

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO DE JOINVILLE
CURSO DE ENGENHARIA NAVAL

ANASTÁCIO PAGGI MATOS

**ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA COMO FONTE
ALTERNATIVA NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM
UMA EMBARCAÇÃO**

Joinville
2016

ANASTÁCIO PAGGI MATOS

**ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA COMO FONTE
ALTERNATIVA NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM
UMA EMBARCAÇÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como requisito parcial para obtenção do título de bacharel em Engenharia Naval no curso de Engenharia Naval da Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Joinville.

Orientador: Dr. Milton Evangelista de Oliveira Filho

Joinville
2016

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus pela vida, saúde, força e que iluminou meu caminho para superar as dificuldades.

Aos meus Pais Anastácio e Geni por todo o incentivo e suporte para chegar até esse patamar. Sem vocês não teria essa força.

Aos meus irmãos André e Ângelo, embora distantes há anos, sempre me incentivaram durante a graduação.

À minha namorada Marloi Vieira que esteve nesses últimos anos ao meu lado, com paciência e incentivo nas horas de estudos, nas horas de não estudo e pela ideia da linha de pesquisa desse trabalho.

Ao comandante do Barco Príncipe de Joinville, Celso Brittes, pela atenção e por disponibilizar a embarcação para a realização desse trabalho.

Ao meu orientador Milton Evangelista de Oliveira, que embora à distância, muito incentivou e motivou para elaboração desse trabalho.

À Equipe Solar Babitonga, por todos esses anos de aprendizado, amizades e muitas aventuras no mar. Muitas gambiarras, controladores de carga queimados, mas enfim, foi o maior aprendizado durante a graduação.

À Universidade Federal de Santa Catarina, ao corpo docente e administrativo por fornecer um ensino de qualidade e diversas viagens técnicas para o aprimoramento profissional.

A todos que fizeram parte direta ou indiretamente desses anos de graduação, muito obrigado.

RESUMO

Este trabalho apresenta um estudo de caso a respeito da implantação de um sistema fotovoltaico como fonte alternativa na geração de energia elétrica em uma embarcação que realiza turismo na baía da Babitonga, localizada entre os municípios de Joinville, Itapoá e São Francisco do Sul, no litoral norte do estado de Santa Catarina. A geração de energia elétrica na embarcação é realizada a partir do sistema convencional, através de grupo gerador a óleo diesel. O sistema fotovoltaico proposto irá operar em paralelo com o grupo gerador, caracterizando-se, portanto, como um sistema híbrido diesel-solar, com o objetivo de reduzir o consumo de combustível nos mesmos e reduzir, portanto, as emissões atmosféricas de gases efeito estufa. Através dos dados de área disponível para implantação do sistema fotovoltaico na embarcação e da incidência local de radiação solar, foi dimensionado e especificado os módulos fotovoltaicos, os controladores de carga, o inversor e o banco de baterias e a configuração final para o sistema híbrido. O sistema proposto apresentado mostrou que é possível economizar anualmente 13.780 litros de óleo diesel no grupo gerador, o que corresponde a uma redução de 36% nas emissões de gás carbônico na atmosfera.

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica. Sistemas híbridos. Geração de energia elétrica.

ABSTRACT

This work presents a case study about the implantation of a photovoltaic system as an alternative source in the generation of electric power in a boat that performs tourism in the Bay of Babitonga, located between the municipalities of Joinville, Itapoá and São Francisco do Sul, on the coast Northern state of Santa Catarina. The generation of electric power in the vessel is carried out from the conventional system, through a diesel generator set. The proposed photovoltaic system will operate in parallel with the generator set, thus characterizing itself as a diesel-solar hybrid system, with the aim of reducing fuel consumption in them and therefore reducing atmospheric emissions of greenhouse gases. Through the available area data for the implantation of the photovoltaic system in the vessel and the local incidence of solar radiation, the photovoltaic modules, the load controllers, the inverter and the battery bank and the final configuration for the hybrid system were dimensioned and specified. The proposed system showed that it is possible to economize annually 13.780 liters of diesel oil in the generator set, which corresponds to a 36% reduction in carbon dioxide emissions into the atmosphere.

