2015.	64
Figura 10 – Evolução do preço do diesel em Manaus, de 2002 à 2017.	65
Figura 11 – Comparação entre os FC do SFV e de GOD	71
Figura 12 – Comparação entre os FC do SFV e de GOD, para baterias com tempo de vida útil de 20 anos	72

Lista de tabelas

Tabela 1 – Blocos Componentes de um Sistema Fotovoltaico	36
Tabela 2 – Tabela de características mecânicas do <i>datasheet</i> da Jinko Solar, painel Eagle EP 60.	37
Tabela 3 – Comparação da eficiência entre as tecnologias de células fotovoltaicas .	37
Tabela 4 – Fatores de Emissão para geradores à diesel (em $kgCO_2e/kWh$).	49
Tabela 5 – Disponibilidades mensais de energia para UCs atendidas por MIGDI .	56
Tabela 6 – Potência Instalada nas UCs de Buiucu	56
Tabela 7 – Demanda Diária da Comunidade (Potência por hora em Watts)	57
Tabela 8 – Detalhes da demanda existente, previamente ao projeto do SFV.	59
Tabela 9 – Irradiação média no plano horizontal por mês na região da comunidade Buiucu.	59
Tabela 10 – Resumo do custo de investimento para o SFV	62
Tabela 11 – Resumo do Cenário com SFV e Fluxo de Caixa do VPL	67
Tabela 12 – Resumo do Cenário com GOD e Fluxo de Caixa do VPL	68
Tabela 13 – Resumo do Cenário com SFV, considerando-se baterias com 20 anos de vida útil, Fluxo de Caixa do VPL	73

Lista de abreviaturas e siglas

AMS-I.L	Refere-se a uma metodologia do CDM, aplicável para determinação de créditos de carbono para projetos de eletrificação de pequenas comunidades isoladas do sistema elétrico nacional
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CDM	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, do inglês <i>Clean Development Methodology</i>
CIE	Comércio Internacional de Emissões, do inglês <i>International Emissions Trading</i>
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de S. Brito
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FER	Fontes de Energia Renovável
FV	Fotovoltaico
GFV	Geração Fotovoltaica
GHG	Gases de Efeito Estufa, do inglês <i>Green House Gases</i>
GOD	Geração à Óleo Diesel
HSP	Horas de Sol Pleno
IEA	Agência Internacional de Energia
JI	Implementação Conjunta, do inglês <i>Joint Implementation</i>
LCOE	Custo Nivelado de Eletricidade, do inglês <i>Levelized Cost of Energy</i> .
LpT	Programa Luz para Todos
MIGDI	Microsistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica
O&M	Operação e Manutenção
OPzS	Refere-se a um tipo inundado de baterias de chumbo ácido tubulares de ciclo profundo

PIB	Produto Interno Bruto
RN	Resolução Normativa
SELIC	Sistema Especial de Liquidação de Custódia
SFV	Sistema Fotovoltaico
SGFV	Sistemas de Geração Fotovoltaica
SI	Sistema Isolado
SIN	Sistema Interligado Nacional
TLCC	Custo total de Ciclo de Vida, do inglês <i>Total Life-cycle cost</i>
TLEP	Energia produzida no ciclo de vida, do inglês <i>Total life energy produced</i>
UC	Unidades Consumidoras
UNFCCC	Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, do inglês <i>United Nations Framework Convention on Climate Change</i>
VPL	Valor Presente Líquido

Lista de símbolos

BE	Emissões de referência do projeto por ano.
BE_{exist}	Emissões no sistema atual, ou pré-projeto.
BE_{T1}	Emissões de residências por ano.
BE_{T2}	Emissões de não-residências por ano.
CB_{C20}	Capacidade do banco de baterias (em Wh) para ciclo de descarga de 20 horas.
CBI_{C20}	Capacidade do banco de baterias (em Ah) para ciclo de descarga de 20 horas.
C_{cbst}	Gastos com combustível.
C_{CER}	Valor do crédito de carbono por CO_2e .
C_{CO_2}	Gastos com taxa de carbono.
C_{inv}	Gastos com investimento.
$C_{O\&M}$	Gastos com operação e manutenção.
C_{repo}	Gastos com reposição de equipamentos.
C_{tax}	Gastos com taxas legais.
E	Energia ativa desconsiderando-se perdas relacionadas a eficiência dos equipamentos auxiliares.
E_{dia}	Energia ativa necessária diariamente para o projeto.
ED_{exist}	Energia suprida ao consumidores no sistema atual, ou pré-projeto.
ED_{tot}	Energia Elétrica suprida pelo projeto por ano.
EF_{CO_2}	Fator de emissões.
EF_{mgrid}	Fator de emissões para o sistema atual, ou pré-projeto.
ER	Redução de emissões por ano.
FC	Fluxo de caixa do projeto.
i	taxa de desconto ou taxa de interesse.

I	Receita do projeto por ano.
I_C	Corrente do controlador.
I_m	Corrente do sistema fotovoltaico.
I_{mp}	Corrente máxima gerada pelo módulo fotovoltaico quando o módulo fornece sua potência máxima.
I_{SC}	Corrente de curto-circuito, medida quando a tensão elétrica na célula ou módulo fotovoltaico é zero.
LE	Emissões por fuga ou vazamento por ano.
N	Vida útil do projeto em anos.
N_{aut}	Dias de autonomia do projeto.
O	Gastos do projeto por ano.
$PD_{(%)}$	Profundidade de descarga da bateria.
PE	Emissões do projeto.
P_{GFV}	Potência do gerador fotovoltaico.
P_{MP}	Potência máxima do módulo fotovoltaico.
Red_1	Fator de redução da potência dos módulos fotovoltaicos em relação ao valor nominal.
Red_2	Fator de redução com perdas do sistema fotovoltaico (queda de tensão nos condutores, diodos, etc.).
TL_p	Perdas de transmissão e distribuição.
η	Eficiência do módulo fotovoltaico. Relação entre a potência elétrica produzida pela célula fotovoltaica e a potência da energia solar incidente.
η_{bat}	Eficiência da bateria.
η_{inv}	Eficiência do inversor.
V_C	Tensão de operação do controlador.
V_{inv}	Tensão do inversor.
V_{mp}	Tensão nos terminais do módulo fotovoltaico quando o módulo fornece sua potência máxima.

$V_{mpT_{máx}}$	Tensão de máxima potência para a máxima temperatura de operação prevista.
Vnd_{CO_2}	Receita da venda de certificados de redução de emissões segundo Mecanismo de Desenvolvimento Limpo.
Vnd_{elet}	Receita da venda de eletricidade.
V_{OC}	Tensão medida entre os terminais de uma célula ou módulo fotovoltaico.
$V_{OC_{T_{mín}}}$	Tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico.
V_{sist}	Tensão nominal do sistema fotovoltaico.

Sumário

	Introdução	27
I	REFERENCIAL TEÓRICO	31
1	REFERENCIAL TEÓRICO	33
1.1	Geração de Energia Elétrica no Mundo e a UNFCCC	33
1.2	Geração de Energia Elétrica no Brasil	34
1.3	Vantagens e Desvantagens da GFV em comparação com as demais fontes de energia renováveis	35
1.4	Componentes e funcionamento de um SFV	36
1.4.1	Módulo Fotovoltaico	36
1.4.1.1	Características Mecânicas	37
1.4.1.2	Características Elétricas	38
1.4.1.3	Bateria	40
1.4.1.4	Controlador	40
1.4.1.5	Inversor	40
1.5	Geração de Energia em Sistemas Isolados da Região Amazônica	40
1.6	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo	41
1.7	Valor Presente Líquido (VPL) & Custo Nivelado de Eletricidade (LCOE)	42
II	METODOLOGIA	43
2	METODOLOGIA	45
2.1	Objeto de estudo	45
2.2	Método para Projeto do Sistema Fotovoltaico	45
2.3	Quantificação de Emissões	48
2.4	Análise da Viabilidade Econômica	50
III	IMPLEMENTAÇÃO: ANÁLISE DOS CENÁRIOS	53
3	ANÁLISE DOS CENÁRIOS	55
3.1	Sistema Isolado: Comunidade de Buiúçu	55
3.2	Unidades Consumidoras & Demanda	55
3.3	Projeto do Sistema Fotovoltaico	58

3.4	Projeto do Sistema de Geração à Diesel	61
3.5	Emissões do Projeto	61
3.6	Emissões Evitadas	62
3.7	Aspectos Econômicos dos Projetos	62
3.7.1	Custo de Investimento (C_{inv})	62
3.7.2	Custo de Reposição (C_{repo})	63
3.7.3	Tarifa de Energia (Tr_{elet})	63
3.7.4	Taxa de Desconto (i)	64
3.7.5	Custo de Operação e Manutenção ($C_{O\&M}$)	64
3.7.6	Custo de Combustível (C_{cbst})	65
3.7.7	Taxa de Carbono (C_{tax}) e Crédito de Carbono (C_{CER})	66
IV	RESULTADOS	69
4	ANÁLISE E INTERPRETAÇÃO DOS RESULTADOS	71
	Conclusão	75
	REFERÊNCIAS	77
	ANEXO A - Datasheet do Módulo Fotovoltaico	81
	ANEXO B - Datasheet das Baterias OPzS	85
	ANEXO C - Datasheet do Inversor	89
	ANEXO D - Datasheet do Controlador	93
	ANEXO E - Datasheet do Gerador à Diesel	97

INTRODUÇÃO

O setor de fontes alternativas de geração de energia tem atraído maior atenção e investimentos nas últimas décadas. O motivo é um conjunto de interesses, dentre eles principalmente a segurança energética, redução de emissões e criação de mercado para energias renováveis.

Historicamente, alguns fatores que impulsionaram o incentivo a pesquisa foram:

- **Segurança energética:** discussão sobre dependência energética e limites das reservas de óleo após a crise das décadas de 60 e 70, acidentes nucleares como os de Chernobyl (1986) e Fukushima (2011), e, no Brasil, períodos de seca intensa (2001 e 2002) complementando geração hidráulica no país ([AQUILA et al., 2017](#));
- **Redução da emissão de Gases de Efeito Estufa (GHG):** 189 países, que representam 96% dos Gases do Efeito Estufa ou *Greenhouse Gases* e 98% da população mundial, se comprometeram em reduzir suas emissões na Conferência das Partes em Paris, ou simplesmente COP 21;
- **Aumento da competitividade:** criação de um mercado para energias renováveis, as tornando economicamente atrativas mesmo com o fim das políticas de incentivo ([AQUILA et al., 2017](#)).

O Brasil é reconhecido mundialmente por ter uma matriz energética “verde”, quando em comparação com outros países do mundo, devido a quantidade de energia produzida pelas hidrelétricas. Mas a crise energética o que ocasionou os “apagões” de 2001-2002 demonstrou que o setor energético precisava de uma nova avaliação quanto ao modo de investimento no setor ([INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2013](#)).

Fatores como baixo custo operacional, fonte gratuita e infinita, confiabilidade e geração próxima ao consumidor tem feito com que a Geração Fotovoltaica (GFV) tenha recebido grande investimento dos governos em todo o mundo. De acordo com o cenário menos otimista, a capacidade de geração FV mundial instalada deve dobrar até 2020 em relação à capacidade instalada de 2015 ([SOLAR POWER EUROPE, 2016](#)). Apesar de apresentar condições climáticas que favorecem a GFV, como o alto nível de irradiação solar, o Brasil apresenta uma capacidade instalada reduzida quando comparada com a capacidade da Alemanha, Itália e Reino Unido, que possuem níveis de irradiação considerados baixos.

Um bom exemplo do uso da GFV no Brasil é no programa Luz para Todos (LpT) para geração de energia em Sistemas Isolados (SI). SI são “os sistemas elétricos de serviço

público de distribuição de energia elétrica que, em sua configuração normal, não estejam eletricamente conectados ao Sistema Interligado Nacional SIN, por razões técnicas ou econômicas” (BRASIL, 2010). Um dos grandes desafios do programa LpT foi o atendimento à população da região amazônica (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2017). Após a implantação dos primeiros projetos especiais, com o emprego de miniusinas solares, a tecnologia que apresentou os melhores resultados dentre todas as alternativas foi a GFV. No entanto o LpT é um programa subsidiado pelo governo e não possui um retorno financeiro direto ao investimento.

O Brasil faz parte do acordo internacional ligado à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC), conhecido como Protocolo de Kyoto, em que as partes se comprometem em definir metas de redução de suas emissões de gases de efeito estufa (UNITED NATIONS, ca. 2013), estimulando o uso de Fontes de Energia Renováveis (FER). Através do Protocolo de Kyoto foi criado o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (CDM) onde projetos com redução de emissões em países desenvolvidos podem obter créditos de carbono que podem ser vendidos ou trocados com países industrializados afim de atingir a meta de redução de emissões definida no Protocolo de Kyoto.

Apesar do grande potencial da GFV no Brasil e do reduzido impacto ambiental, o uso desta tecnologia ainda é baixo e considerado caro em comparação com fontes tradicionais de energia para atendimento de SI na região amazônica. No entanto, com o contínuo investimento na tecnologia FV, o aumento do custo de combustíveis fósseis e considerando-se políticas de incentivo como a venda de créditos de carbono, é possível que a GFV seja uma alternativa viável à longo prazo.

O objetivo desta monografia é analisar a viabilidade técnico-econômica de um projeto de geração de energia elétrica utilizando um sistema fotovoltaico para atendimento do sistema isolado da cidade de Buiucu na região amazônica. Será utilizado o Valor Presente Líquido (VPL) do projeto para comparar o custo de cenários que utilizam geração fotovoltaica e geração tradicional à diesel. Também será considerada a venda de créditos de carbono como abatimento do custo do projeto que utiliza GFV durante toda a sua vida útil.

Este trabalho visa contribuir como subsídio para o aumento do uso de geração sustentável e limpa em sistemas isolados e redução de GHG, além de estimular o uso de GFV. Para a realização deste trabalho, utilizam-se conhecimentos relacionados a disciplinas como: Instalações Elétricas, Distribuição de Energia, Eficiência Energética, Hidrelétricas e Termoelétricas, além de conceitos básicos de eletricidade estudados em Circuitos Elétricos e Eletrônica.

Este trabalho está dividido em seções, são elas: Referencial Teórico, Metodologia, Implementação e Resultados.

A seção de referencial teórico tem o objetivo de introduzir temas abordados ou métodos que são utilizados no trabalho, para fornecer um panorama do objeto de estudo. Apresenta uma visão geral do cenário energético mundial, nacional e local, aspectos da geração fotovoltaica (GFV) e os componentes do Sistema de Geração Fotovoltaica (SGFV). Também introduz o modelo utilizado na análise econômica e valorização de emissões evitadas.

A segunda seção exhibe a metodologia utilizada para determinação da viabilidade do projeto. Mostra os métodos usados para elaboração do projeto do SGFV e a análise de sua viabilidade econômica por meio do Valor Presente Líquido do Projeto no período considerado, comparando o SGFV com um sistema de geração à diesel tradicional. Também exhibe o modelo da UNFCCC para cálculo das emissões evitadas para venda de créditos de carbono em comunidades rurais isoladas.

A Implementação mostra o dimensionamento do projeto com base em um estudo prévio realizado na carga estudada, avaliando diferentes cenários para análise comparação posterior. Também mensura as emissões de cada cenário, avaliando sua influência na viabilidade do projeto.

A seção de resultados exhibe os gráficos do VPL para todos os cenários estudados pelo período considerado no estudo, comparando-os e avaliando qual cenário é o mais favorável atualmente.

Finalmente a seção de conclusão discorre sobre, segundo análise dos resultados, quais os cenários mais atraentes do ponto de vista técnico-econômico. Em resumo, mostra que o crédito e taxas de carbono tiveram pouca influência no VPL do projeto, evidenciando que ainda o maior barreira para o uso de GFV como única fonte de geração é o custo de armazenamento da energia.

Parte I

Referencial Teórico

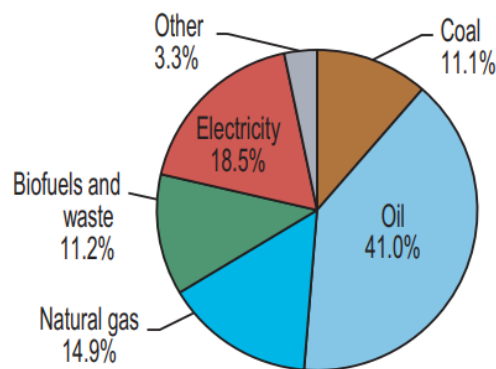
1 Referencial Teórico

1.1 Geração de Energia Elétrica no Mundo e a UNFCCC

A energia elétrica é a forma mais popular de energia elétrica devido à sua alta eficiência e facilidade de transporte à preço razoável. Fontes de energia para geração de eletricidade são combustíveis fósseis, urânio, água, vento, o Sol, fontes geotérmicas, biomassa, célula combustível e ocasionalmente óleo. (SAADAT, 2010)

A Figura 1 mostra que a eletricidade representa cerca de 18% do total de energia final consumida no mundo todo, perdendo apenas para o óleo com 41%.

Figura 1 – Participação mundial dos tipos de energia (de consumo final) em 2015.