Keywords: Photovoltaic solar energy. Hybrid systems. Generation of electric energy.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Consumo final de energia por fonte	12
Figura 2 – Sistema fotovoltaico em um navio de transporte de carga.....	13
Figura 3- Escala de previsão de custos de equipamentos para implantação de sistemas fotovoltaicos	14
Figura 4- Potência instalada em sistemas fotovoltaicos no mundo	17
Figura 5-Corte de uma célula fotovoltaica.	18
Figura 6- Configuração básica de um sistema fotovoltaico	19
Figura 7- Configuração básica de um sistema fotovoltaico isolado.....	20
Figura 8: Exemplo de aplicação de um sistema diesel-elétrico.....	21
Figura 9 - Configuração geral de um sistema híbrido	22
Figura 10 - Sistema híbrido diesel- solar paralelo trifásico.....	24
Figura 11 - Módulo fotovoltaico modelo CSCP - 255P de silício policristalino, da fabricante Canadian Solar	25
Figura 12- Células de silício monocristalino (a), silício policristalino (b) e filmes finos (c).....	26
Figura 13 - Curva característica I-V e curva de potência P-V para um módulo com potência nominal de 100 Wp	28
Figura 14- Efeito da variação de irradiância solar sobre a curva característica I-V.....	29
Figura 15- Influência da temperatura da célula fotovoltaica na curva I-V.....	29
Figura 16- Curvas I-V para um módulo de 220 Wp.....	30
Figura 17-Curvas I-V para um módulo de 220 Wp.....	31
Figura 18 – Número de ciclos de umas baterias de chumbo-ácido em função da profundidade de descarga.....	34
Figura 19- Bateria estacionária Freedom, modelo DF4001 12V / 220 Ah	35
Figura 20 – Banco de baterias tipo OPzV instalados em prateleiras.....	36
Figura 21 – Capacidade de descarga em função do número de ciclos de uma bateria do tipo OPzV ...	37
Figura 22- Inversor eletrônico senoidal Epsolar, modelo SHI2000-22.....	38
Figura 23- Curvas de eficiência para cargas resistivas de alguns inversores para uso em sistemas fotovoltaicos isolados.....	39
Figura 24- Controlador de carga, modelo TS - MPPT - 45, da fabricante Morningstar	41
Figura 25- Arranjo fotovoltaico utilizando MPPT	42
Figura 26 - Consumo de óleo diesel de um gerador de 88kW em função da potência demandada	43
Figura 27 – Barco Príncipe de Joinville III	47
Figura 28- Pier de acesso a embarcação.....	47
Figura 29- Rota de navegação da embarcação	48
Figura 30 – Área útil disponível para alocar os módulos fotovoltaicos	49
Figura 31 – Dados de irradiação solar diária média mensal.....	52
Figura 32- Modelo do gerador a Diesel utilizado na embarcação.....	53
Figura 33 – Eletrônicos de navegação na cabine de comando	54
Figura 34- Exemplos de perfis de radiação solar com valores equivalentes de Sol Pleno.....	58
Figura 35 – Distribuição dos módulos fotovoltaicos a partir da área útil da embarcação.....	65
Figura 36 – Gráficos de consumo mensal médio das cargas e geração mensal média de energia solar	76
Figura 37 – Gráfico de porcentagem de penetração de Energia Solar	77
Figura 38 – Gráfico de consumo médio diário de combustível ao longo dos meses do ano.....	80
Figura 39 – Gráfico de consumo de combustível do gerador a diesel com e sem energia solar	80
Figura 40 - Porcentagem de diminuição de consumo de combustível com energia solar.....	81
Figura 41 - Economia de combustível mensal com energia solar [L/h].....	82

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Irradiação solar diária média mensal para o município de São Francisco do Sul.....	52
Tabela 2 – Eficiência dos conversores de potência.....	57
Tabela 3 - Eficiência de condutores e baterias.....	57
Tabela 4 – Fator de correção para módulos cristalinos e amorfos.....	59
Tabela 5 – Profundidade de descarga típica para baterias de chumbo-ácido.....	61
Tabela 6 – Características elétrica e dimensionais do módulo selecionado.....	65
Tabela 7 - Comparação de diferentes modelos de baterias para sistemas fotovoltaicos.....	69
Tabela 8 – Dados técnicos e dimensionais da Bateria Selecionada.....	70
Tabela 9 - Dados técnicos e dimensionais do controlador de carga escolhido.....	72
Tabela 10 – Dados técnicos e dimensionais do inversor escolhido.....	74
Tabela 11 - Consumo médio das cargas embarcadas e geração diária pelo sistema fotovoltaico.....	76
Tabela 12 - Custos estimados dos componentes para um sistema de 24,48 kWp.....	83

LISTA DE ABREVIATURAS

ABINE - Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BNDS -Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

BOS – *Balance of the System*

CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito

EPE – Empresa de Pesquisas

GD – Gerador Diesel

GTES - Grupo de Trabalho de Energia Solar

IEA - International Energy Agency

IP - *Ingress Protection*

IST – Instituto Superior Técnico

MPPT – *Maximun Power Point Tracker*

LISTA DE SÍMBOLOS

CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
W	Watts, unidade de potência elétrica
A	Ampère, unidade de corrente elétrica
V	Volts, unidade de tensão elétrica
W/m ²	Watt por metro quadrado
N	Autonomia do banco de bateria
CO ₂	Gás carbônico
NO _x	Óxidos nitrosos
GaAs	Arseneto de Gálio, elemento químico
CdTe	Telureto de Cadmio, elemento químico
PbSO ₄	Sulfato de chumbo
H ₂ SO ₄	Ácido sulfúrico
Wp	Watt – pico, relação unitária
mA/cm ²	Densidade de corrente elétrica, relação unitária
V _{OC}	Voltagem de circuito aberto
I _{CC}	Corrente de Curto Circuito
P _{MP}	Ponto de Máxima Potência
V _{MP}	Tensão de Máxima Potência
Ah	Ampère-hora, capacidade da bateria
°C	Graus Celsius, unidade de temperatura
NiMh	Níquel hidreto metálico
Lí-ion	Íon de Lítio, elemento químico
NiO(OH)	Hidróxido de Níquel
KOH	Hidróxido de Potássio
P _{NG}	Potência nominal do grupo gerador [kW]
P _{ID}	Potência efetiva demandada pelas cargas [kW]
V _φ	Tensão elétrica por fase em circuitos trifásicos
I _φ	Corrente elétrica por fase em circuitos trifásicos
θ _φ	Ângulo de fase
kWh/m ² .dia	Irradiação solar diária média mensal

kVA	Potência aparente
$L_{diárioCC}$	Consumo diário das cargas CC
$L_{diárioCA}$	Consumo diário das cargas CA
$L_{diário}$	Consumo diário médio total de energia do sistema
η_{conv}	Eficiência do conversor
η_{inv}	Eficiência do inversor de tensão
η_{bat}	Eficiência relativo ao banco de baterias
η_{cond}	Eficiência de condução
$L_{diáriocorr}$	Consumo médio diário das cargas corrigido
V_{Nom}	Tensão nominal do sistema
Q_{Ah}	Geração/consumo em Ampère-hora por dia
SP	Sol Pleno
I_{proj}	Corrente de projeto
$I_{projcorr}$	Corrente de projeto corrigido
N_{MP}	Número de módulos em paralelo
N_{MS}	Número de módulos em série
N_{MF}	Número total de módulos fotovoltaicos
V_{mpp}	Tensão de máxima potência do módulo fotovoltaico
A_t	Área total requerida
A_{mod}	Área do módulo fotovoltaico
CBI_{C20}	Capacidade de banco de baterias
C20	Descarga da bateria em 20 horas
P_d	Profundidade de descarga da bateria
N_{BP}	Número de baterias em paralelo
N_{BS}	Número de baterias em série
CBI_{bat}	Capacidade da bateria selecionada
$V_{bateria}$	Tensão da bateria selecionada
I_C	Corrente mínima do controlador de carga
$I_{ccpainel}$	Corrente de curto circuito do painel fotovoltaico selecionado
N_{CP}	Número de controladores de carga em paralelo
I_{Cesc}	Corrente do controlador escolhido
N_{inv}	Número de inversores
P_{inv}	Potência do inversor

R_i

Retorno do investimento

SUMÁRIO

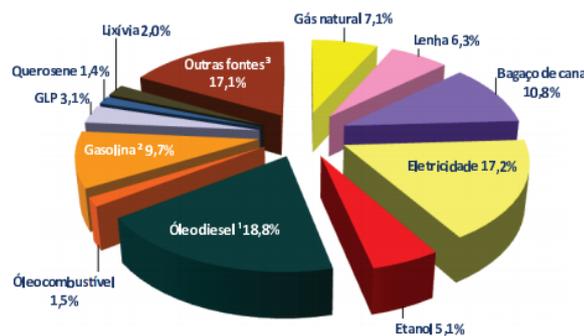
1	INTRODUÇÃO	12
1.1	OBJETIVOS	14
1.1.1	Objetivo Geral	14
1.1.2	Objetivos Específicos.....	14
2	REFERENCIAL TEÓRICO	16
2.1	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	16
2.2	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	18
2.2.1	Sistemas Fotovoltaicos Isolados.....	19
2.2.2	Sistemas Híbridos.....	20
2.2.2.1	Sistemas híbridos Fotovoltaico – Diesel Paralelo com Banco de Baterias	22
2.3	COMPONENTES BÁSICOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	25
2.3.1	Módulos Fotovoltaicos.....	25
2.3.1.1	Características Elétricas dos Módulos.....	27
2.3.1.2	Fatores que Afetam as Características Elétricas dos Módulos	28
2.3.1.2.1	Efeito Produzido pela Irradiância.....	28
2.3.1.2.2	Efeito da Temperatura	29
2.3.1.3	Arranjo dos Módulos Fotovoltaicos	30
2.3.1.3.1	Dispositivos Fotovoltaicos Conectados em Série.....	30
2.3.1.3.2	Dispositivos Fotovoltaicos Conectados em Paralelo.....	31
2.3.2	Baterias ou Acumuladores.....	31
2.3.2.1	Tipos de Baterias Utilizados em Sistemas Fotovoltaicos.....	34
2.3.2.2	Baterias de Chumbo-Ácido Estacionária	34
2.3.2.2.1	Baterias Estacionárias com Placas Tubulares OPzV.....	36
2.3.2.2.2	Baterias Seladas.....	37
2.3.3	Inversores de Tensão	38
2.3.4	Conversores CC-CC	41
2.3.5	Grupos Geradores.....	42
2.3.5.1	Consumo de Combustível dos Grupos Geradores.....	43
3	METODOLOGIA	44
4	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS E LOCAL DE OPERAÇÃO DA EMBARCAÇÃO.....	46
4.1	A Embarcação	46
4.2	Rota de Navegação.....	47
4.3	Área Útil para Implantação dos Módulos Fotovoltaicos.....	48