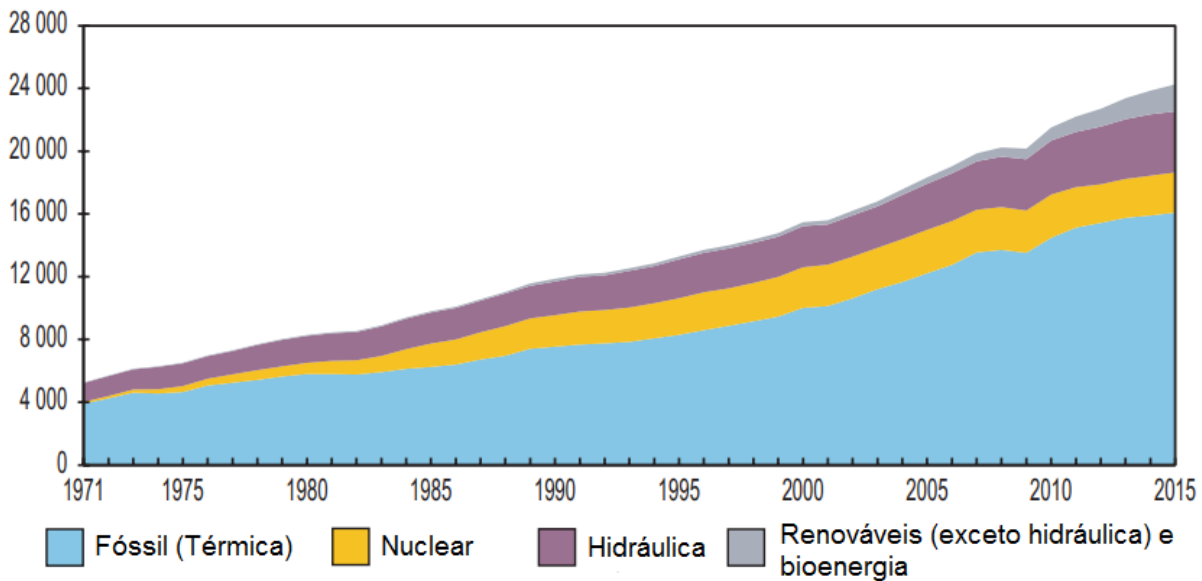
Fonte: (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2017a)

A Figura 2 mostra que a geração (e por consequência, também o consumo) de energia elétrica no mundo tem aumentado continuamente nos últimos quarenta anos, como tem acontecido praticamente durante toda a história (FANCHI; FANCHI, 2013), com exceção de casos excepcionais como a crise mundial de 2008-2009. De acordo com o gráfico o consumo de fontes de origem fóssil são os que apresentaram maior crescimento, e são elas que apresentam o fator de emissão mais elevado, sendo no Brasil de $829gCO_2e/kWh$ para termoelétricas à óleo combustível, enquanto Fontes de Energia Renováveis (FERs) tem fator de emissão entre 14 e $86gCO_2e/kWh$ dependendo da fonte (MIRANDA, 2012; NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, 2013).

Além do elevado fator de emissão, estima-se que no ritmo de extração atual, as reservas de carvão e óleo conhecidas ao redor do mundo durariam 110 e 50 anos respectivamente (DAY; DAY, 2017), pondo em perigo a economia de países dependentes dessas fontes.

Hoje 197 países, incluindo o Brasil, estão em formal acordo com a UNFCCC que

Figura 2 – Eletricidade gerada no mundo de 1971 à 2015, por combustível (TWh).



Fonte: (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2017a)

aponta que as atividades humanas tem aumentado a concentração de GHG, o que resulta em elevação do nível de aquecimento global e impactos danosos ao ecossistema natural e a todos os seres humanos. Tal convenção tem como objetivo principal a estabilização da concentração de gases de efeitos estufa na atmosfera em um nível que não interfira no clima natural, atingindo um sistema sustentável (UNITED NATIONS, 1992). Relacionado ao UNFCCC, em 1997 foi adotado o Protocolo de Kyoto, que determina que os países membros, chamados de “partes”, devem se comprometer em alcançar metas de redução de emissões (UNITED NATIONS, 2000).

Em 2016 o acréscimo da capacidade de geração de energia elétrica por FER continuou a bater recordes, impulsionado pela redução de custos e políticas de apoio, objetivando não apenas a sustentabilidade, mas também a independência e segurança energética, e melhoria da eficiência energética (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2017b)

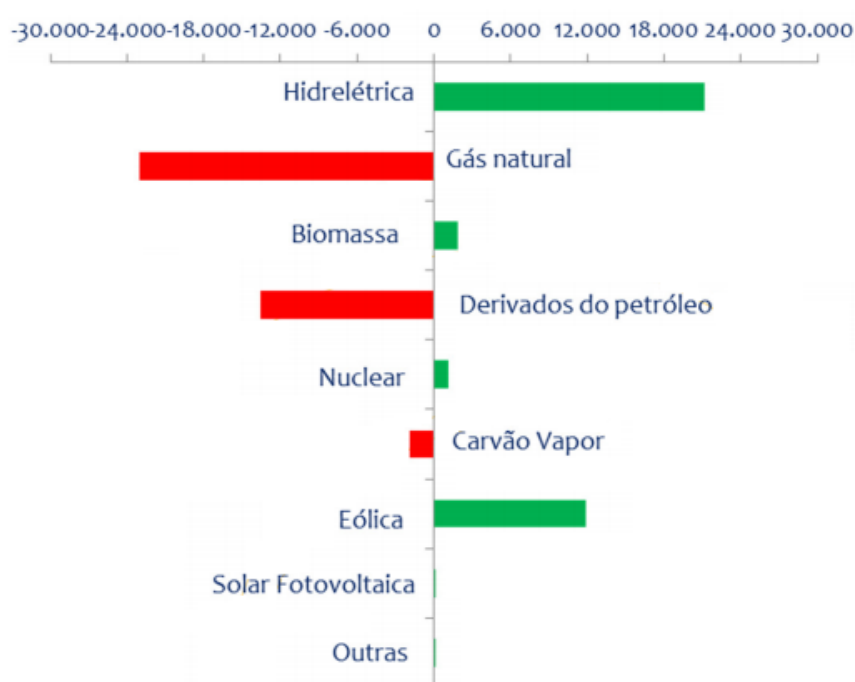
1.2 Geração de Energia Elétrica no Brasil

O Brasil é conhecido mundialmente por ter uma invejável matriz energética “verde”, quando em comparação com outros países do mundo, motivo pelo qual a *International Energy Agency* (IEA) dedicou uma seção inteira na *World Energy Outlook 2013* para análise do contexto energético brasileiro, com o subtítulo de “*Building on green foundations*”. No entanto isso acontece devido à grande participação das fontes hidráulicas (64,5%) na capacidade instalada do país, seguida pelas não-renováveis (19,3%), Biomassa (9,4%),

Eólica (6,7%), e a solar (menor que 0,1%) (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2017b). Essa parcela acentuada de dependência das hidrelétricas deixa a produção de energia elétrica do Brasil sensível a padrões de chuva adversos, comprometendo a segurança energética nacional, como ocorreu na crise elétrica de 2001 e 2002 (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2013).

Além da atual grande parcela de fontes renováveis na matriz energética Brasileira, o país tem seguido a tendência mundial do aumento da capacidade de geração elétrica por fontes renováveis e redução da demais, conforme demonstrado na Figura 3.

Figura 3 – Aumento e Redução de geração por tipo (GWh) entre 2015 e 2016



Fonte: (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2017a)

1.3 Vantagens e Desvantagens da GFV em comparação com as demais fontes de energia renováveis

Vantagens da Geração Fotovoltaica (GFV) segundo Luque e Hegedus (2011):

- A fonte é vasta, acessível e praticamente infinita;
- Sem emissões, combustão ou lixo radioativo (sem contribuição perceptível à mudança no clima e poluição de água ou ar);
- Baixo custo operacional;
- Sem partes móveis;

- Operação em temperatura ambiente;
- Alta confiabilidade dos módulos fotovoltaicos;
- Produção anual previsível;
- Modular, fácil aumento ou redução do projeto;
- Pode ser integrado em construções;
- Pode ser rapidamente instalado;

Desvantagens da GFV segundo [Luque e Hegedus \(2011\)](#):

- Fonte de energia difusa (luz solar tem relativa baixa densidade energética);
- Alto custo de instalação inicial;
- Energia gerada por hora e por dia imprevisível;
- Falta de uma forma economicamente eficiente de armazenamento de energia;

1.4 Componentes e funcionamento de um SFV

Pode-se dividir um sistema fotovoltaico em três blocos: o bloco gerador, o bloco de condicionamento de potência e opcionalmente um bloco de armazenamento, conforme esquematizado na Tabela 1 ([PINHO; GALDINO, 2014](#)).

Tabela 1 – Blocos Componentes de um Sistema Fotovoltaico

Bloco Gerador	Bloco de Condicionamento	Bloco de Armazenamento
Módulo Fotovoltaico	Controladores	Acumuladores
Cabeamento Elétrico	Inversores	

1.4.1 Módulo Fotovoltaico

“Os termos módulo, placa ou painel tem o mesmo significado e são usados indistintamente na literatura para descrever um conjunto empacotado de células fotovoltaicas disponível comercialmente” ([VILLALVA; GAZOLI, 2012](#)).

Módulos fotovoltaicos são equipamentos duradouros e que necessitam pouca manutenção por não possuírem partes móveis. Os fabricantes fornecem garantia em torno de 25 anos para linearidade na geração de energia, acima de 80% de eficiência depois de 25 anos.

1.4.1.1 Características Mecânicas

Aqui serão apresentadas as características que aparecem nas tabelas de características mecânicas de fabricantes, usando-se a tabela da Jinko Solar como referência, uma das maiores fabricantes de painéis solares do mundo, vista na Tabela 2.

Tabela 2 – Tabela de características mecânicas do *datasheet* da Jinko Solar, painel Eagle EP 60.

Características Mecânicas	
Tipo de Célula	Monocristalina PERC 156 × 156mm
Núm. de Células	60 (6 × 60)
Dimensões	1650 × 992 × 40mm
Peso	20,5Kg
Proteção Frontal	3.2mm, Revestimento Anti-reflexo, alta transmissão, baixo teor de ferro, vidro temperado
Folha de proteção posterior	Liga de alumínio anodizado (preto)
Caixa de derivação	Classificação IP67
Cabos de Saída	12 AWG, comprimento: 600mm

(JINKO SOLAR, 2017)

Existem três tipos básicos de células fotovoltaicas: Células Monocristalinas, Células Policristalinas e Filmes Finos. **Células Monocristalinas** são fabricadas a partir de blocos de silício ultrapuro que possuem estrutura molecular homogênea, apresentam aspecto uniforme e são as mais eficientes produzidas em larga escala disponíveis comercialmente. **Células Policristalinas** são formadas por um aglomerado de pequenos cristais com tamanhos e orientações diferentes, apresentam eficiências comerciais inferiores a das células de silício monocristalino porém seu custo de fabricação é menor. Diferente das células cristalinas que são produzidas a partir de fatias de lingote de silício, os **Filmes finos** são fabricados a partir da deposição de finas camadas de outros materiais com uma tecnologia de menor custo, favorecendo sua produção em larga escala. A Tabela 3 apresenta a comparação entre as eficiências das tecnologias acima descritas (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Tabela 3 – Comparação da eficiência entre as tecnologias de células fotovoltaicas

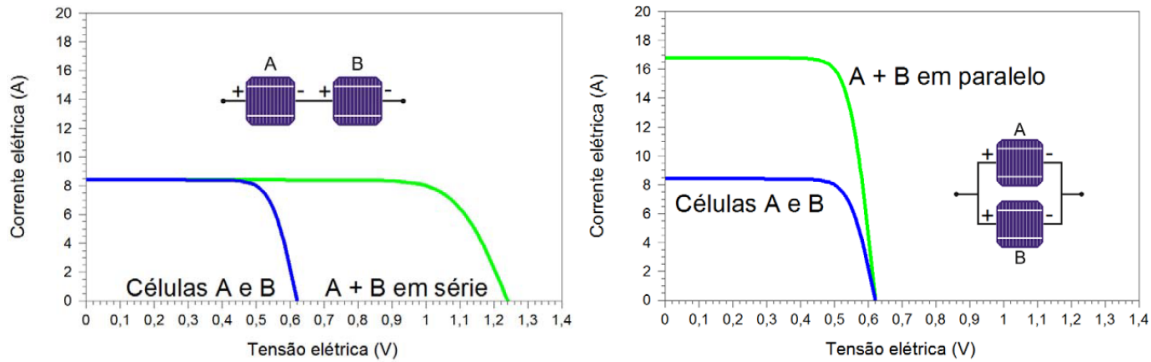
Material da célula fotovoltaica	Eficiência da célula em laboratório	Eficiência da célula comercial	Eficiência dos módulos comerciais
Silício Monocristalino	24,7%	18%	14%
Silício Policristalino	19,8%	15%	13%
Filme fino	19,2%	9,5%	7,9%

Fonte: (VILLALVA; GAZOLI, 2012)

As células individualmente tem níveis de tensão muito baixos, entre 0,55 e 0,72V (HABERLIN, 2012), por isso são conectadas em série produzindo uma tensão equivalente a

soma de suas tensões individuais, ou em paralelo dependendo da corrente elétrica desejada (PINHO; GALDINO, 2014). A tensão de células em série é somada enquanto a corrente permanece a mesma, enquanto a tensão de células em paralelo é mantida a mesma e a corrente é somada, conforme ilustrado na Figura 4.

Figura 4 – Comparação entre células de GFV em série e paralelo



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014)

A luz refletida pela superfície de vidro de módulos fotovoltaicos (FV) é a causa de significantes perdas de energia, essa perda é aproximadamente 4% do total de energia que chega ao módulo. Atualmente a maioria dos módulos fotovoltaicos são fabricados com um revestimento anti-reflexo no vidro, com o objetivo de reduzir as perdas por reflexão (CENTRE FOR RENEWABLE ENERGY SYSTEMS TECHNOLOGY, ca. 2015). Além disso os módulos também usam vidro “com baixo teor de ferro e alta transmissão, que absorve mais luz, produzindo menos brilho e reflexão que um vidro normal” (SHIELDS, 2010) e recebem um tratamento que os deixam por volta de quatro vezes mais resistentes que vidros recozidos.

A maioria dos módulos FV possuem molduras de alumínio anodizado que auxiliam no manuseio, fixação e resistência contra fenômenos externos. O material é anodizado para prevenir que a estrutura oxide mesmo sendo expostos a ambientes severos ao longo de sua vida útil, tendo em vista que a maioria dos fabricantes de módulos solares dão garantia de 25 anos no produto.

1.4.1.2 Características Elétricas

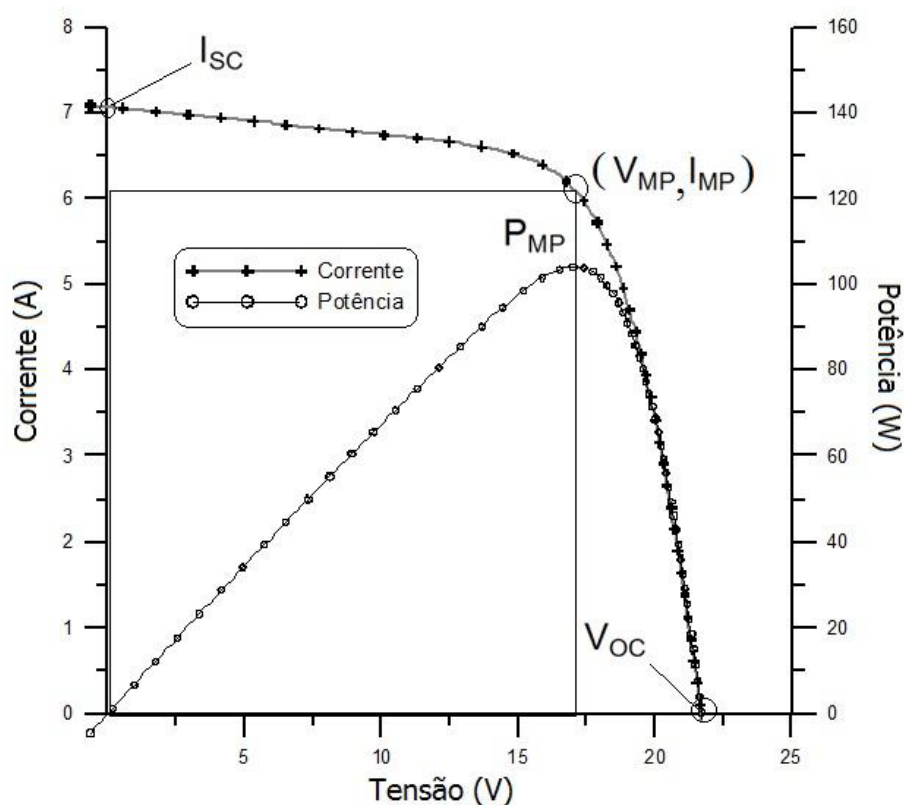
As características elétricas presentes em *datasheets* de fabricantes são:

- Máxima Potência ou Potência de Pico;
- Tensão de Máxima Potência;
- Corrente de Máxima Potência;
- Tensão de Circuito Aberto;

- Corrente de Curto-circuito;
- Eficiência do Módulo em STC.

Todos podem ser encontrados em destaque no gráfico da Figura 5.

Figura 5 – Curva Característica I-V e P-V de um módulo FV



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014)

Tensão de Circuito Aberto V_{OC} é a tensão medida nos terminais da célula ou módulo FV quando não existe corrente circulando (PINHO; GALDINO, 2014), utilizada no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos.

Corrente de Curto-circuito I_{SC} é a corrente medida quando a tensão elétrica no módulo ou célula FV é zero, resultando na corrente máxima do equipamento, utilizada no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. (PINHO; GALDINO, 2014).

Tensão de Máxima Potência (V_{MP}) e Corrente de Máxima Potência (I_{MP}) são respectivamente os valores da tensão e da corrente máxima nos terminais do módulo quando este fornece sua potência máxima (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Máxima Potência (P_{MP}) é a potência máxima que o módulo pode fornecer.

Eficiência do módulo (η) é “a relação entre a potência elétrica produzida pela célula fotovoltaica e a potência da energia solar incidente” sobre o módulo (PINHO; GALDINO, 2014).

1.4.1.3 Bateria

A presença de uma bateria ou banco de baterias em um Sistema Fotovoltaico (SFV) é necessária na maioria das aplicações para estabilizar a tensão fornecida pelos módulos FV, uma vez que potência fornecida varia devido a intermitência da iluminação solar (BOXWELL, 2017). Assim a bateria funciona como um acoplador, impondo uma tensão de trabalho constante (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

1.4.1.4 Controlador

Exceto em alguns poucos casos, um SFV precisa de um controlador para conectar o módulo fotovoltaico e a bateria, realizando o carregamento da bateria respeitando seu perfil de carga, aumentando sua vida útil (BOXWELL, 2017).