5	ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA PARA IMPLANTAÇÃO DO SISTEMA FOTVOLTAICO	50
5.1	Recurso Solar	51
5.2	Descrição da Instalação	52
5.3	Consumo de Energia das Cargas Embarcadas	54
5.4	Método para o Dimensionamento dos Painéis Fotovoltaicos.....	56
5.5	Método de Dimensionamento do Banco de Baterias	60
5.6	Método de Dimensionamento do Controlador de Carga.....	62
5.7	Método de Dimensionamento do Inversor	63
6	RESULTADOS.....	64
6.1	Dimensionamento dos Painéis Fotovoltaicos.....	64
6.2	Dimensionamento do Banco de Bateria	68
6.3	Dimensionamento do Controlador de Carga	71
6.4	Dimensionamento do Inversor	73
7	ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	75
7.1	Análise Energética da Embarcação	75
7.2	Análise de Consumo de Combustível do Grupo Gerador	79
7.3	Análise Ambiental da Proposta do Sistema Híbrido Diesel- Solar	82
7.4	Análise Econômica.....	83
7.5	Retorno do Investimento	84
8	CONCLUSÃO	85
	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	87
	REFERÊNCIAS	88

1 INTRODUÇÃO

A alta demanda de energia nos setores industrial e de transporte, demonstra a crítica situação do modelo energético atual. Estamos entrando em um período de redução dos recursos energéticos, principalmente os de combustíveis fósseis que são originados do petróleo. Em 2014, o consumo de energias não renováveis derivados do petróleo atingiu a marca de 60,6% do consumo total de energia da matriz energética nacional, enquanto as energias renováveis repartiram os 39,4% restantes da oferta interna de energia. O óleo Diesel, mais especificamente, atendeu a uma parcela de 18,8% desse consumo energético total no ano de 2014, conforme pode ser visto na Figura 1 abaixo. (EPE, 2014).

Figura 1 - Consumo final de energia por fonte



Fonte: EPE, 2014.

Diante desses dados, esforços tem sido feito na busca por novas alternativas de fontes de geração de energia sustentável e de longo prazo. É nesse contexto que se insere a energia solar fotovoltaica, que é capaz de suprir a demanda de energia com muitas vantagens em relação à forma tradicional de geração, e ainda para variados fins de consumo. Tal energia é obtida através da conversão direta de luz em eletricidade através do efeito fotovoltaico, sendo a célula fotovoltaica, um dispositivo fabricado com material semicondutor, a unidade fundamental desse processo de conversão, sendo o silício o material mais utilizado na confecção das células. (GTES, 2014).

Com o crescente aumento do custo do transporte devido ao custo do combustível, e as crescentes restrições de emissão de CO_2 e óxidos nitrosos NO_x devido as novas políticas

ambientais, tem forçado algumas companhias de transporte a reexaminar o uso da energia solar em embarcações de grande porte, conforme pode ser visto na Figura 2 a seguir.

Figura 2 – Sistema fotovoltaico em um navio de transporte de carga

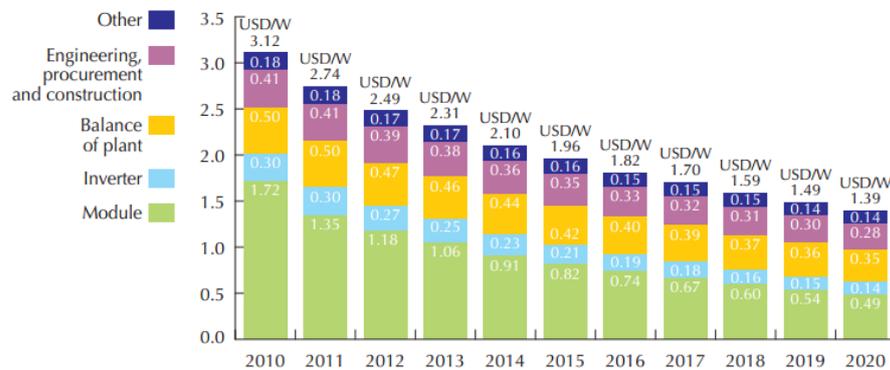


Fonte: Web-Japan.Org, 2016.

Tal aplicação é bem vista devido à simplicidade na alocação das usinas, baixo custo de manutenção, baixo nível de ruído e ter como fonte apenas o sol, uma fonte inesgotável de energia para nosso planeta. (ANEEL, 2012). Dessa forma, vai se tornando mais clara a oportunidade de se explorar a energia solar fotovoltaica no Brasil, não apenas pela alta taxa de irradiação solar, mas também pela trajetória de aumento de eficiência e queda dos custos de implantação de módulos e sistemas fotovoltaicos em nível mundial, que tem diminuído a uma taxa média anual de 8% nos últimos 30 anos. (ABINEE, 2012).

De acordo com o GTES (2015), um dos principais entraves para popularização da energia solar fotovoltaica no Brasil são os custos associados a essa tecnologia, quando comparada as formas convencionais de energia. O custo do investimento dos sistemas fotovoltaicos vem reduzindo desde o ano 2000, e acentuou essa tendência a partir de 2006, devido a significativa redução nos custos dos módulos fotovoltaicos. No Figura 3, são apresentadas as reduções dos custos de equipamentos fotovoltaicos como os módulos, inversores, custos de engenharia, o balanço da planta (diodos de bloqueio, condutores, proteções, etc.) e demais custos envolvidos na implantação do sistema durante os anos de 2010 e previsão para 2030.

Figura 3- Escala de previsão de custos de equipamentos para implantação de sistemas fotovoltaicos



Fonte: IEA, 2011.

A motivação deste trabalho está em mostrar a importância da implantação da energia solar fotovoltaica para suprir a demanda de energia das cargas a bordo de embarcações de forma alternativa e com grande potencial de sustentabilidade, visando a economia de combustível dos geradores à diesel, a passividade nas questões ambientais e redução da dependência dos combustíveis fósseis. Portanto, torna-se necessário o desenvolvimento e aprimoramento de novas tecnologias de geração de energia de forma sustentável, visando o aumento da eficiência energética no setor de transporte.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo Geral

Realizar o estudo da viabilidade técnica da implantação de um sistema híbrido diesel- solar para geração de energia elétrica em uma embarcação que realiza turismo na baía da Babitonga, no município de Joinville, Santa Catarina.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Realizar o levantamento do consumo de energia elétrica em embarcação uma embarcação de turismo;
- Realizar o levantamento de dados a respeito dos índices de radiação solar incidentes na região de operação da embarcação;

- Definir o número de módulos fotovoltaicos que podem ser instalados a partir da área útil disponível na embarcação;
- Analisar o potencial de geração de energia elétrica com a implementação do sistema fotovoltaico, de acordo com a área disponível para alocação dos módulos e da radiação incidente na região de operação;
- Dimensionar e especificar equipamentos complementares ao sistema fotovoltaico, como baterias, conversores CC-CC, inversores CC-CA, retificadores, controladores de carga, bem como a configuração do sistema;
- Estimar a redução de consumo de combustível do grupo gerador e emissões de gás carbônico com a implantação do sistema;
- Estimar os custos iniciais de implantação dessa tecnologia;
- Realizar a análise da viabilidade econômica desse investimento.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Nesse capítulo será apresentado uma revisão teórica dos pontos mais relevantes em relação a energia solar fotovoltaica, de seu funcionamento e aplicação, que nesse caso será para geração de energia elétrica a bordo de uma embarcação.

Dentro desse mesmo contexto será detalhado brevemente os componentes básicos dos sistemas fotovoltaicos como os módulos fotovoltaicos, baterias, inversores CC-CA, conversores CC-CC, controladores de carga e demais equipamentos necessários para implantação de tal sistema.