Controladores mais eficazes rastreiam ainda o ponto de máxima potência do sistema, possibilitando aumentar a eficiência do sistema (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

1.4.1.5 Inversor

A eletricidade gerada pelo módulo solar é DC, portanto se faz necessário o uso de um inversor para transformá-la para AC, que é o tipo de corrente e tensão convencionalmente usada na rede elétrica e de trabalho de grande parte de aparelhos elétricos (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

1.5 Geração de Energia em Sistemas Isolados da Região Amazônica

Fatores como baixa densidade populacional, grandes distâncias entre os sistemas de geração e consumidores, e dificuldade de acesso dificultam que habitantes da área rural da Amazônia tenham acesso a energia elétrica (APOLO; MINCHALA-AVILA; MARQUES, 2017).

Ao longo dos anos, as tentativas de expandir a eletrificação na região têm alcançado algum sucesso, como os projetos PRODEEM e Luz para Todos. Ainda assim, cerca de um milhão de moradores da região continuam sem acesso à energia elétrica, ou estão sujeitos a fontes não sustentáveis, como geradores à diesel (VIEIRA; PEDROZO, 2015).

“A demanda de eletricidade na Amazônia é em grande parte atendida por sistemas isolados nos quais são utilizadas unidades térmicas que operam a diesel e óleo combustível e possuem altos custos de operação” (CHAVEZ-RODRIGUEZ et al., 2013).

1.6 Mecanismo de Desenvolvimento Limpo

Os países signatários do Protocolo de Kyoto foram divididos em dois grupos de acordo com seu nível de industrialização, estes grupos são os países “Anexo I” e os países “Não Anexo I”. O primeiro reúne países desenvolvidos, que seriam os maiores responsáveis pelo alto nível de GHGs no mundo, e o segundo engloba os países em desenvolvimento. Cada grupo tem obrigações distintas em relação ao protocolo ([BRASIL, 2014](#)).

De acordo com o Protocolo de Kyoto,, os seis GHGs que devem ter as emissões controladas são: Dióxido de Carbono (CO_2), Metano (CH_4), Óxido Nitroso (N_2O), Hidrofluorcarbonetos ($HFCs$), Perfluorcarbonetos ($PFCs$) e Hexafluoreto de Enxofre (SF_6). A unidade utilizada para mensurar as emissões de GHG de acordo com o protocolo é o Dióxido de Carbono Equivalente (CO_2e). Assim, o CO_2 é o gas de referência com o qual os demais GHGs são mensurados de acordo com o seu potencial poluidor ([WORLD BANK, 2017](#)).

O Protocolo de Kyoto permite que países Anexo I aumentem ou diminuam suas parcelas de emissões, aumentando ou diminuindo os níveis de emissões durante o período determinado, pela troca de “unidades kyoto”, mais conhecidos como créditos de carbono. Esse processo deve ocorrer em concordância com os chamados Mecanismos de Kyoto. Estes mecanismos são: o *International Emissions Trading*, o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (CDM), e a *Joint Implementation* (JI) ([UNITED NATIONS, ca. 2013](#)).

O manual de referência do Protocolo de Kyoto esclarece, respectivamente, sobre o *International Emissions Trading*, ou Comércio Internacional de Emissões (CIE), a *Joint Implementation* ou Implementação Conjunta, e o *Clean Development Mechanism* ou Mecanismo de Desenvolvimento Limpo.

De acordo com CIE, um país Anexo I pode transferir créditos de carbono ou adquirir créditos de outro país Anexo I. CIE não afeta o total de emissões com os quais os países Anexo I se comprometeram coletivamente, mas sim redistribui a quantidade de emissões entre eles ([UNITED NATIONS, 2008](#)).

Implementação Conjunta é um mecanismo baseado em projeto no qual um país Anexo I pode investir em um projeto que reduza emissões ou melhore o sequestro de carbono em outro país Anexo I, e receba crédito pela redução de emissões ou por carbonos sequestrados através deste projeto. (...) JI não afeta o total de emissões com os quais os países Anexo I se comprometeram coletivamente, mas sim redistribui a quantidade de emissões entre ele ([UNITED NATIONS, 2008](#)).

O CDM também é um mecanismo baseado em projetos. Créditos CDM podem ser gerados a partir de projetos de redução de emissões ou projetos de reflorestamento por países Não Anexo I. Diferente do JI e do CIE, projetos sob a dimensão do CDM criam novos créditos de carbono, e a aquisição destes créditos pelos países Anexo I aumenta ambos o total de emissões disponíveis para os países Anexo I coletivamente como suas emissões permitidas ([UNITED NATIONS, 2008](#)).

1.7 Valor Presente Líquido (VPL) & Custo Nivelado de Eletricidade (LCOE)

O Valor Presente Líquido (VPL) é definido como a soma dos valores presentes em fluxos de caixa individuais (CUCCHIELLA; D'ADAMO; ROSA, 2015). “O método do VPL faz uma comparação do investimento realizado com o valor presente nos fluxos de caixa gerados pelo projeto” (STORTO, ca. 2016). A equação 1.1 mostra a forma de cálculo padrão do VPL.

$$VPL = \sum_{t=0}^N \frac{FC_t}{(1+i)^t} = \sum_{t=0}^N \frac{I_t - O_t}{(1+i)^t} \quad (1.1)$$

Onde FC_t é o fluxo de caixa no ano t , i é a taxa de interesse, N é a vida útil do projeto em análise, I_t é a receita no ano t e O_t são os gastos no ano t .

O LCOE é valor do custo de geração por unidade de energia (BAWAH; ADDOWESH; ELTAMALY, 2013), ele avalia a produção de energia durante o ciclo de vida do sistema e seus custos, o que faz possível a comparação de tecnologias com diferentes escalas de investimento e tempo de operação, avaliando apenas os gastos monetários e energia gerada, eliminando parcialidade na escolha da tecnologia a ser utilizada. Equação 1.2 resume o modo de cálculo do LCOE (BARROS et al., 2016).

$$LCOE = \frac{TLCC}{TLEP} \quad (1.2)$$

Onde $TLCC$ é o custo de vida total durante todo o ciclo de vida do projeto, e $TLEP$ é a energia produzida durante todo o ciclo de vida do projeto. Autores utilizam diferentes equações matemáticas para o cálculo do $TLCC$, pois cada projeto de geração está sujeito a condições diferentes, como a presença ou isenção de taxas para projetos privados ou públicos, a existência ou não de “*carbon pricing*” no país, e também devido a grande variedade de formas de geração de energia, pois existem gastos que são inerentes a uma forma de geração e não à outra, por exemplo os gastos com combustível são inexistentes e tecnologias de geração intermitentes mas são imprescindíveis na geração à diesel. Diferente da análise através do Valor Presente Líquido (VPL), o LCOE apresenta o custo de energia considerando-se que a venda de energia elétrica é a única fonte de receita do projeto. Analisando-se pelo VPL pode-se considerar também a presença de outras receitas como a da venda de créditos de carbono e economia na conta de consumo de energia elétrica no caso de geração distribuída conectada à rede elétrica. Romeiro, Almeida e Losekann (2015) comentam que o LCOE é um “método internacionalmente consagrado para orientar a expansão da capacidade instalada”, mas ainda de acordo com os autores o LCOE apresenta simplificações que comprometem a comparação entre as alternativas tecnológicas de geração, por exemplo o método não distingue se a natureza da oferta de energia é despachável ou intermitente.

Parte II

Metodologia

2 Metodologia

O trabalho apresentado será Pesquisa Aplicada, e terá como objetivo a realização de Pesquisa Exploratória sobre material Bibliográfico. Nesta etapa o objetivo é definir o objeto de estudo e os métodos utilizados para: elaboração do projeto do SFV, quantificação de emissões de GHGs e de emissões evitadas, e método para análise econômica do projeto.

2.1 Objeto de estudo

Para a elaboração do projeto GFV será considerada a carga da comunidade de Buiçu, próximo ao município de Coari no interior do Amazonas. O SFV terá a configuração de sistema isolado em minirrede e fornecimento em corrente alternada. Como potência instalada é inferior a 100kW, o projeto deverá seguir as condições de fornecimento de energia elétrica descritas em [Agência Nacional de Energia Elétrica \(2012\)](#) para microssistemas isolados de geração e distribuição de energia elétrica (MIGDI).

Serão projetados basicamente dois cenários diferentes para suprimento de energia à comunidade. O primeiro cenário é o suprimento de energia por geração à diesel, e no segundo por meio de um SFV.

2.2 Método para Projeto do Sistema Fotovoltaico

As etapas descritas em ([PINHO; GALDINO, 2014](#)) serão seguidas para elaboração do sistema fotovoltaico (SFV), o autor deixa claro que o conteúdo é voltado para sistemas puramente fotovoltaicos, fixos e sem concentração de energia solar, o que se encaixa no projeto desejado para este estudo. As etapas são:

1. Levantamento do recurso solar no local ou região;
2. Definição do local de instalação do SFV;
3. Levantamento da demanda de energia elétrica;
4. Dimensionamento do gerador FV;
5. Dimensionamento dos equipamento de condicionamento;
6. Dimensionamento do sistema de armazenamento.

Para determinar o **recurso solar** foi utilizado o site do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB). O site disponibiliza o programa *SunData* versão 3.0 gratuitamente, destinado ao cálculo da irradiação solar diária média mensal em qualquer local do território nacional a partir das coordenadas geográficas do local. O valor da irradiância será utilizado para o cálculo das Horas de Sol Pleno (HSP) a partir da equação 2.1 de Pinho e Galdino (2014):

$$HSP = \frac{\text{Irradiação (kWh/m}^2\text{)}}{1 \text{ (kW/m}^2\text{)}} \quad (2.1)$$

Quanto ao **local de instalação**, será considerado que não existiriam elementos de sombreamento ou superfícies reflexivas que podem afetar a eficiência do projeto.

O **levantamento de demanda de energia** será realizado com base nos dados de consumo coletados no trabalho de Ramos (2015) na comunidade de Buiçu.

O **dimensionamento do gerador FV** será realizado a partir do método do mês crítico (PINHO; GALDINO, 2014). Primeiramente calcula-se a energia ativa necessária diariamente (E_{dia} , em Wh) considerando-se as perdas do inversor e da bateria, a partir da equação 2.2

$$E_{dia} = \frac{E}{\eta_{inv} \times \eta_{bat}} \quad (2.2)$$

Onde E é energia ativa (Wh) consumida diariamente desconsiderando perdas, η_{inv} é a eficiência do inversor e η_{bat} é a eficiência da bateria.

Para o cálculo da potência do painel fotovoltaico utilizou-se a equação 2.3

$$P_{GFV} = \frac{E_{dia}}{HSP \times Red_1 \times Red_2} \quad (2.3)$$

Onde P_{GFV} é a potência do gerador fotovoltaico (W_p), Red_1 representa o fator de redução da potência dos módulos FV em relação ao valor nominal, e Red_2 representa perdas do SFV como por exemplo perdas com queda de tensão nos condutores, diodos, etc.

Idealmente, os cálculos das equações 2.2 e 2.3 deveriam ser repetidas para todos os meses do ano para se determinar qual mês (o “mês crítico”) teria a maior potência necessária para os módulos FV, e portanto utilizar este valor de P_{GFV} no projeto. Isso seria necessário pois o comportamento das curvas de carga podem variar a cada mês. Por exemplo, em estações chuvosas provavelmente ventiladores seriam menos utilizados que em períodos quentes. Similarmente, o valor de HSP varia de mês para mês.

Para o presente trabalho, será considerado que a curva de carga não varia significativamente de mês para mês, portanto o que determinará a P_{GFV} pelo menor valor de HSP , portanto o mês com a pior irradiação.

Para o cálculo do número de módulos em série e paralelo, serão utilizadas as equações 2.4 e 2.6 respectivamente.

$$\text{Módulos em Série} = 1,2 \times \frac{V_{sist}}{V_{mpTmáx}} \quad (2.4)$$

$$I_m = \frac{P_{GFV}}{V_{sist}} \quad (2.5)$$

$$\text{Módulos em Paralelo} = \frac{I_m}{I_{mp}} \quad (2.6)$$

Em que V_{sist} é a tensão nominal do sistema (V), $V_{mpTmáx}$ é a tensão de máxima potência para a máxima temperatura de operação prevista (V), I_m é a corrente do SFV (A), e I_{mp} é a corrente de máxima potência de cada módulo (A), em STC.

O **sistema de condicionamento** é composto pelo controlador de carga e o inversor. Para **dimensionamento do controlador** serão utilizadas a equação 2.7 e 2.8, além da inequação 2.9.

$$I_C = 1,25 \times (\text{Módulos em paralelo}) \times I_{SC} \quad (2.7)$$

$$\text{Controladores em Paralelo} = \frac{I_C}{I_{ctrl}} \quad (2.8)$$

Em que I_C é a corrente do controlador (A), I_{SC} a corrente de curto circuito dos módulos FV utilizados (A).

A tensão de operação do controlador deve ser sempre maior que a tensão máxima de saída do SFV, obedecendo a inequação 2.9.

$$\text{Módulos em série} \times V_{OC_{Tmin}} < V_C \quad (2.9)$$

Onde V_C é a tensão de operação do controlador (V), e $V_{OC_{Tmin}}$ é a tensão de circuito aberto (V) dos módulos FV utilizados na temperatura mínima de operação prevista para a localização.

Já para o **dimensionamento do inversor**, a potência deve ser no mínimo igual ao pico da curva de demanda da minirrede. Deve-se também considerar a potências de pico de equipamentos durante a partida se for o caso.

A tensão de entrada do inversor deve ser igual à tensão do sistema (equação 2.10), enquanto a saída deve depender dos tipos de equipamentos a serem alimentados (usualmente 127 ou 220V no Brasil). Para este trabalho será considerada a saída de 127V.

$$V_{inv} = V_{sist} \quad (2.10)$$

Ainda, conforme determinado por Agência Nacional de Energia Elétrica (2012), a saída do inversor deve ser senoidal pura.

Finalmente, o **sistema de armazenamento** será composto por um banco de baterias. Para o dimensionamento serão utilizadas as equações de 2.11 à 2.14.

$$CB_{C20} = \frac{E_{dia} \times N_{aut}}{PD(\%)} \quad (2.11)$$

$$CBI_{C20} = \frac{CB_{C20}}{V_{sist}} \quad (2.12)$$

$$Baterias \text{ em paralelo} = \frac{CBI_{C20}}{CBI_{C20_{und}}} \quad (2.13)$$

$$Baterias \text{ em série} = \frac{V_{sist}}{V_{bat}} \quad (2.14)$$

Onde CB_{C20} é a capacidade do banco de baterias em Wh , CBI_{C20} é a capacidade em Ah , $CBI_{C20_{und}}$ é a capacidade em Ah para cada bateria, N_{aut} representa o número de dias de autonomia, $PD(\%)$ é a profundidade de descarga da bateria, e V_{bat} é a tensão nominal de uma das baterias em Volts.

2.3 Quantificação de Emissões

Para este estudo será considerada a implementação de um sistema de “**taxa de carbono**” no Brasil a partir do ano 2020, que é o ano de término do segundo período de Kyoto (UNITED NATIONS, ca. 2013; OCTAVIANO; PALTSEV; GURGEL, 2016). Dessa forma, a geração que utiliza combustíveis fósseis como fonte de energia terão um custo associado a emissão de CO_2 (C_{CO_2}). Considera-se que a taxa é aplicada a qualquer sistema de geração de energia elétrica que utilize combustíveis fósseis como fonte primária de energia. Também será considerado o “**crédito de carbono**”, que são adquiridos através das emissões evitadas por projetos de geração de energia e podem ser vendidos através do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (CDM) da UNFCCC (UNITED NATIONS, 2016).

O range de valores para taxa de carbono tem grande variação de país para país ou área de aplicação (WORLD BANK, 2016). Os valores assumidos para taxa de carbono para este trabalho se basearão na taxa adotada por Octaviano, Paltsev e Gurgel (2016) em pesquisa sobre políticas de mudança de clima no Brasil e México. O valor médio estimado da taxa de emissões de CO_2e para geração a diesel será de acordo com a publicação de United Nations (2014b), exibidos na Tabela 4.

De acordo com (CUCCHIELLA; D’ADAMO; ROSA, 2015), as emissões do projeto são calculadas a partir da equação 2.15.

$$PE = EF_{CO_2} \times ED_{tot} \quad (2.15)$$

Tabela 4 – Fatores de Emissão para geradores à diesel (em $kgCO_2e/kWh$).

Casos	Mini-grid em serviço 24h	(a) Mini-grid em serviço temporariamente (4-6h/dia); (b) Aplicações produtivas; (c) Bombas d'água	Mini-grid com armazenamento de energia
Fatores de Carga	25%	50%	100%
<15kW	2,4	1,4	1,2
>=15<35kW	1,9	1,3	1,1
>=35<135kW	1,3	1,0	1,0
>=135<200kW	0,9	0,8	0,8
>200kW	0,8	0,8	0,8

Fonte: (UNITED NATIONS, 2014b)

Onde $EF_{CO_2,tot}$ é o fator de emissões do novo sistema e $ED_{tot,t}$ é a energia elétrica suprida pelo projeto por ano (MWh).