2.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Anualmente o sol fornece para a atmosfera terrestre, $1,5 \times 10^{18}$ kWh de energia. Trata-se de um valor de 10.000 vezes o consumo mundial de energia neste período. Dessa forma a radiação solar constitui-se numa inesgotável fonte energética, com enorme potencial de utilização por meio de sistemas de captação e conversão em outras formas de energia, como a energia térmica, elétrica, etc. (GTES, 2014).

A energia solar chega à Terra nas formas térmica e luminosa. Ao passar pela atmosfera terrestre, a maior parte da energia solar manifesta-se sob forma de luz visível de raios infravermelhos e de raios ultravioleta. Dessa forma, é possível captar essa luz e transformá-la em energia elétrica, através de painéis fotovoltaicos. (ANEEL, 2008).

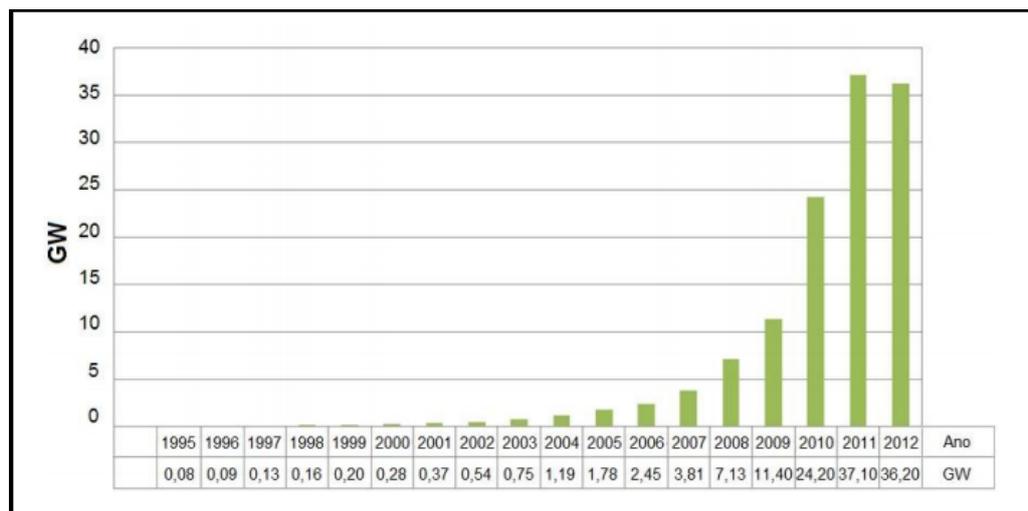
Em 1839, Edmond Becquerel constatou que, quando uma estrutura semicondutora é exposta a luz, surge uma diferença de potencial em suas extremidades. Em 1876 foi concebido o primeiro aparato fotovoltaico através de estudos das estruturas de estado sólido, e somente em 1956 iniciou-se a produção industrial seguindo o desenvolvimento da microeletrônica. Atualmente, os sistemas fotovoltaicos vêm sendo utilizados em instalações remotas em diversas aplicações. As facilidades de um sistema fotovoltaico tais como: modularidade, baixos custos de manutenção e vida útil longa, fazem com que sejam de grande importância para instalações em lugares de difícil acesso. (GTES, 2006).

A crise do petróleo de 1973 renovou e ampliou as aplicações terrestre para a energia solar fotovoltaica. Porém, para se tornar economicamente viável essa forma de conversão de

energia, seria necessário naquele momento, reduzir em até 100 vezes o custo de produção das células fotovoltaicas em relação ao custo das células usadas em aplicações espaciais. Nos Estados Unidos, algumas empresas de petróleo resolveram diversificar seus investimentos, incluindo a produção de energia a partir da radiação solar em suas áreas de negócios. (GTES, 2006).

Embora abundante na terra, a energia solar para produção de energia elétrica ainda é pouco utilizada. Nos países desenvolvidos fortes incentivos foram concedidos para implantação da tecnologia. Nos estudos apontados pelo GTES (2014), em 2012, a produção mundial de células fotovoltaicas atingiu a marca de 36,2 GWp, sendo o silício quase absoluto dentre os materiais utilizados. Nos últimos onze anos, o crescimento anual médio da indústria de células e módulos fotovoltaicos foi de 54,2%. Tais dados podem ser ilustrados melhor no Figura 4, a seguir.

Figura 4- Potência instalada em sistemas fotovoltaicos no mundo



Fonte: GTES, 2014.

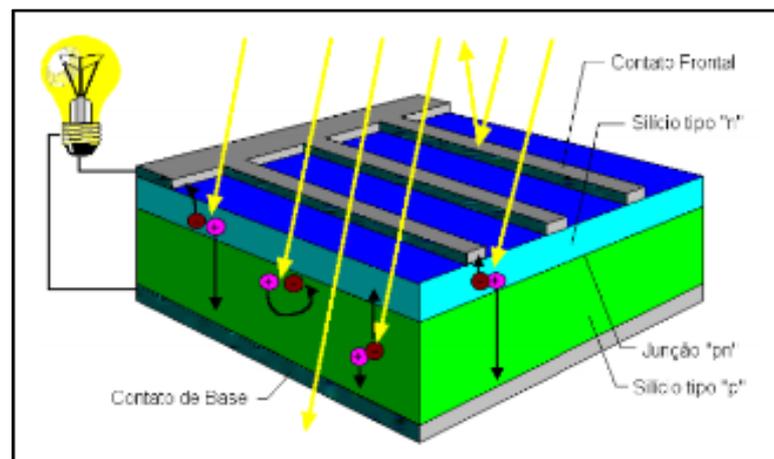
A Energia Solar Fotovoltaica é obtida através da conversão direta da luz em eletricidade, através do efeito fotovoltaico. O efeito fotovoltaico dá-se em materiais denominados semicondutores, isto é, um material com características intermediárias entre um condutor e um isolante. O semicondutor mais utilizado é o silício. Os átomos do silício se ligam aos átomos vizinhos, formando uma rede cristalina. Adicionando o fósforo, que é um dopante do tipo n que possui átomos com cinco elétrons de ligação, haverá um elétron em excesso que ficará sobrando e que estará fracamente ligado ao seu átomo de origem. Isto faz

com que, com pouca energia térmica, este elétron se livre, indo para a banda de condução. (GTES, 2006).

Adicionando-se átomos com três elétrons de ligação, como o boro, haverá a falta de um elétron para realizar as ligações com os átomos de silício na rede. Essa falta de elétron na estrutura é denominada buraco ou lacuna e ocorre que, com pouca energia térmica, um elétron de um sítio vizinho pode passar para essa posição, fazendo com que o buraco se desloque. Diz-se, portanto, que o boro é um aceitador de elétrons ou um dopante p. (GTES, 2006).

Se introduzirmos ao silício puro, em uma metade o boro e na outra o fósforo, formaremos junção pn, conforme a Figura 5 abaixo.

Figura 5-Corte de uma célula fotovoltaica.



Fonte: GTES, 2006.

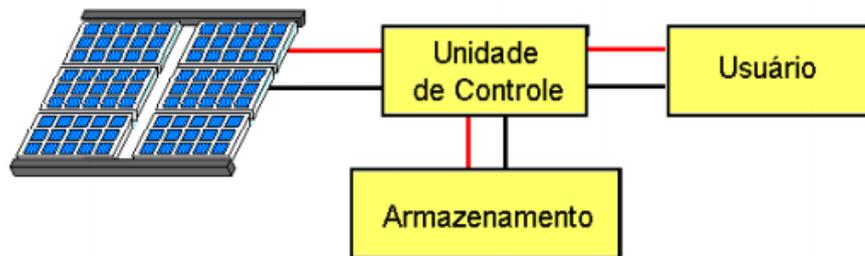
Se uma junção *pn* for exposta a fótons, ocorrerá a geração de pares elétron- lacuna. Se isto ocorrer na região onde o campo elétrico é diferente de zero, as cargas serão aceleradas, gerando assim uma corrente através da junção. Este deslocamento de cargas dá origem a uma diferença de potencial ao qual chamamos de Efeito Fotovoltaico. Se as duas extremidades do pedaço de silício forem conectadas por um fio, haverá um fluxo de elétrons. Esta é a base do funcionamento das células fotovoltaicas. (GTES, 2006).

2.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Segundo Vera (2004), um sistema fotovoltaico compreende o agrupamento de módulos em painéis fotovoltaicos e de outros equipamentos, que armazenam ou transformam a energia elétrica para ser utilizada em diferentes aplicações.

Um sistema fotovoltaico é composto normalmente pelo arranjo dos módulos, que contém as células solares, responsável pela conversão da energia solar em energia elétrica. O subsistema de condicionamento de potência, ao qual converte a saída do arranjo em potência útil. Esse subsistema contém o controlador de carga, inversor, conversor e seguidor do ponto de máxima potência (*MPPT*), que realizam o controle da energia enviada às baterias. (GTES, 2006). A Figura 6 mostra a configuração básica de um sistema fotovoltaico.

Figura 6- Configuração básica de um sistema fotovoltaico



Fonte: GTES, 2006.

De acordo com o GTES (2004), os sistemas fotovoltaicos podem ser divididos em três principais categorias: isolados ou autônomos, híbridos ou conectados à rede, sendo que cada uma das opções dependerá da aplicação e/ou disponibilidade de recursos energéticos, bem como das restrições específicas de cada projeto.