O modelo para o cálculo da redução das emissões de CO_2 , ou emissões evitadas, será o apresentado no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (CDM) metodologia para “Eletrificação de comunidades rurais usando energia renovável” (AMS-I.L) publicado na UNFCC (UNITED NATIONS, 2016). A CDM AMS-I.L. é uma metodologia aplicável na eletrificação de uma pequena comunidade isolada do sistema elétrico nacional, onde a fonte de energia utilizada para a geração de energia é renovável (UNITED NATIONS, 2014a). De acordo com essa metodologia, o modelo para o cálculo de redução de emissões para minirredes isoladas é:

$$ER_t = BE_t - PE_t - LE_t \quad (2.16)$$

$$BE_t = BE_{T1,t} + BE_{T2,t} + BE_{exist,t} \quad (2.17)$$

$$BE_{exist,t} = ED_{exist,t} \times EF_{mgrid} \quad (2.18)$$

$$BE_{T1,t} + BE_{T2,t} = (ED_{tot,t} - ED_{exist,t}) \times (1 - TL_p) \times EF_{CO_2,tot} \quad (2.19)$$

Dessa forma, a receita das emissões evitadas será:

$$Vnd_{CO_2,t} = ER_t \times C_{CER} \quad (2.20)$$

Em que ER representa a redução de emissões em um ano (tCO_2e/ano), BE é a emissão de CO_2 de referência por ano (tCO_2e/ano), BE_{T1} são as emissões de CO_2 de residências por ano (tCO_2e/ano), BE_{T2} são as emissões de CO_2 de outras unidades consumidoras por ano exceto residências (tCO_2e/ano), PE são as emissões do projeto por ano (tCO_2e/ano), LE são as emissões por fuga ou vazamento por ano (tCO_2e/ano),

BE_{exist} são as emissões de consumidores no sistema atual por ano (tCO_2e/ano), ED_{exist} é energia elétrica suprida aos consumidores no sistema atual por ano (MWh), EF_{mgrid} é o fator de emissões para o sistema atual tCO_2e/MWh , TL_p são as perdas de transmissão e distribuição (%), e C_{CER} é o preço do certificado de emissões ($R\$/tCO_2e$) (UNITED NATIONS, 2014a).

2.4 Análise da Viabilidade Econômica

Segundo Cucchiella, D'Adamo e Rosa (2015), de acordo com pesquisa realizada entre administradores, legisladores e pesquisadores com experiência em tomada de decisões relacionadas a energia, a análise do Valor Presente Líquido (VPL) é o método que apresenta a maior relevância quando o objetivo é se alcançar a sustentabilidade econômica do projeto. Para o cálculo do VPL do projeto estudado, serão utilizados os modelos matemáticos a seguir, baseados na publicação de Cucchiella, D'Adamo e Rosa (2015) e Barros et al. (2016):

$$VPL = \sum_{t=0}^N \frac{FC_t}{(1+i)^t} = \sum_{t=0}^N \frac{I_t - O_t}{(1+i)^t} \quad (2.21)$$

$$I_t = Vnd_{elet,t} + Vnd_{CO_2,t} \quad (2.22)$$

$$O_t = C_{O\&M,t} + C_{cbst,t} + C_{tax,t} + C_{repo,t} + C_{CO_2,t} \rightarrow t \neq 0 \quad (2.23)$$

$$O_0 = C_{inv,t,0} + C_{tax,0} \quad (2.24)$$

Onde N é o tempo de vida útil do projeto, FC representa o Fluxo de Caixa, i é a taxa de desconto, I é a receita, O são os gastos, Vnd_{elet} é a receita da venda de eletricidade, Vnd_{CO_2} é a receita da venda de créditos de carbono, $C_{O\&M}$ são os gastos com Operação Manutenção (OM), C_{cbst} são gastos com a compra de combustíveis, C_{tax} são taxas do projeto, tributos e encargos, C_{repo} são gastos com reposição de equipamentos, C_{CO_2} custo das emissões considerando-se a existência da taxa de carbono, e $C_{inv,t,0}$ é o valor de investimento, que acontece apenas no ano zero.

Considera-se que o projeto é um empreendimento da concessionária, portanto a variável Vnd_{elet} é referente a receita recebida pelo pagamento da tarifa elétrica pelos consumidores.

Os gastos com O&M ($C_{O\&M}$) serão representados como uma porcentagem do investimento inicial, de acordo com o que é estimado na literatura para ambas a GFV e

Geração à Óleo Diesel (GOD) (CUCCHIELLA; D'ADAMO; ROSA, 2015; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2016; NAKABAYASHI, 2015; TOLMASQUIM et al., 2016).

Os gastos com combustível (C_{cbst}) não existirão para a GFV, visto que a fonte de energia é a luz solar. Para a GOD o valor do combustível utilizado será o estimado em Empresa de Pesquisa Energética (2016), que também engloba os custos administrativos, impostos, encargos e estoque do combustível, o valor estimado é de 3,764 R\$/litro.

Os custos de reposição ao fim de vida útil de um equipamento (C_{repo}) e custo de investimento (C_{inv}) serão estimados por pesquisa de mercado e também serão utilizados dados presentes em literatura.

Na análise realizada neste trabalho os gastos com taxas, impostos e encargos ($C_{tax,t}$) pertinentes à unidade geradora serão desconsiderados para toda a vida útil do projeto.

Parte III

Implementação: Análise dos Cenários

3 Análise dos Cenários

3.1 Sistema Isolado: Comunidade de Buiucu

A comunidade de Buiucu (Figura 6) é uma comunidade isolada típica da região da floresta Amazônica, e será usado como modelo de microsistema isolado a ser atendido. A comunidade está localizada no estado do Amazonas, Brasil, à aproximadamente 33,8km do município de Coari e 393,8km da capital Manaus (448,5km via fluvial), à margem do Rio Urucu, próximo à região de encontro com o Rio Coari Grande, latitude 4°06'55" Sul e 63°25'23" Oeste.

Figura 6 – Comunidade de Buiucu, Unidades Consumidoras (UCs) típicas da comunidade.



Fonte: fotos cedidas por Marcello Ramos em visita à localidade.

3.2 Unidades Consumidoras & Demanda

Ao todo são 30 UC's, sendo 25 delas residenciais e 5 não-residenciais. De acordo com o artigo 5º da Resolução Normativa (RN) N° 493 de 2012 da ANEEL, as UC's atendidas por meio de MGDI devem ser enquadradas conforme disponibilidade mensais de energia, conforme Tabela 5 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012). Os dados de potência instalada para as UC's estão resumidas na Tabela 6 e detalhadas na Tabela 7 (RAMOS, 2015). Dessa forma, todas as unidades estariam de acordo com RN 493.

Segundo entrevista com Cláudio Gonçalves e Marcello Ramos, autores do artigo sobre dimensionamento de GFV para a localidade, em 2015 Buiucu não apresentava uma rede de distribuição onde todas as UCs eram atendidas por uma unidade geradora. A comunidade possuía um gerador de pequeno porte à diesel que abastecia uma parcela da

Tabela 5 – Disponibilidades mensais de energia para UCs atendidas por MIGDI

Disponibilidade mensal garantida (kWh/mês/UC)	Consumo de Referência (Wh/dia/UC)	Autonomia mínima (horas)	Potência mínima (W/UC)
13	435	48	250
20	670	48	250
30	1000	48	500
45	1500	48	700
60	2000	48	1000
80	2650	48	1250

Fonte: (BRASIL, 2010)

Tabela 6 – Potência Instalada nas UCs de Buiúçu

Unidade Consumidora	Quantidade	Potência por UCs (W)	Potência Total (W)
Centro Comunitário	1	1250	1250
Comércio	1	1250	1250
Escola	1	1250	1250
Igreja Evangélica	1	1250	1250
Igreja Católica	1	1250	1250
Residências	25	500	12500
Total	30	Residências → 500 Não Resid. → 1250	18750

Fonte: (RAMOS, 2015)

população por certo período do dia. No entanto a geração de eletricidade não acontecia de forma regular, pois dependia da disponibilidade de Diesel que era subsidiado pela prefeitura de Coari. Por isso, será considerado que o fornecimento de energia elétrica acontece para uma parcela das unidades consumidoras diariamente pelo período de quatro horas, das 18 às 21:59. A metodologia da UNFCCC código AMS I.L, atualmente na versão 3.0 do ano de 2014, enquadra essa situação e se refere a geração prévia ao projeto como geração “existente”, levando-a em conta no cálculo de emissões evitadas.

A região que compreende a UC 11 até a UC 22 (ao todo 11 UCs) será considerada a parcela da comunidade de Buiúçu que possuía o fornecimento de energia elétrica das 18:00 às 21:59 por meio do gerador a diesel, pelo fato de ser a região com a maior densidade de UCs (RAMOS, 2015) como pode ser verificado na Figura 7.

Conforme Ramos (2015), ao todo existem cinco UCs não residenciais: uma escola, uma igreja evangélica, uma igreja católica, uma unidade de comércio (ou simplesmente “comércio”) e um centro comunitário. Dentre estas onze UCs, será considerado que oito são residências e as outras três são a escola, o comércio e a igreja católica existentes na comunidade, como descrito na Tabela 8. Como a igreja evangélica e o centro comunitário não demandam energia elétrica no período das 18:00 às 21:00 os mesmos não possuem

Tabela 7 – Demanda Diária da Comunidade (Potência por hora em Watts)

Residências	Qtde	Potência (W)	Hora do Dia																							
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Lâmpadas (Quarto 1)	25	20																	500	500	500	500	500			
Lâmpadas (Quarto 2)	25	20																		500	500	500	500			
Lâmpadas (Cozinha)	25	20																	500	500	500	500				
Lâmpadas (Área Externa)	25	20	500	500	500	500	500													500	500	500	500	500	500	
Geladeira 200 litros	25	100					2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	
Ventilador	25	80	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000												2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	
TUG Sala	25	30							750	750											750					
TUG Cozinha	25	80											2.000													
Kit TV	25	130							3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	
Total Residências		12.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	6.500	6.500	5.750	4.500	2.500	2.500	0	0	0	6.750	10.500	7.750	7.250	3.500	2.500	2.500	
Não-Residências	Qtde	Potência (W)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Comércio	1	1.250						1.250									1.250				1.250					
Escola	1	1.250							1.250	1.250	1.250	1.250	1.250							1.250	1.250	1.250				
Igreja Evangélica	1	1.250																			1.250					
Centro Social	1	1.250															1.250	1.250								
Igreja Católica	1	1.250																	1.250							
Total Não-Residências		6250	0	0	0	0	0	0	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	0	0	0	2.500	1.250	1.250	1.250	3.750	1.250	0	0	0	0
TOTAL (W)		109.750	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	3.750	7.750	7.750	7.000	4.500	2.500	2.500	2.500	2.500	1.250	1.250	8.000	14.250	9.000	7.250	3.500	2.500	2.500

Fonte: (RAMOS, 2015)

suprimento de energia pelo gerador, pois suas atividades acontecem durante o dia.

Em resumo, consumo diário da comunidade seria de **14,17kWh** no sistema existente, e de **109,75 kWh** para o projeto.

O Decreto nº 7.246 de 2010 determina que a descrição de soluções de suprimento energético proposta pelo agente de distribuição local para atendimento de comunidades Sistemas Isolados (SI) deve buscar pela redução do custo total da geração nos SI e da necessidade do reembolso pela Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) (BRASIL, 2010). Neste sentido, este trabalho realizará uma análise estimando-se a viabilidade econômica de geração para dois cenários de geração: geração FV e geração tradicional, à diesel.

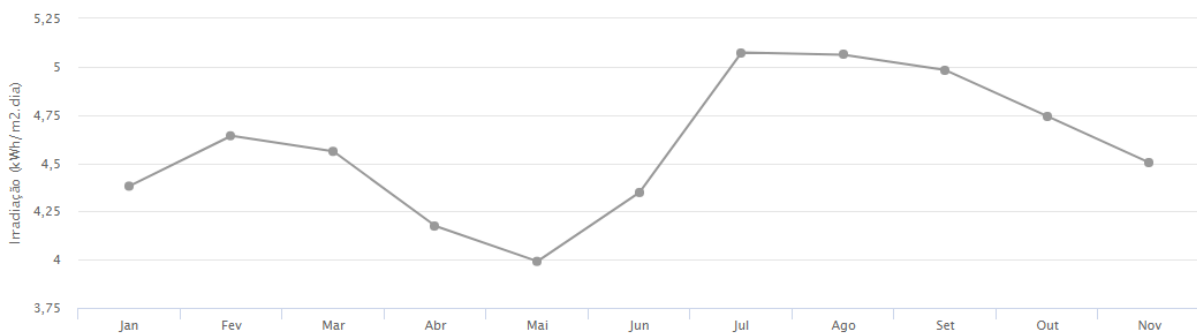
Figura 7 – Visão de Satélite da Comunidade Buiucu, com UCs em destaque.



Fonte: (RAMOS, 2015)

3.3 Projeto do Sistema Fotovoltaico

De acordo com os resultados do *SunData v.3.0* descritos na Tabela 9 e a Figura 8, o mês com a pior irradiação é Maio, com $3,99kWh/m^2$. Portanto o valor de HSP é $3,99kWh/m^2$ de acordo com a equação 2.1.

Figura 8 – Irradiação média no plano horizontal por mês na região da comunidade Buiucu, em kWh/m^2 

Fonte: (CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIAS SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE S. BRITO, 2018)

Para dimensionamento do módulo fotovoltaico e da organização dos painéis (em série e paralelo) serão aplicadas as equações 2.2 à 2.6 do capítulo Metodologia. Para η_{inv} igual a 85%, η_{bat} igual a 86%, Red_1 igual a 75% e Red_2 em 90% (PINHO; GALDINO, 2014), temos:

$$E_{dia} = \frac{109.750}{0,85 \times 0,86} = 150,137kWh \quad (3.1)$$

$$P_{GFV} = \frac{150.137}{3,99 \times 0,75 \times 0,9} = 55,75kW \quad (3.2)$$

Tabela 8 – Detalhes da demanda existente, previamente ao projeto do SFV.

Residências	Qtde	Potência (W)	Hora do Dia			
			18	19	20	21
Lâmpadas (Quarto 1)	8	20	160	160	160	160
Lâmpadas (Quarto 2)	8	20		160	160	160
Lâmpadas (Cozinha)	8	20	160	160	160	160
Lâmpadas (Área Externa)	8	20		160	160	160
Ventilador	8	80		640		640
TUG	8	30		240		
Kit TV/Antena	8	130	1.040	1.040	1.040	1.040
Total Residências		7.920	1.360	2.560	1.680	2.320
Não-Residências	Qtde	Potência (W)	18	19	20	21
Comércio	1	1250		1250		
Escola	1	1250	1250	1250	1250	
Igreja Católica	1	1250		1250		
Total Não-Residências		6.250	1250	3750	1250	0
TOTAL (W)		14.170	2610	6310	2930	2320

Fonte: (RAMOS, 2015)

Tabela 9 – Irradiação média no plano horizontal por mês na região da comunidade Buiçu.

Ângulo	Irradiação Solar Média Mensal (kWh/m^2)												
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
Plano Horizontal	4,38	4,64	4,56	4,17	3,99	4,35	4,41	5,07	5,06	4,98	4,74	4,50	4,57

Fonte: (CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIAS SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE S. BRITO, 2018)

A tensão nominal do sistema do projeto será 48V. O módulo fotovoltaico escolhido foi da marca *Canadian Solar*, modelo “CS6P 265P”, por sua eficiência e por ser uma marca consolidada no mercado. Segundo especificações técnicas deste painel, o valor de V_{mp} é 30,6V. Para uma temperatura nominal de operação superior de 47°C e um coeficiente de temperatura para V_{mp} ($\beta_{V_{mp}}$) de -0,4%/C. Considerando que o SFV operará a 50C, temos:

$$V_{mpTmáx} = V_{mp} - \beta_{V_{mp}} \times V_{mp} \times (50 - 47) = 30,6 - 0,004 \times 30,6 \times 3 \quad (3.3)$$

$$V_{mpTmáx} = 30,2328V \quad (3.4)$$

Ainda de acordo com as especificações do módulo FV, I_{mp} é 8,66A. Logo, a quantidade da módulos em série e paralelo será:

$$\text{Módulos em Série} = 1,2 \times \frac{48}{30,2328} = 1,9 \text{ módulos} \quad (3.5)$$

$$I_m = \frac{55.750}{48} = 1.161,46A \quad (3.6)$$

$$\text{Módulos em Paralelo} = \frac{1.161,46}{8,66} = 134,12 \text{ módulos} \quad (3.7)$$

Assim, serão 2 módulos em série e 135 módulos em paralelo (também chamados de *strings*), totalizando 270 módulos.

Para escolher o controlador é necessário conhecer a corrente I_C e a tensão V_C . Para I_{SC} igual a 9,23A, V_{OC} igual a 37,7V, temperatura nominal de operação inferior de 43C, temperatura mínima de operação de 40C e coeficiente de temperatura para V_{OC} ($\beta_{V_{OC}}$) de -0,31%/C, tem-se:

$$I_C = 1,25 \times 135 \times 9,23 = \mathbf{1.557,563A} \quad (3.8)$$

$$\text{Controladores em Paralelo} = \frac{1.557,563}{60} = 25,96 \text{ controladores} \quad (3.9)$$

$$V_{OC_{Tmin}} = V_{OC} - \beta_{V_{OC}} \times V_{OC} \times (40 - 43) \quad (3.10)$$

$$V_{OC_{Tmin}} = 37,7 - 0,0031 \times 37,7 \times (-3) = 38,05V \quad (3.11)$$

Segundo a inequação 2.9, a tensão V_C deve ser superior a 76,1V e a quantidade de controladores em paralelo será de 26.

Serão utilizadas baterias estacionárias Hoppecke OPzS de 12V, devido a sua vida útil longa em relação a demais baterias estacionárias. A profundidade de descarga será de 20% e para atendimento da RN 493/2012 o número de dias de autonomia será de 2 dias. Logo:

$$CB_{C20} = \frac{150.137 \times 2}{0,2} = 1.501.370Wh \quad (3.12)$$

$$CBI_{C20} = \frac{1.501.370}{48} = 31.278,54Ah \quad (3.13)$$

$$Baterias\ em\ paralelo = \frac{31.278,54}{213} = 146,85\ baterias \quad (3.14)$$

$$Baterias\ em\ série = \frac{48}{12} = 4\ baterias \quad (3.15)$$

3.4 Projeto do Sistema de Geração à Diesel

Para o sistema a diesel será levada em conta a potência máxima requerida pela comunidade. De acordo com a Tabela 7, a potência de pico é 14.250W às 7 horas da noite. Logo, considerando-se uma porcentagem de segurança de 25%, a potência do gerador deve ser superior a 17.812,5W.

3.5 Emissões do Projeto

Para o SFV, as emissões serão consideradas inexistentes (UNITED NATIONS, 2014a). Logo:

$$PE_{SFV} = 0 \quad (3.16)$$

Para as emissões do gerador à diesel, será considerado o fator de emissão de 2,4tCO₂e/MWh da Tabela 4, para potência de pico de 14,25kW, inferior a 15kW. Assim:

$$ED_{tot} = 109.750 \times 365 = 40,05MWh \quad (3.17)$$

$$PE_{GOD} = 40,05 \times EF_{CO_2} \quad (3.18)$$

$$PE_{GOD} = 40,05 \times 2,4 = 96,1tCO_2e/ano \quad (3.19)$$

3.6 Emissões Evitadas

Só existirá redução de emissões para o SFV. Considera-se que PE e LE são nulos, logo, de acordo com a equação 2.16, a redução de emissões (ou créditos de carbono) será igual ao valor de BE . Para a geração existente em serviço temporário, o fator de emissões é de $1,4tCO_2e/MWh$ e perdas com transmissão igual a 10% (UNITED NATIONS, 2014a). Então:

$$ED_{exist} = 14.170 \times 365 = 5,172 MWh \quad (3.20)$$

$$BE_{exist} = 5,172 \times 1,4 = 7,24 tCO_2e \quad (3.21)$$

$$BE_{T1} + BE_{T2} = (40,05 - 5,175) \times (1 - 0,1) \times EF_{CO_2} \quad (3.22)$$

$$BE_{T1} + BE_{T2} = 31,4 tCO_2e \quad (3.23)$$

$$ER = 31,4 + 7,24 = 38,64 tCO_2e \quad (3.24)$$

3.7 Aspectos Econômicos dos Projetos

3.7.1 Custo de Investimento (C_{inv})

Conforme dimensionamento realizado na seção 3.3, os componentes do SFV escolhidos com os preços estão resumidos da Tabela 10.

Tabela 10 – Resumo do custo de investimento para o SFV

Item	Descrição	Preço unid. (R\$)	Qtde	Total por item (R\$)
Módulo Fotovoltaico	Canadian CSI CS6P-265P	733,82	270	198.131,4
Bateria	Hoppecke 4OPzS 200 12V	3.470,46 (795,00 euros)	588	2.040.630,48
Controlador	BlueSolar Charge Controller MPPT 150/60-MC4	2.867,39	26	74.552,14
Inversor	Schneider Electric Conext SW 408 Inverter/Charger	9.848,99 (2.650US\$)	4	39.395,96

Fonte: próprio autor

De acordo com o site NeoSolar, o preço unitário do Módulo Fotovoltaico é de R\$623,85 (acesso em Junho/2018) com uma taxa de entrega estimada em R\$110 para cada módulo, totalizando R\$733,82 por módulo. O valor de 795 euros da bateria foi retirado do site espanhol Monsolar. O valor de R\$2.867,39 para o controlador de carga foi retirado da ReSize Solar Energy. Por fim, preço do inversor de acordo com o site AltEStore é de US\$1.750,00 mais uma estimativa de US\$900,00 de frete, totalizando US\$2650,00.

Assim, C_{inv} para o SFV será de R\$2.352.709,98.

Para a GOD, o custo de investimento será composto majoritariamente pela compra e transporte do grupo gerador. O modelo utilizado no projeto é o Gerador à diesel trifásico Toyama 25kVA TD25SCE3. Eventualmente será necessária a manutenção completa do grupo gerador, e o desligamento do gerador é necessário. No entanto, de acordo com a RN 493/2012 o sistema de geração para SI precisa apresentar autonomia de no mínimo 2 dias, de forma que o desligamento do gerador configuraria uma desconformidade. Com o objetivo de cumprir com o que é determinado pela norma, um segundo gerador de mesma capacidade será contabilizado para que o sistema elétrico tenha continuidade do suprimento de energia durante a manutenção de um dos grupos geradores. Segundo pesquisa de mercado o custo de um gerador é de R\$40.000,00, sendo necessário dois para atendimento à norma, chegando a um total de R\$80.000,00.

3.7.2 Custo de Reposição (C_{repo})

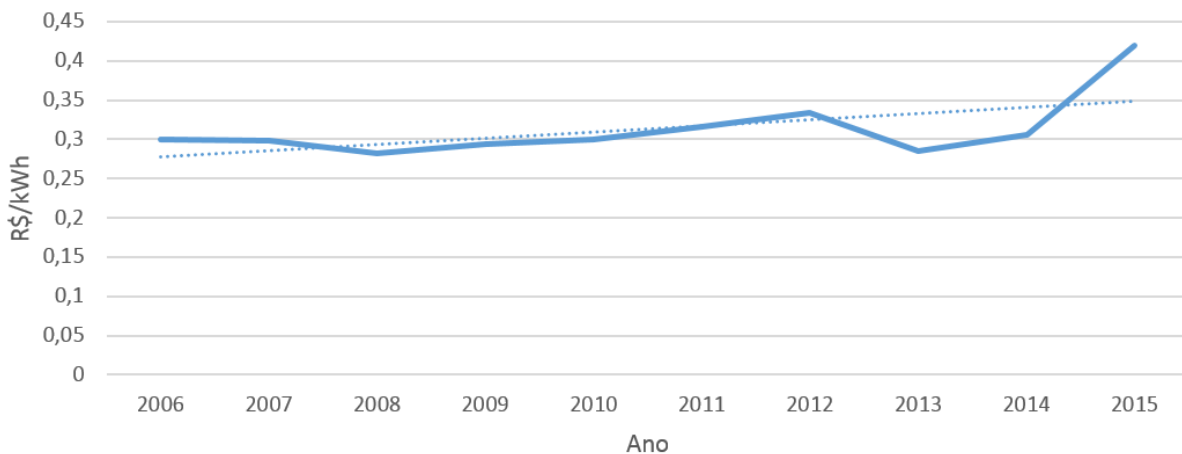
Para a GOD C_{repo} será nulo, considerando-se que o grupo gerador tem vida útil superior ao período considerado no projeto.

Para o SFV, devido seu ciclo de vida prolongado da bateria OPzS, dependendo das condições de operação, será considerado o ciclo de vida de 10 anos. O mesmo tempo de vida útil será considerada para os controladores e inversores, sendo necessária a reposição destes três tipos de equipamentos no ano 10 do projeto. Considera-se que o módulo FV terá vida útil superior a 20 anos portanto não será necessária reposição.

3.7.3 Tarifa de Energia (Trf_{elet})

Por se tratar de um projeto que seria proposto pela concessionária, considera-se a cobrança de uma tarifa de eletricidade com o valor de 0,55R\$/kWh (relativo ao valor cobrado em Manaus em 2017) com um crescimento no valor da tarifa de 6,358% ao ano, seguindo-se a média de crescimento da tarifa residencial no Brasil ([AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018](#)), conforme Gráfico da Figura 9.

Figura 9 – Evolução da tarifa de energia elétrica residencial no Brasil de 2006 à 2015.



Fonte: Elaborado com dados da EPE e da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

3.7.4 Taxa de Desconto (i)

A taxa de desconto, ou taxa de interesse (i) depende de várias características, como se o projeto é de iniciativa pública ou privada, ou se a taxa é definida para um projeto em específico, uma série de projetos, ou para a companhia inteira. O termo “taxa de desconto” é geralmente usado para se referir a projeto públicos e “taxa de interesse” para projetos privados, a taxa para projetos públicos é geralmente menor que a de projetos privados (BLANK; TARQUIN, 2012). Como o esperado, a taxa de desconto utilizada em publicações relacionadas a projetos fotovoltaicos variam dependendo se o projeto é isolado ou conectado à rede, a capacidade da planta geradora, valor do investimento, dentre outros fatores. Alguns autores ainda utilizam valores de taxa de desconto distintos para análise de sensibilidade. De acordo com trabalho sobre microgeração fotovoltaica no Brasil de Nakabayashi (2015), a taxa de desconto para projetos de baixo risco pode ser a taxa de juros SELIC (Sistema Especial de Liquidação e de Custódia), que em 2014 se encontrava em 11%, mas atualmente houve um crescimento, chegando a 12,25% em fevereiro de 2017 (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2017). Para o SFV será considerada uma taxa de desconto de 7% a.a. (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2016).

Para a geração à diesel, será utilizada a taxa de 12% a.a. (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2007)

3.7.5 Custo de Operação e Manutenção ($C_{O\&M}$)

O valor da manutenção é frequentemente estimado como porcentagem do valor do investimento do projeto de geração elétrica. Para geração fotovoltaica, este valor é baixo quando comparado com geração à base de combustíveis fósseis, sendo frequentemente considerado como 1% do valor do investimento para usinas fotovoltaicas e geração distribuída

(NAKABAYASHI, 2015; TOLMASQUIM et al., 2016). Em estudo da EPE em 2016 para suprimento de sistemas isolados do Amazonas, os valores de O&M para os equipamentos foram estimados separadamente, sendo determinado 2% para os módulos fotovoltaicos, 1% para inversores e 1% para as baterias, todos os valores referentes ao investimento. Para este projeto também será considerado um custo de O&M de 1% ao ano sobre o valor de investimento para o SFV.

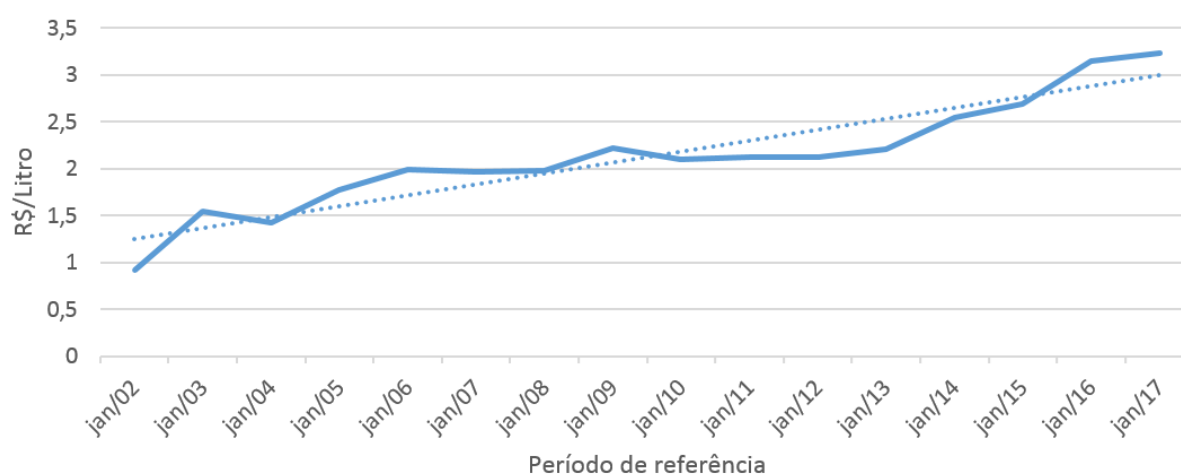
Para a GOD será considerado $C_{O\&M}$ de $25R\$/MWh$, um acréscimo de 60% do valor do gerador a cada dois anos ($R\$24.000,00$) e um custo O&M fixo de 5% a.a. sobre o valor do investimento (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2016).

3.7.6 Custo de Combustível (C_{cbst})

O objetivo do projeto do sistema fotovoltaico é a geração de energia a partir unicamente da geração solar. Deste modo, o gasto com combustível será considerado nulo para o SFV.

Segundo especificações do Gerador à Diesel Toyama $25kVA$ TD25SGE3, ele consome aproximadamente 325 litros de Diesel por MWh . O preço do combustível inicial será o utilizado por Empresa de Pesquisa Energética (2016) de $3,764R\$/L$, valor levantado para SI. Segundo dados do site a ANP (Agência Nacional de Petróleo), o preço do diesel em Manaus apresenta características de constante crescimento, conforme gráfico da Figura 10.

Figura 10 – Evolução do preço do diesel em Manaus, de 2002 à 2017.



Fonte: Elaborado com dados da ANP

Assim, de acordo com a Figura 10, o preço do diesel teve um crescimento médio de 9,91% ao ano entre Janeiro de 2002 e Janeiro de 2017. De modo geral a demanda por produtos aumenta com o aumento do PIB, e o preço de produtos com disponibilidade limitada como combustíveis fósseis (reservas tendem ao esgotamento) também tendem a

aumentar, diferente das fontes de energia renováveis (OCTAVIANO; PALTSEV; GURGEL, 2016). Desse modo será considerada a continuidade do aumento do preço do diesel ao valor de 9,91% ao ano, sendo o valor de 3,764R\$/l referente ao ano 1 do período considerado para o projeto.

3.7.7 Taxa de Carbono (C_{tax}) e Crédito de Carbono (C_{CER})

A taxa de carbono não será aplicada para o SFV (UNITED NATIONS, 2014a). O valor assumido para taxa de carbono no Brasil será de 50R\$/tCO₂e, a ser aplicado no GOD, a partir de 2020 com um aumento de 4% a.a. (OCTAVIANO; PALTSEV; GURGEL, 2016).

Durante o primeiro período de Kyoto, o preço do Certificado de Redução de Emissões (CER) variou de 1 à 20 US\$/tCO₂e. O valor utilizado será o valor médio de 10US\$/tCO₂e (WORLD BANK, 2017).

Finalmente, as tabelas 11 e 12 resumem os itens considerados na análise deste trabalho.

Tabela 11 – Resumo do Cenário com SFV e Fluxo de Caixa do VPL

Item	ano	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20		
Taxa Mínima de atratividade (t)	%	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	
Custo de O&M (CO&M)	R\$	23.327,10	23.327,10	23.327,10	23.327,10	23.327,10	23.327,10	23.327,10	23.327,10	23.327,10	23.327,10	23.327,10	23.327,10	23.327,10	23.327,10	23.327,10	23.327,10	23.327,10	23.327,10	23.327,10	23.327,10	23.327,10	
Investimento inicial (Cinv)	R\$	2.332.709,98	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Gasto com combustível (C _{comb})	R\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Gasto com compra de CO ₂ (C _{co2})	R\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Gastos de reposição equip. (C _{repp})	R\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.154.378,58	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Energia elétrica suprida pelo projeto (EP _{tot})	MWh	40,05	40,05	40,05	40,05	40,05	40,05	40,05	40,05	40,05	40,05	40,05	40,05	40,05	40,05	40,05	40,05	40,05	40,05	40,05	40,05	40,05	
Tarifa de Eletricidade (T _{fele})	R\$/kWh	0,55	0,584969	0,622161329	0,661718346	0,703790399	0,748537392	0,7961294	0,846747207	0,900383501	0,9578426	1,01874232	1,083513863	1,152403675	1,2256725	1,303601822	1,386484825	1,474637531	1,568394985	1,668113538	1,774172197	-	-
Energia elétrica suprida no pré-projeto (EP _{decist})	MWh	5,172	5,172	5,172	5,172	5,172	5,172	5,172	5,172	5,172	5,172	5,172	5,172	5,172	5,172	5,172	5,172	5,172	5,172	5,172	5,172	5,172	
Fator de emissões do pré-projeto (EP _{negrd})	tCO ₂ e/MWh	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
Perdas com transmissão e distribuição (TL _d)	%	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
Fator de emissões do projeto (EP _{proj})	%	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Emissões do projeto por ano (PE)	tCO ₂ e	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Preço do Carbono (R\$/tCO ₂ e)	R\$/tCO ₂ e	0	0	50	52	54,08	56,2432	58,492928	60,83264512	63,26595992	65,79658896	68,42845232	71,16559062	74,01221425	76,97270282	80,05161093	83,25397537	86,58382238	90,04717528	93,64906229	97,39502478	-	-
Receita da venda de créditos de carbono (V _{cc})	R\$	1.435,53	1.435,53	1.435,53	1.435,53	1.435,53	1.435,53	1.435,53	1.435,53	1.435,53	1.435,53	1.435,53	1.435,53	1.435,53	1.435,53	1.435,53	1.435,53	1.435,53	1.435,53	1.435,53	1.435,53	1.435,53	
Redução de Emissões (ER)	tCO ₂ e	38,631	38,631	38,631	38,631	38,631	38,631	38,631	38,631	38,631	38,631	38,631	38,631	38,631	38,631	38,631	38,631	38,631	38,631	38,631	38,631	38,631	
Preço do Certificado de Redução de Emissões (CER)	R\$/tCO ₂ e	37,16	37,16	37,16	37,16	37,16	37,16	37,16	37,16	37,16	37,16	37,16	37,16	37,16	37,16	37,16	37,16	37,16	37,16	37,16	37,16	37,16	
Receita total no ano (I)	R\$	23.500,19	24.900,70	26.300,25	27.974,51	29.659,49	31.451,61	33.357,67	35.384,92	37.541,06	39.834,28	42.273,31	44.867,42	47.626,46	50.560,91	53.681,94	57.001,41	60.531,92	64.286,91	68.280,64	72.528,28	-	-
Gastos totais no ano (O)	R\$	2.376.237,08	23.327,10	23.327,10	23.327,10	23.327,10	23.327,10	23.327,10	23.327,10	23.327,10	2.178.105,68	23.327,10	23.327,10	23.327,10	23.327,10	23.327,10	23.327,10	23.327,10	23.327,10	23.327,10	23.327,10	23.327,10	23.327,10
Valor Presente Líquido (VPL)	R\$	-2.198.819,5	-2.197.447,8	-2.194.590,7	-2.190.155,7	-2.184.044,7	-2.176.153,4	-2.166.370,9	-2.154.579,3	-2.140.653,3	-2.124.604,3	-2.106.370,9	-2.081.411,8	-2.054.249,9	-2.024.368,8	-1.990.368,8	-1.948.758,6	-1.900.065,9	-1.843.840,1	-1.778.667,6	-1.708.157,4	-1.627.000,0	-1.534.857,4

Tabela 12 – Resumo do Cenário com GOD e Fluxo de Caixa do VPL

Item	ano	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Taxa Mínima de atratividade (t)	%	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Custo de O&M (CO&M)	R\$	5.001,25	29.001,25	5.001,25	29.001,25	5.001,25	29.001,25	5.001,25	29.001,25	5.001,25	29.001,25	5.001,25	29.001,25	5.001,25	29.001,25	5.001,25	29.001,25	5.001,25	29.001,25	5.001,25	29.001,25
Investimento inicial (InvIn)	R\$	80.000,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valor Combustível	R\$/Litro	3,764	4,14	4,35	5,00	5,49	6,04	6,64	7,29	8,02	8,81	9,68	10,64	11,70	12,86	14,13	15,53	17,07	18,76	20,62	22,67
Gasto com combustível (Ccbst)	R\$	48.993,17	53.848,29	59.184,76	65.049,97	71.496,43	78.581,72	86.309,17	94.928,35	104.335,75	114.675,43	126.039,76	138.530,30	152.258,66	167.347,49	183.931,62	202.159,25	222.193,23	244.212,58	268.414,05	295.013,88
Gasto com CO2	R\$	-	-	4.806,00	4.998,24	5.198,17	5.406,10	5.622,34	5.847,23	6.081,12	6.324,37	6.577,34	6.840,44	7.114,05	7.398,62	7.694,56	8.002,34	8.322,44	8.655,33	9.001,55	9.361,61
Gastos de reposição equip. (Copp)	R\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Energia elétrica suprida pelo projeto (EDInt)	MWh	40,05	40,05	40,05	40,05	40,05	40,05	40,05	40,05	40,05	40,05	40,05	40,05	40,05	40,05	40,05	40,05	40,05	40,05	40,05	40,05
Tarifa de Eletricidade (TfEdet)	R\$/kWh	0,55	0,584969	0,622161329	0,661718346	0,703790399	0,748537892	0,7961294	0,846747307	0,900583501	0,9578426	1,018742232	1,08513863	1,152408675	1,2226735	1,300601822	1,386484825	1,474637531	1,568394985	1,668113538	1,774172197
Energia elétrica suprida no pré-projeto (EDest)	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fator de emissões do pré-projeto (EFProj)	tCO2e/MWh	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Perdas com transmissão e distribuição (Tlp)	%	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Fator de emissões do projeto (EFProj)	tCO2e/MWh	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
Emissões do projeto por ano (PE)	tCO2e	96,12	96,12	96,12	96,12	96,12	96,12	96,12	96,12	96,12	96,12	96,12	96,12	96,12	96,12	96,12	96,12	96,12	96,12	96,12	96,12
Preço do Carbono (R\$/tCO2e)	R\$/tCO2e	0	0	50	52	54,08	56,2432	58,492928	60,8294512	63,26595692	65,79658896	68,42845332	71,16559602	74,01221425	76,97770282	80,05161093	83,23397537	86,5282228	90,0417528	93,84966229	97,96920478
Receita da venda de créditos de carbono (Vndco2)	R\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Redução de Emissões (ER)	tCO2e	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Preço do Certificado de Redução de Emissões (CER)	R\$/tCO2e	37,16	37,16	37,16	37,16	37,16	37,16	37,16	37,16	37,16	37,16	37,16	37,16	37,16	37,16	37,16	37,16	37,16	37,16	37,16	37,16
Receita total no ano (I)	R\$	22.027,50	23.428,01	24.917,56	26.501,82	28.186,81	29.978,92	31.884,98	33.912,23	36.068,37	38.361,60	40.800,63	43.384,73	46.153,77	49.088,22	52.209,25	55.528,72	59.059,23	62.814,22	66.807,95	71.055,60
Gastos totais no ano (O)	R\$	133.994,42	82.849,64	68.992,01	99.049,46	81.695,84	112.989,07	96.992,76	129.776,84	115.418,13	150.001,05	137.618,35	174.371,99	164.373,96	203.747,35	196.627,44	239.162,84	235.516,92	281.899,16	285.416,84	333.376,74
Valor Presente Líquido (VPL)	R\$	-99.970,5	-139.249,7	-203.165,9	-275.396,4	-328.555,5	-410.970,5	-475.535,9	-570.483,2	-648.981,1	-759.289,7	-854.838,6	-983.944,4	-1.100.335,8	-1.252.519,8	-1.394.263,3	-1.574.407,3	-1.747.303,9	-1.961.680,7	-2.172.432,3	-2.428.536,3

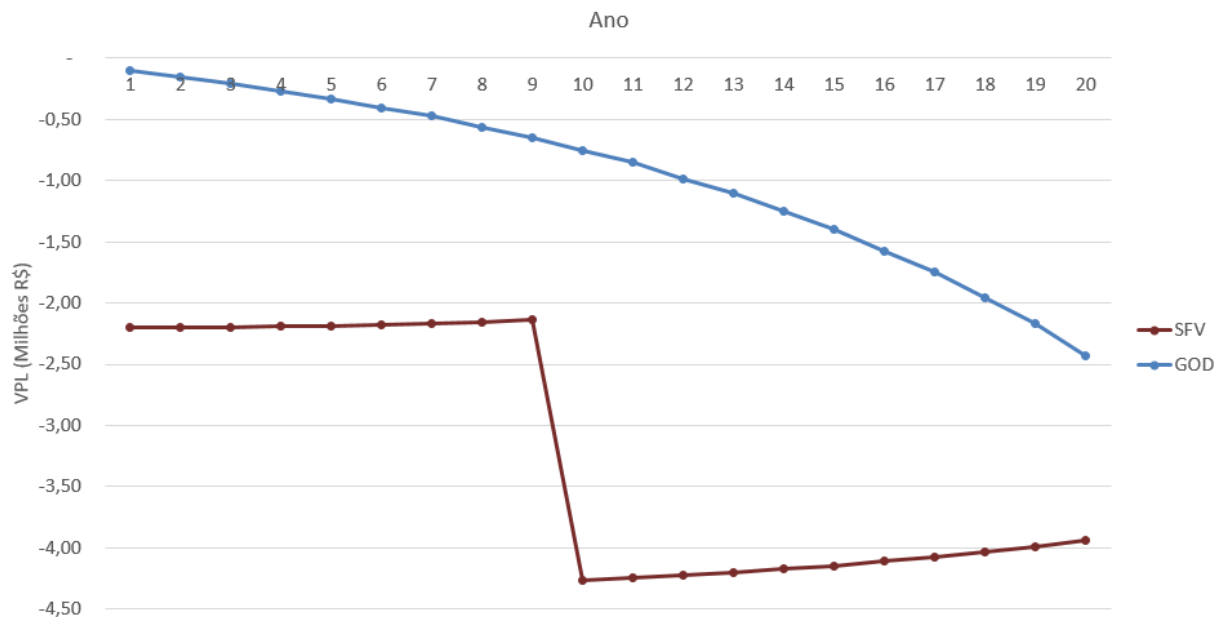
Parte IV

Resultados

4 Análise e interpretação dos resultados

Os gráficos representativos do fluxo de caixa (FC) para ambos os cenários estão representados no gráfico da Figura 11.

Figura 11 – Comparação entre os FC do SFV e de GOD



Fonte: autoria própria.

De acordo com o Cenário para SFV da figura 11, apesar de o projeto apresentar o resultado menos viável, houve crescimento nas receitas do projeto, isso só foi possível devido principalmente ao uso do valor de $C_{O\&M}$ em 1% do valor do investimento inicial ao ano. Desse modo a receita da venda de eletricidade e de créditos de carbono pôde ser superior aos gastos com manutenção dentro do horizonte de 20 anos, resultando em um fluxo de caixa crescente.

A queda acentuada no FC do SFV no ano 10 foi devido a reposição do banco de baterias, que é o equipamento mais caro do projeto.

É interessante ressaltar que o gráfico do Cenário GOD apresenta característica de decréscimo que se assemelha ao início de um gráfico exponencial, que tende a uma queda ainda mais acentuada do VPL para períodos mais longos de análise. Isso ocorreu devido ao do crescimento constante no preço do Diesel, que é uma tendência natural pois as reservas de petróleo tendem a não serem capazes de atender a demanda de petróleo mundial e, segundo alguns autores, também tendem ao esgotamento.

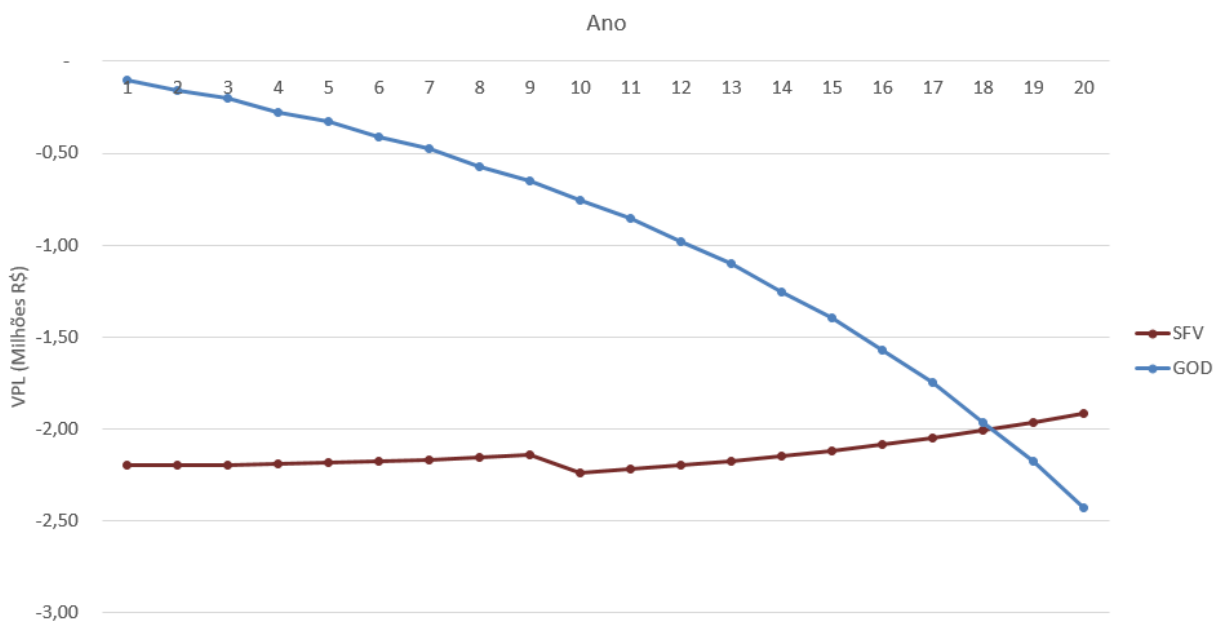
Também vale lembrar que tecnologia FV, apesar do rápido avanço, ainda está em fase de desenvolvimento e começa a aumentar seu mercado, o que levará à preços mais

acessíveis no futuro (FRAUNHOFER ISE, 2017).

Durante a realização do trabalho, diferentes valores de taxa de carbono foram consideradas, mas nenhum valor ocasionou mudanças significativas no FC.

O gráfico da figura 12 evidencia que o SFV é a escolha mais viável, para baterias com duração de 20 anos.

Figura 12 – Comparação entre os FC do SFV e de GOD, para baterias com tempo de vida útil de 20 anos



Fonte: autoria própria.

A Tabela 13 resume o caso do SFV com baterias com via útil de 20 anos.

Tabela 13 – Resumo do Cenário com SFV, considerando-se baterias com 20 anos de vida útil, Fluxo de Caixa do VPL

Item	ano	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Taxa Mínima de atratividade (i)	%	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	
Costo de O&M (CO&M)	R\$	23.527,100	23.527,100	23.527,100	23.527,100	23.527,100	23.527,100	23.527,100	23.527,100	23.527,100	23.527,100	23.527,100	23.527,100	23.527,100	23.527,100	23.527,100	23.527,100	23.527,100	23.527,100	23.527,100	23.527,100	
Investimento inicial (InvI)	R\$	2.352.709,98	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gasto com comissível (C&M)	R\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gasto com compra de CO2 (Co2)	R\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gastos de reposição equip. (Crepo)	R\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	113.948,100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Energia elétrica suprida pelo projeto (EDProj)	MWh	40.050	40.050	40.050	40.050	40.050	40.050	40.050	40.050	40.050	40.050	40.050	40.050	40.050	40.050	40.050	40.050	40.050	40.050	40.050	40.050	
Tarifa de Eletricidade (Trifed)	R\$/kWh	0,550	0,585	0,622	0,662	0,704	0,749	0,796	0,847	0,901	0,958	1,019	1,084	1,152	1,226	1,304	1,386	1,475	1,568	1,668	1,774	1,721,97
Energia elétrica suprida no pré-projeto (EDPreis)	MWh	5,172	5,172	5,172	5,172	5,172	5,172	5,172	5,172	5,172	5,172	5,172	5,172	5,172	5,172	5,172	5,172	5,172	5,172	5,172	5,172	5,172
Fator de emissões do pré-projeto (EFpregrd)	tCO2e/MWh	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Perdas com transmissão e distribuição (TLp)	%	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Fator de emissões do projeto (EFCo2)	%	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Emissões do projeto por ano (PE)	tCO2e	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Preço do Carbono (R\$/CO2e)	R\$/CO2e	-	-	50,000	52,000	54,080	56,243	58,493	60,833	63,266	65,797	68,428	71,166	74,012	76,973	80,052	83,254	86,584	90,047	93,649	97,395	97,395
Receita da venda de créditos de carbono (Videoz)	R\$	1.435,528	1.435,528	1.435,528	1.435,528	1.435,528	1.435,528	1.435,528	1.435,528	1.435,528	1.435,528	1.435,528	1.435,528	1.435,528	1.435,528	1.435,528	1.435,528	1.435,528	1.435,528	1.435,528	1.435,528	1.435,528
Redução de Emissões (ER)	tCO2e	38,631	38,631	38,631	38,631	38,631	38,631	38,631	38,631	38,631	38,631	38,631	38,631	38,631	38,631	38,631	38,631	38,631	38,631	38,631	38,631	38,631
Preço do Certificado de Redução de Emissões (CER)	R\$/tCO2e	37,160	37,160	37,160	37,160	37,160	37,160	37,160	37,160	37,160	37,160	37,160	37,160	37,160	37,160	37,160	37,160	37,160	37,160	37,160	37,160	37,160
Receita total no ano (I)	R\$	25.500,2	24.900,7	26.300,2	27.974,5	29.659,5	31.451,6	33.357,7	35.384,9	37.541,1	39.834,3	42.273,3	44.867,4	47.626,5	50.560,9	53.681,9	57.001,4	60.531,9	64.286,9	68.286,6	72.528,3	72.528,3
Gastos totais no ano (O)	R\$	2.376.937,1	23.527,1	23.527,1	23.527,1	23.527,1	23.527,1	23.527,1	23.527,1	23.527,1	137.475,2	23.527,1	23.527,1	23.527,1	23.527,1	23.527,1	23.527,1	23.527,1	23.527,1	23.527,1	23.527,1	23.527,1
Valor Presente Líquido (VPL)	R\$	-2.108.810,5	-2.197.447,8	-2.194.590,7	-2.190.155,7	-2.184.044,8	-2.176.153,4	-2.166.370,9	-2.154.079,3	-2.140.653,3	-2.327.613,4	-2.210.010,9	-2.107.849,0	-2.173.967,9	-2.107.107,6	-2.117.357,6	-2.084.256,0	-2.047.688,8	-2.007.439,2	-1.963.274,7	-1.914.956,5	-1.914.956,5

Conclusão

Foram avaliados dois cenários de geração elétrica para a comunidade isolada de Buiuçu: a geração por meio de sistema fotovoltaico e por meio de um gerador à óleo diesel, com a finalidade de determinar qual a mais indicada. Além do projeto do sistema de geração, também foram incorporados aspectos ambientais na análise econômica para avaliar sua influência na escolha do projeto.

Após análise dos resultados, conclui-se que o método mais viável, para o período de estudo de 20 anos, é a geração à óleo diesel (GOD). As emissões tiveram pouca influência no VPL dos projetos, mostrando que o crédito de carbono e taxações não seriam políticas de significativo impacto na escolha do projeto de geração de energia para localidades com as características da carga estudada.

Nota-se que VPL do projeto GOD é continuamente decrescente, isso acontece devido ao aumento do preço dos combustíveis de origem fóssil e aumento da taxa de carbono. O valor do VPL do projeto SFV por outro lado apresenta característica crescente por apresentar fonte de geração sem custo (luz solar), no entanto existe uma grande queda no VPL devido a necessidade de alto investimento inicial e reposição das baterias no ano 10. As baterias constituem cerca de 87% do custo do projeto estudado. Para evitar tamanhos gastos com o banco de baterias, seria recomendável o uso de um sistema híbrido que suprisse a demanda do sistema quando o SFV sozinho não fosse o suficiente. O uso de geração à diesel como backup do sistema reduziria consideravelmente a quantidade de baterias necessárias para o sistema e também manteria a autonomia do sistema de acordo com a RN 493 da ANEEL.

Apesar do resultado da análise não favorecer o sistema fotovoltaico, é possível que cargas maiores, como as de um município com maior demanda de energia, sofram maior influência das políticas sobre emissões de carbono.

Como sugestão para trabalhos futuros, ficam a aplicação da metodologia utilizada neste trabalho para abastecimento de uma carga de maior demanda energética, e também a substituição parcial do banco de baterias pelo gerador à diesel afim de fazer com que o os custos investimento e reposição sejam reduzidos.

Referências

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Estabelece os procedimentos e as condições de fornecimento por meio de microssistema isolado de geração e distribuição de energia elétrica (MIGDI) ou sistema individual de geração de energia elétrica com fonte intermitente (SIGFI). *Resolução Normativa nº 17, de 2012*, Brasil, Junho 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Ranking Nacional das Tarifas Residenciais (Grupo B1)*. ANEEL, 2018. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas>>. Acesso em: 25 May 2018.

APOLO, C. A. A.; MINCHALA-AVILA, L. I.; MARQUES, P. J. F. Techno-economic design of a stand-alone photovoltaic system for a rural community in the ecuadorian amazon. *International Journal of Research Studies in Electrical and Electronic Engineering*, IJRSEEE, v. 3, p. 32–41, 2017.

AQUILA, G. et al. An overview of incentive policies for the expansion of renewable energy generation in electricity power systems and the brazilian experience. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 70, p. 1090–1098, 2017.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. *Notas da 205ª Reunião do Comitê de Política Monetária (Copom) do Banco Central do Brasil*. BCB, 2017. Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br/htms/copom/not20170222205.pdf>>. Acesso em: 19 May 2018.

BARROS, J. J. C. et al. Probabilistic life-cycle cost analysis for renewable and non-renewable power plants. *Energy*, Elsevier, v. 112, p. 774–787, 2016.

BAWAH, U.; ADDOWEESH, K. E.; ELTAMALY, A. M. Comparative study of economic viability of rural electrification using renewable energy resources versus diesel generator option in saudi arabia. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, American Institute of Physics, v. 5, 2013.

BLANK, L.; TARQUIN, A. *Engineering Economy*. 7. ed. United States: McGraw-Hill, 2012.

BOXWELL, M. *Solar Electricity Handbook*. 11. ed. United Kingdom: Greenstram Publishing, 2017.

BRASIL. *Decreto Nº 7.246*. Brasil: Poder Executivo, 2010.

BRASIL. *Saiba mais sobre o Protocolo de Quioto*. Governo do Brasil, 2014. Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/meio-ambiente/2010/11/protocolo-de-quioto>>. Acesso em: 17 May 2018.

CENTRE FOR RENEWABLE ENERGY SYSTEMS TECHNOLOGY. *Anti-Reflective Coatings for more efficient PV modules*. United Kingdon: CREST, ca. 2015. Disponível em: <<http://www.lboro.ac.uk/research/crest/research/pvmaterialsdevices/anti-reflective-coatings-for-more-efficient-pv-modules.html>>. Acesso em: 04 Apr. 2018.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIAS SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE S. BRITO. *Especificações Técnicas: Painéis CS6P-260/265/270P*. CRESESB, 2018. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>>. Acesso em: 25 Jan 2018.

CHAVEZ-RODRIGUEZ, M. et al. *Potencial de aproveitamento de painéis fotovoltaicos nos sistemas isolados da Amazônia: Brasil, Bolívia, Colômbia e Peru*. Rio de Janeiro: CBE, 2013.

CUCCHIELLA, F.; D'ADAMO, I.; ROSA, P. Industrial photovoltaic systems: An economic analysis in non-subsidized electricity markets. *Energies*, MDPI, v. 8, p. 12865–12880, 2015.

DAY, C.; DAY, G. Climate change, fossil fuel prices and depletion: The rationale or a falling export tax. *Economic Modeling*, Elsevier, v. 63, p. 131–148, 2017.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Plano Nacional de Energia 2030: Geração Termelétrica - Petróleo e Derivados*. EPE, 2007. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-165/topico-173/PNE\%202030\%20-\%20Gera\%C3%A7\%C3%A3o\%20Termel\%C3%A9trica\%20\(Petr\%C3%B3leo\%20e\%20Derivados\).pdf](http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-165/topico-173/PNE\%202030\%20-\%20Gera\%C3%A7\%C3%A3o\%20Termel\%C3%A9trica\%20(Petr\%C3%B3leo\%20e\%20Derivados).pdf)>. Acesso em: 18 May 2018.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Sistemas Isolados: Energia Solar para Suprimento de Sistemas Isolados do Amazonas*. EPE, 2016. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-290/NT\%20Sist\%20H\%C3%ADbrido\%20Grupo\%20B\%20AmE\%20\(EPE-DEE-NT-091_2016-r0\).pdf](http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-290/NT\%20Sist\%20H\%C3%ADbrido\%20Grupo\%20B\%20AmE\%20(EPE-DEE-NT-091_2016-r0).pdf)>. Acesso em: 18 May 2018.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Balanço Energético Nacional 2017, Relatório Síntese*. Rio de Janeiro: EPE, 2017. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/S\%C3%ADntese\%20do\%20Relat\%C3%B3rio\%20Final_2017_Web.pdf>. Acesso em: 30 Mar. 2018.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Balanço Energético Nacional 2017*. Rio de Janeiro: EPE, 2017. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2017.pdf>. Acesso em: 25 Mar. 2018.

FANCHI, J. R.; FANCHI, C. *Energy in the 21st Century*. 3. ed. Singapore: World Scientific Publishing, 2013.

FRAUNHOFER ISE. *Photovoltaics Report*. Freiburg: Fraunhofer ISE, 2017.

HABERLIN, H. *Photovoltaics: system design and practice*. 1. ed. United Kingdom: John Wiley & Sons Ltd, 2012.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *World energy Outlook 2013*. France: IEA, 2013. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2013.pdf>>. Acesso em: 25 Mar. 2018.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Key World Energy Statistics 2017*. France: IEA, 2017. Disponível em: <<http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2017.pdf>>. Acesso em: 24 Mar. 2018.

- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Tracking Clean Energy Progress 2017*. France: IEA, 2017. Disponível em: <<http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2017.pdf>>. Acesso em: 25 Mar. 2018.
- JINKO SOLAR. *Eagle EP 60 280-300 Watt*. [S.l.], 2017. Disponível em: <https://www.jinkosolar.com/ftp/US%20Eagle%20AC%2060MB%20PERC%20280-300W_20.pdf>. Acesso em: 14 Apr. 2018.
- LUQUE, A.; HEGEDUS, S. (Ed.). *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. 2. ed. United Kingdom: John Wiley & Sons Ltd, 2011.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Especificações Técnicas dos Programas para Atendimento às Regiões Remotas dos Sistemas Isolados no âmbito do Programa Luz para Todos*. MME, 2017. Disponível em: <https://www.mme.gov.br/luzparatodos/downloads/especificacoes_tecnicas.pdf>. Acesso em: 15 May 2018.
- MIRANDA, M. M. de. *Fator de emissão de gases de efeito estufa da geração de energia elétrica no Brasil: implicações da aplicação da Avaliação do Ciclo de Vida*. São Carlos: Universidade de São Paulo, 2012.
- NAKABAYASHI, R. *Microgeração fotovoltaica no brasil: viabilidade econômica*. IEEUSP, 2015.
- NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. *Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Electricity Generation*. United States of America: NREL, 2013.
- OCTAVIANO, C.; PALTSEV, S.; GURGEL, A. C. Climate change policy in brazil and mexico: Results from the mit eppa model. *Energy Economics*, Elsevier, v. 56, p. 600–614, 2016.
- PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. (Ed.). *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. Rio de Janeiro: CEPTEL, 2014. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf>. Acesso em: 09 Abr. 2018.
- RAMOS, M. P. *Dimensionamento e especificação técnica de microssistema isolado de geração e distribuição de energia elétrica de usina fotovoltaica com simulação computacional*. Manaus: UEA, 2015.
- ROMEIRO, D. L.; ALMEIDA, E. de; LOSEKANN, L. A escolha de tecnologias de geração elétrica despacháveis versus intermitentes e o caso brasileiro. 5th Latin American Energy Economics Meeting, 2015.
- SAADAT, H. *Power System Analysis*. 3. ed. United States of America: PSA Publishing, 2010.
- SHIELDS, M. *PV Systems: Low Levels of Glare and Reflectance vs. Surrounding Environment*. Califórnia: SUNPOWER, 2010. Disponível em: <<https://us.sunpower.com/sites/sunpower/files/media-library/white-papers/wp-pv-systems-low-levels-glare-reflectance-vs-surrounding-environment.pdf>>. Acesso em: 04 Apr. 2018.

SOLAR POWER EUROPE. *Global Market Outlook for Solar Power: 2016 - 2020*. SPE, 2016. Disponível em: <<https://resources.solarbusinesshub.com/images/reports/137.pdf>>. Acesso em: 15 May 2018.

STORTO, F. M. Análise de viabilidade econômico financeira para sistemas de micro e mini geração distribuída solar fotovoltaica. PROCOPRE, ca. 2016.

TOLMASQUIM, M. T. et al. *Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica*. EPE, 2016. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-172/Energia\%20Renov\%C3%A1vel\%20-\%20Online\%2016maio2016.pdf>>. Acesso em: 18 May 2018.

UNITED NATIONS. *United Nations Framework Convention on Climate Change*. ONU, 1992. Disponível em: <https://unfccc.int/files/essential_background/convention/background/application/pdf/convention_text_with_annexes_english_for_posting.pdf>. Acesso em: 25 Mar. 2018.

UNITED NATIONS. *Kyoto Protocol*. ONU, 2000. Disponível em: <https://unfccc.int/files/essential_background/convention/background/application/pdf/convention_text_with_annexes_english_for_posting.pdf>. Acesso em: 25 Mar. 2018.

UNITED NATIONS. *Kyoto Protocol Reference Manual: on accounting of emissions and assigned amount*. UNFCCC, 2008. Disponível em: <https://unfccc.int/sites/default/files/08_unfccc_kp_ref_manual.pdf>. Acesso em: 17 May 2018.

UNITED NATIONS. *Small-scale Methodology: Eletrification of rural communities using renewable energy*. UNFCCC, 2014. Disponível em: <https://cdm.unfccc.int/filestorage/I/O/F/IOFY140VMZSBUGPQ6JCAK8XD7ETNR2/EB81_repan21_AMS-I\%20L_ver03.0.pdf?t=eFh8cDh4aXhqfDDpEXc6nIWqlm1jFr8DN4cO>. Acesso em: 18 May 2018.

UNITED NATIONS. *Small-scale Methodology: Renewable electricity generation for captive use and mini-grid*. UNFCCC, 2014. Disponível em: <https://cdm.unfccc.int/filestorage/Y/P/1/YP1U4E0H976Z3WDMV2NGSTBLQIRCK5/EB81_repan26_AMS-I.F_ver03.0.pdf?t=UVN8cGE3dnlyfDDC_AvgMXKHqwL7PXhb7vVY>. Acesso em: 18 May 2018.

UNITED NATIONS. *CDM Methodology Booklet*. UNFCCC, 2016. Disponível em: <https://cdm.unfccc.int/methodologies/documentation/meth_booklet.pdf>. Acesso em: 18 May 2018.

UNITED NATIONS. *KP Introduction*. UNFCCC, ca. 2013. Disponível em: <<https://unfccc.int/process/the-kyoto-protocol>>. Acesso em: 17 May 2018.

VIEIRA, H. C.; PEDROZO, E. A. Eletrificação na amazônia brasileira: Contexto e possibilidades rumo ao desenvolvimento local. *Encontro Internacional sobre Gestão Empresarial e Meio Ambiente*, ENGEMA XVII, 2015.

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

WORLD BANK. *State and Trends of Carbon Pricing*. Washington DC: World bank, 2016.

WORLD BANK. *State and Trends of Carbon Pricing*. Washington DC: World bank, 2017.

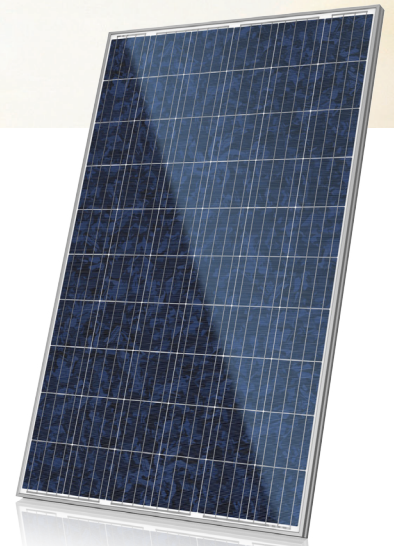
ANEXO A

Datasheet do Módulo Fotovoltaico

CS6P-260 | 265P-SD

Canadian Solar's SmartDC module features an innovative integration of Canadian Solar's module technology and SolarEdge's power optimization for grid-tied PV applications.

By replacing the traditional junction-box with a SolarEdge power optimizer, the SmartDC module optimizes power output at module-level. With this feature, the SmartDC module can eliminate the module-level mismatch and decrease shading losses. Furthermore, the SmartDC module provides module-level data to minimize operational costs and allow effective system management.



* Optional black frame available upon request

KEY FEATURES



Harvest up to 25% more energy from each module

- Maximizes power from each individual module against potential mismatch risk
- Decreases shading losses



Easy installation, simple system design

- Integrated smart solution, no need to add other accessories
- Enhances the shading tolerance



Reduced BoS Costs

- Up to 11.25 kW ~ 12.75 kW per string allows for more modules based on different inverters



Free module-level monitoring system

- Full visibility of system performance
- Free smart phone app for the monitoring system



More Safety

- Automatic drop of DC current and voltage when inverter or grid power is shutdown



linear power output warranty



product warranty on materials and workmanship

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2008 / Quality management system

ISO/TS 16949:2009 / The automotive industry quality management system

ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system

OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE/CE

UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US)

UL 1703: CSA



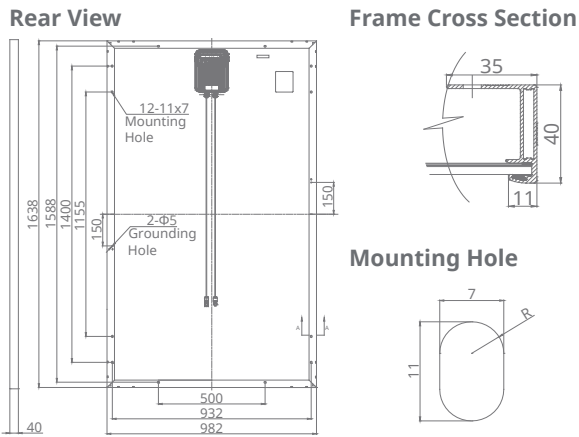
* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading manufacturer of solar modules and PV project developer with over 14 GW of premium quality modules deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

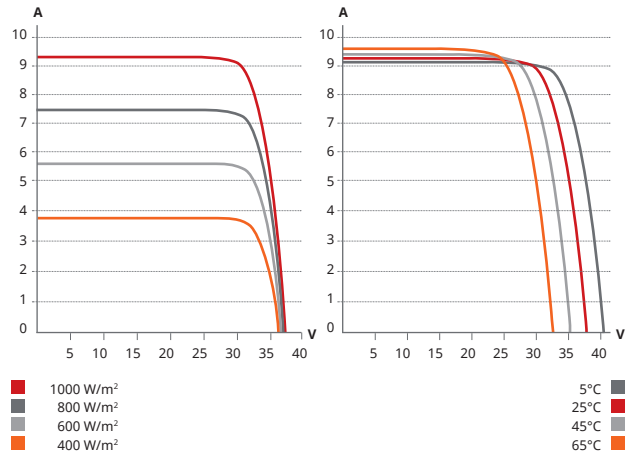
CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS6P-265P-SD / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA / STC*

Power Optimizer connected to a SolarEdge Inverter

CS6P	260P-SD	265P-SD
Nominal Max. Power (Pmax STC)	260 W	265 W
Nominal Max. Power (Pmax NOCT)	189 W	192 W
Open Circuit Voltage (Voc STC)	37.5 V	37.7 V
Output Voltage Range (Vout)	5-60 V	5-60 V
Max. Output Current (Imax)	15 A	15 A
Max. Series Fuse Rating	20 A	20 A
Module Efficiency	16.16 %	16.47 %
Output During Standby (power optimizer disconnected from inverter or inverter off)	1 V	

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	60 (6×10)
Dimensions	1638×982×40 mm (64.5×38.7×1.57 in)
Weight	19.1 kg
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP65
Cable	PV1-F 1*6.0 mm ² / 952 mm
Connectors	MC4
Stand. Packaging	26 pieces, 544 kg (quantity & weight per pallet)
Module Pieces per Container	728 pieces (40' HQ)

PV SYSTEM DESIGN

Min. String Length	EU & APAC	1 ph	8	
		3 ph	16	
	US & Canada	3 ph - MV	18	
		1 ph	8	
		3 ph (208 V)	10	
		1 ph	20	19
Max. String Length	EU & APAC	3 ph	43	42
		3 ph - MV	49	48
	US & Canada	1 ph	20	19
		3 ph (208 V)	23	22
Max. Power per String (W)	EU & APAC	1 ph	5250	
		3 ph	11250	
		3 ph - MV	12750	
		1 ph	5250	
	US & Canada	3 ph (208 V)	6000	
		Parallel Strings of Different Lengths	Yes	
Parallel Strings of Different Orientations	Yes			
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC) / 600 V (UL)			
Application Classification	Class A			
Fire Rating	Type 1 (UL1703) / Class C (IEC61730)			
Power Tolerance	0 ~ +5 W			

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

STANDARD COMPLIANCE

EMC	FCC Part15 Class B, IEC61000-6-2, IEC61000-6-3
PV Optimizer J-Box	EN50548, UL3730, IEC62109-1 (Class II safety), UL1741
Fire Safety	VDE-AR-E 2100-712:2013-05

PARTNER SECTION



ANEXO B

Datasheet das Baterias OPzS

OPzS

Vented lead-acid battery



Motive Power Systems

Reserve Power Systems

Special Power Systems

Service

Your benefits with HOPPECKE OPzS

- **Very high expected service life** - due to optimized low-antimony selenium alloy
- **Excellent cycle stability** - due to tubular plate design
- **Maximum compatibility** - design according to DIN 40736-1
- **Higher short-circuit safety even during the installation** - based on HOPPECKE system connectors
- **Extremely extended water refill intervals up to maintenance-free** - optional use of AquaGen® recombination system minimizes emission of gas and aerosols¹



Similar to the illustration, AquaGen® optional

Typical applications of HOPPECKE OPzS

- **Telecommunications**
 - Mobile phone stations
 - BTS-stations
 - Off-grid/on-grid solutions
- **Power Supply**
- **Security lighting**



HOPPECKE

POWER FROM INNOVATION

Type Overview

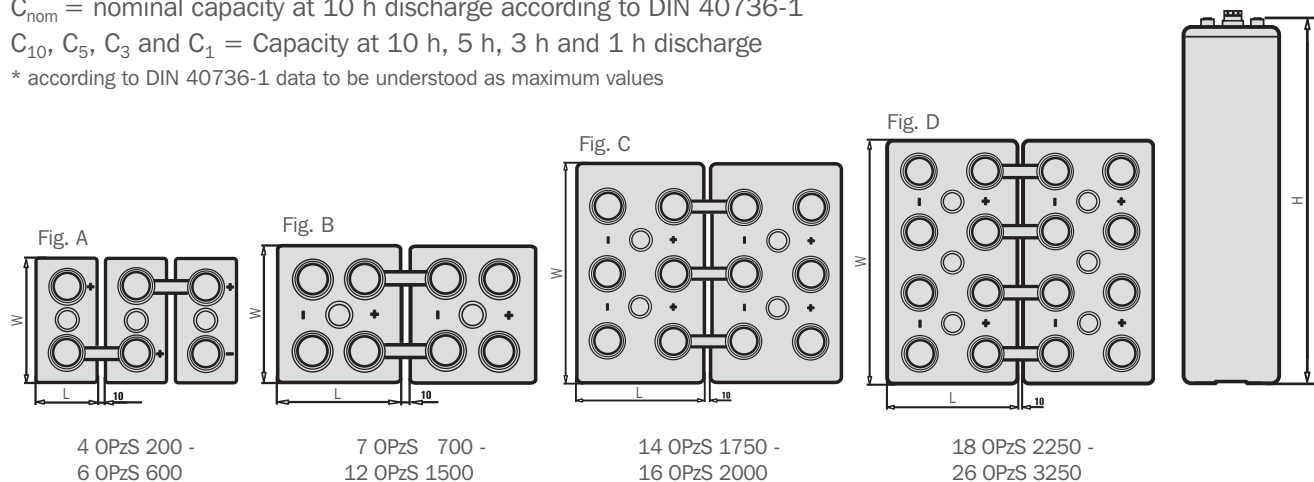
Capacities, dimensions and weights

Type	C _{nom} /1.80 V Ah	C ₁₀ /1.80 V Ah	C ₅ /1.77 V Ah	C ₃ /1.75 V Ah	C ₁ /1.67 V Ah	max.* Weight kg	Weight electrolyte kg (1.24 kg/l)	max.* Length L mm	max.* Width W mm	max.* Height H mm	Fig.
4 OPzS 200	200	213	182	161	118	17.3	4.5	105	208	420	A
5 OPzS 250	250	266	227	201	147	21.0	5.6	126	208	420	A
6 OPzS 300	300	320	273	241	177	24.9	6.7	147	208	420	A
5 OPzS 350	350	390	345	303	217	29.3	8.5	126	208	535	A
6 OPzS 420	420	468	414	363	261	34.4	10.1	147	208	535	A
7 OPzS 490	490	546	483	426	304	39.5	11.7	168	208	535	A
6 OPzS 600	600	686	590	510	353	46.1	13.3	147	208	710	A
7 OPzS 700	700	801	691	596	411	59.1	16.7	215	193	710	B
8 OPzS 800	800	915	790	681	470	63.1	17.3	215	193	710	B
9 OPzS 900	900	1026	887	767	529	72.4	20.5	215	235	710	B
10 OPzS 1000	1000	1140	985	852	588	76.4	21.1	215	235	710	B
11 OPzS 1100	1100	1256	1086	938	647	86.6	25.2	215	277	710	B
12 OPzS 1200	1200	1370	1185	1023	706	90.6	25.8	215	277	710	B
12 OPzS 1500	1500	1610	1400	1197	784	110.4	32.7	215	277	855	B
14 OPzS 1750	1750	1881	1632	1397	914	142.3	46.2	215	400	815	C
15 OPzS 1875	1875	2016	1748	1496	980	146.6	46.7	215	400	815	C
16 OPzS 2000	2000	2150	1865	1596	1045	150.9	45.9	215	400	815	C
18 OPzS 2250	2250	2412	2097	1796	1176	179.1	56.4	215	490	815	D
19 OPzS 2375	2375	2546	2213	1895	1242	182.9	55.6	215	490	815	D
20 OPzS 2500	2500	2680	2330	1995	1307	187.3	55.7	215	490	815	D
22 OPzS 2750	2750	2952	2562	2195	1437	212.5	67.0	215	580	815	D
23 OPzS 2875	2875	3086	2678	2294	1503	216.8	65.9	215	580	815	D
24 OPzS 3000	3000	3220	2795	2394	1568	221.2	66.4	215	580	815	D
26 OPzS 3250	3250	3488	3028	2594	1699	229.6	65.4	215	580	815	D

C_{nom} = nominal capacity at 10 h discharge according to DIN 40736-1

C₁₀, C₅, C₃ and C₁ = Capacity at 10 h, 5 h, 3 h and 1 h discharge

* according to DIN 40736-1 data to be understood as maximum values



Design life: up to 20 years

Optimal environmental compatibility - closed loop for recovery of materials in an accredited recycling system

¹ Similar to sealed lead-acid batteries

ANEXO C

Datasheet do Inversor

Proven value for off-grid, backup power and self-consumption

Conext™ SW inverter/charger

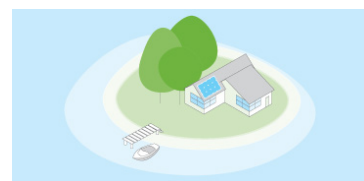
The Conext SW is a pure sine wave inverter that provides reliable power after a simple installation. The unique features of the Conext SW adds value for both installers and system owners globally.



Solution at a glance

Delivering proven value at a competitive price, the Conext SW inverter/charger provides the best value for off-grid solar, self-consumption and long-term backup for homes, small business and small remote communities.

- **High reliability** design proven through extreme testing under the harshest conditions.
- Leading performance in **surge capability** and charging efficiency.
- Most advanced **energy optimization** configurable features with the ability to cover a wide variety of applications.
- Complete balance of system and comprehensive commissioning tools for **easy-installation**.
- **Plug and play** monitoring and control based on Xanbus network.
- **Scalable** to 8kW with the addition of a second unit.
- **Simple** to install, maintain and operate.



Off-grid solar



Backup power



Self-consumption

Conext SW Inverter/charger

Technical Specifications - Europe

Device short name	SW 2524 230	SW 4024 230	SW 4048 230
Electrical specifications - inverter			
Output power (continuous) at 25°C	3000 W	3400 W	3800 W
Output power (30 min) at 25°C	3300 W	4000 W	4400 W
Output power (5 sec) at 25°C	5000 W	7000 W	7000 W
Peak current	24.3 A	42 A	42 A
Output frequency	50 / 60 Hz selectable	50 / 60 Hz selectable	50 / 60 Hz selectable
Output voltage	230 Vac	230 Vac	230 Vac
Output wave form	True sine wave	True sine wave	True sine wave
Optimal efficiency	91.5%	92%	94%
Idle consumption search mode	<11 W	<11 W	<11 W
Input DC voltage range	20 - 34 Vdc	20 - 34 Vdc	40 - 68 Vdc
AC connections	Single phase	Single phase	Single phase
Electrical specifications - charger			
Output current	65 A	90 A	45 A
Nominal output voltage	24 Vdc	24 Vdc	48 Vdc
Output voltage range	12 - 32 Vdc	12 - 32 Vdc	24 - 64 Vdc
Charge control	2 or 3 stage	2 or 3 stage	2 or 3 stage
Charge temperature compensation	Yes - BTS included	Yes - BTS included	Yes - BTS included
Optimal efficiency	90%	90%	92%
AC input power factor	> 0.98	> 0.98	> 0.98
Input current	10.6 A	14.0 A	15.0 A
Input AC voltage nominal	230 Vac	230 Vac	230 Vac
Input AC voltage range line to neutral	170 - 270 Vac	170 - 270 Vac	170 - 270 Vac
Dead battery charge	Yes	Yes	Yes
General specifications			
Compatible battery types	FLA, Gel, AGM, Custom	FLA, Gel, AGM, Custom	FLA, Gel, AGM, Custom
Transfer relay rating	30 A	30 A	30 A
Transfer time (AC to inverter and inverter to AC)	<1 cycle (20 ms)	<1 cycle (20 ms)	<1 cycle (20 ms)
Optimal operating temperature range	-20°C to 60°C (-4°F to 140°F)	-20°C to 60°C (-4°F to 140°F)	-20°C to 60°C (-4°F to 140°F)
Storage ambient temperature range	-40°C to 85°C (-40°F to 185°F)	-40°C to 85°C (-40°F to 185°F)	-40°C to 85°C (-40°F to 185°F)
Humidity Operation / storage	≤ 95% RH, non condensing	≤ 95% RH, non condensing	≤ 95% RH, non condensing
Ingress protection rating	Indoor only, IP20	Indoor only, IP20	Indoor only, IP20
Altitude (operating)	2000 m (6562 ft)	2000 m (6562 ft)	2000 m (6562 ft)
Product weight	22.3 kg (49.0 lb)	28.1 kg (62.0 lb)	28.1 kg (62.0 lb)
Shipping weight	27.2 kg (60.0 lb)	35.0 kg (77.1 lb)	35.0 kg (77.1 lb)
Product dimensions (H x W x D)	41.8 x 34.1 x 19.7 cm (16.5 x 13.4 x 7.6 in)	41.8 x 34.1 x 19.7 cm (16.5 x 13.4 x 7.6 in)	41.8 x 34.1 x 19.7 cm (16.5 x 13.4 x 7.6 in)
Shipping dimensions (H x W x D)	56.0 x 44.0 x 32.0 cm (22.0 x 17.3 x 12.6 in)	56.0 x 44.0 x 32.0 cm (22.0 x 17.3 x 12.6 in)	56.0 x 44.0 x 32.0 cm (22.0 x 17.3 x 12.6 in)
System network and remote monitoring	Available	Available	Available
Warranty (Depending on the country of installation)	2 or 5 years	2 or 5 years	2 or 5 years
Part number	865-2524-61	865-4024-61	865-4048-61
Regulatory approvals			
Safety	CE mark , RCM mark, IEC/EN62109-1, IEC/EN62109-2		
EMC	EN 61000-3-2, EN 61000-3-3, EN 61000-6-3, EN 61000-6-1		
RCM	AS/NZ 61000.6.3		
Compatible products			
Universal DC distribution panel	865-1016		
AC distribution panel (230 V)	865-1017-61		
Conext System Control Panel	865-1050-01		
Conext Automatic Generator Start	865-1060-01		
Conext ComBox	865-1058		
Conext MPPT 80 600 or 60 150 solar charge controller	865-1032 or 865-1030-1		
Conext SW On/Off Remote Switch	865-1052		
Conext Battery Monitor	865-1080-01		
Conext SW Stacking Kit	865-1019-61 for 230 Vac		
Conext Configuration Tool	865-1155-01		
Specifications are subject to change without notice.			

ANEXO D

Datasheet do Controlador

BlueSolar Charge Controllers with screw- or MC4 PV connection

MPPT 150/45, MPPT 150/60, MPPT 150/70, MPPT 150/85, MPPT 150/100

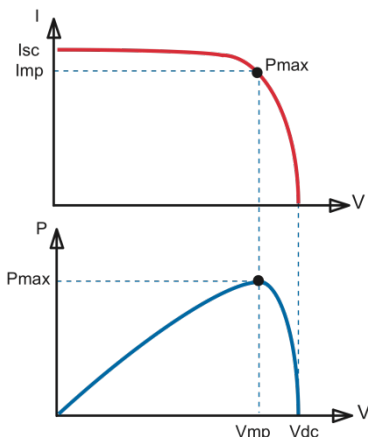
www.victronenergy.com



Solar Charge Controller
MPPT 150/70-Tr



Solar Charge Controller
MPPT 150/70-MC4



Maximum Power Point Tracking

Upper curve:

Output current (I) of a solar panel as function of output voltage (V).

The Maximum Power Point (MPP) is the point Pmax along the curve where the product I x V reaches its peak.

Lower curve:

Output power P = I x V as function of output voltage.

When using a PWM (not MPPT) controller the output voltage of the solar panel will be nearly equal to the voltage of the battery, and will be lower than Vmp.

Ultra-fast Maximum Power Point Tracking (MPPT)

Especially in case of a cloudy sky, when light intensity is changing continuously, an ultra-fast MPPT controller will improve energy harvest by up to 30% compared to PWM charge controllers and by up to 10% compared to slower MPPT controllers.

Advanced Maximum Power Point Detection in case of partial shading conditions

If partial shading occurs, two or more maximum power points may be present on the power-voltage curve. Conventional MPPTs tend to lock to a local MPP, which may not be the optimum MPP.

The innovative BlueSolar algorithm will always maximize energy harvest by locking to the optimum MPP.

Outstanding conversion efficiency

No cooling fan. Maximum efficiency exceeds 98%.

Flexible charge algorithm

Fully programmable charge algorithm (see the software page on our website), and eight pre-programmed algorithms, selectable with a rotary switch (see manual for details).

Extensive electronic protection

Over-temperature protection and power derating when temperature is high.
PV short circuit and PV reverse polarity protection.

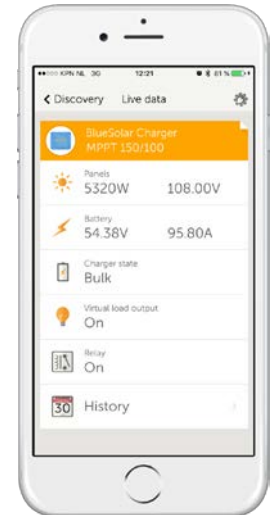
PV reverse current protection.

Internal temperature sensor

Compensates absorption and float charge voltage for temperature.

Real-time data display options

- Apple and Android smartphones, tablets and other devices: see the VE.Direct to Bluetooth Smart dongle
- ColorControl panel



BlueSolar Charge Controller	MPPT 150/45	MPPT 150/60	MPPT 150/70	MPPT 150/85	MPPT 150/100
Battery voltage	12 / 24 / 48V Auto Select (software tool needed to select 36V)				
Rated charge current	45A	60A	70A	85A	100A
Nominal PV power, 12V 1a,b)	650W	860W	1000W	1200W	1450W
Nominal PV power, 24V 1a,b)	1300W	1720W	2000W	2400W	2900W
Nominal PV power, 48V 1a,b)	2600W	3440W	4000W	4900W	5800W
Max. PV short circuit current 2)	50A	50A	50A	70A	70A
Maximum PV open circuit voltage	150V absolute maximum coldest conditions 145V start-up and operating maximum				
Maximum efficiency	98%				
Self-consumption	10 mA				
Charge voltage 'absorption'	Default setting: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6V (adjustable)				
Charge voltage 'float'	Default setting: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2V (adjustable)				
Charge algorithm	multi-stage adaptive				
Temperature compensation	-16 mV / -32 mV / -68 mV / °C				
Protection	Battery reverse polarity (fuse, not user accessible) PV reverse polarity / Output short circuit / Over temperature				
Operating temperature	-30 to +60°C (full rated output up to 40°C)				
Humidity	95%, non-condensing				
Data communication port and remote on-off	VE.Direct (see the data communication whitepaper on our website)				
Parallel operation	Yes (not synchronized)				
ENCLOSURE					
Colour	Blue (RAL 5012)				
PV terminals 3)	35 mm ² / AWG2 (Tr models) Two sets of MC4 connectors (MC4 models up to 150/70) Three sets of MC4 connectors (MC4 models 150/85 and 150/100)				
Battery terminals	35 mm ² / AWG2				
Protection category	IP43 (electronic components), IP22 (connection area)				
Weight	3kg			4,5kg	
Dimensions (h x w x d) in mm	Tr models: 185 x 250 x 95 MC4 models: 215 x 250 x 95			Tr models: 216 x 295 x 103 MC4 models: 246 x 295 x 103	
STANDARDS					
Safety	EN/IEC 62109				
1a) If more PV power is connected, the controller will limit input power. 1b) PV voltage must exceed Vbat + 5V for the controller to start. Thereafter minimum PV voltage is Vbat + 1V.					
2) A PV array with a higher short circuit current may damage the controller.					
3) MC4 models: several splitter pairs may be needed to parallel the strings of solar panels. Maximum current per MC4 connector: 30A (the MC4 connectors are parallel connected to one MPPT tracker)					

ANEXO E

Datasheet do Gerador à Diesel



* Foto meramente ilustrativa

Big Geradores

TD25SGE3 (ATS)

Informações Técnicas dos Produto

Dados Técnicos

DESCRIÇÃO	Modelo
Tipo	Quatro cilindros, 4 Tempos, Refrigerado a água
Potência contínua (12h) (cv)	38
Cilindrada (l)	2.54
Cilindro (diâmetro x curso) (mm)	90 x 100
Sistema de injeção	Injeção direta
Taxa de compressão	17:1
Consumo de combustível (l/h)	6,5
Capacidade de óleo de cárter (l)	8
Refrigeração	A água com radiador
Sistema de partida	Elétrica (12V)
Potência máxima CA (kva / kw)	27,5 / 22,0
Potência nominal CA (kva / kw)	25,0 / 20,0
Fator de potência (cos)	0,8
Corrente nominal CA (A)	65,6
Regulador de tensão	Avr
Tensão trifásica (V)	220 / 380*
Classe de isolamento do alternador	F
Rotação nominal (rpm)	1800
Frequência (hz)	60
Tanque de combustível (l)	55
Nível de ruído 7m de distância (dB)	70
Dimensões (c x l x a) (mm)	1750 x 750 x 800
Peso (kg)	480
Bateria	12V 55Ah
Ats	Para TD25SGE3-ATS

* A tensão 380V trifásica pode ser obtida através da transformação de ligação no embobinamento do alternador.