Nesse trabalho, serão considerados apenas os Sistemas Autônomos, visto que possui maior relevância para desenvolver o estudo, devido ao local de operação e por ser em uma embarcação.

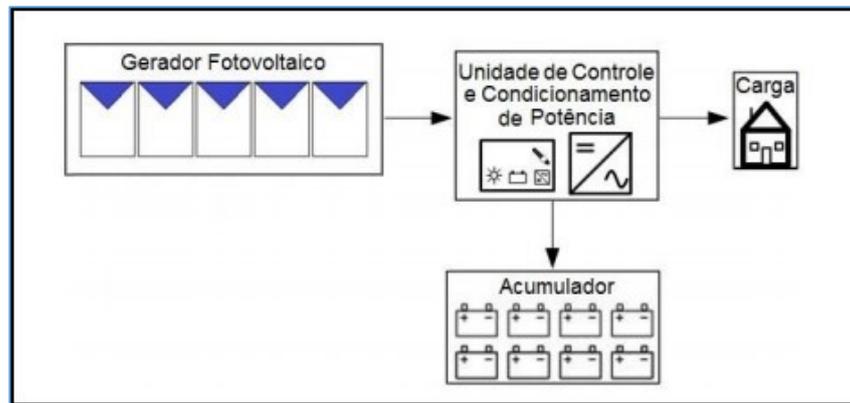
Sistemas autônomos, não conectados à rede elétrica, podem ou não apresentar fontes de energia complementares à geração fotovoltaica. Quando a configuração não se restringe à geração fotovoltaica, temos os sistemas híbridos, em que existe mais de uma forma de geração de energia. Se o sistema é puramente fotovoltaico, então ele é chamado de sistema isolado. (GTES, 2004).

2.2.1 Sistemas Fotovoltaicos Isolados

De acordo com Seguel (2009), os sistemas fotovoltaicos isolados caracterizam-se por possuir como fonte primária apenas a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos, assim, necessita-se de um sistema de armazenamento da energia captada, geralmente um banco de

baterias, para garantir o fornecimento de energia durante a noite ou em períodos com baixa irradiação. Em geral um sistema de energia fotovoltaico isolado é composto basicamente por um arranjo de módulos fotovoltaicos, um controlador de carga, os acumuladores de energia e, no caso que existirem cargas que operam com tensão alternada, CA, um inversor CC-CA, conforme a Figura 7 a seguir.

Figura 7- Configuração básica de um sistema fotovoltaico isolado



Fonte: GTES, 2014.

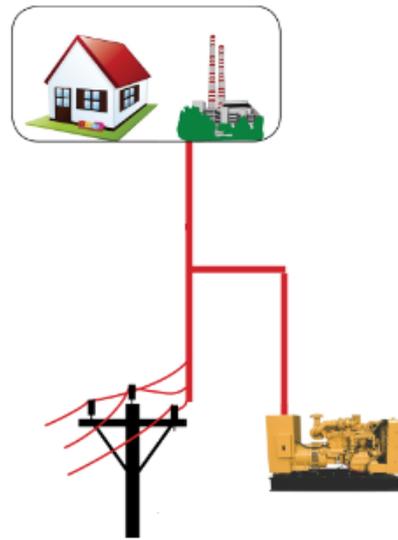
Dessa forma um sistema autônomo exige maximização no aproveitamento da energia solar e no armazenamento dessa energia, para que o projeto seja viável economicamente e tecnicamente. A baixa eficiência dos módulos solares comerciais e o alto custo de instalação, são os maiores obstáculos deste tipo de geração. Visando aumentar a eficiência do sistema e reduzir os custos da energia gerada, é necessário que o sistema opere o maior tempo possível sobre o ponto de máxima potência dos painéis. Para isso, utiliza-se uma técnica que procura continuamente o ponto de máxima potência de operação dos painéis. Esses algoritmos de controle são conhecidos como MPPT (*Maximum Power Point Tracking*). (Seguel, 2009).

2.2.2 Sistemas Híbridos

O fornecimento de energia elétrica em regiões remotas pela rede convencional é quase inexistente, devido as dificuldades referentes ao acesso a essas regiões e dos custos elevados relativos da construção de longos circuitos de transmissão e de distribuição de energia, que atenderão apenas algumas poucas unidades consumidoras, o que torna dessa forma tal sistema inviável do ponto de vista técnico e econômico. Por isso, a alternativa mais usual para atender a demanda de energia das cargas isoladas, sejam em comunidade isoladas

ou para aplicações especiais como sistemas de comunicação, sistemas de bombeamento e dessalinização, é por meio de grupos geradores a Diesel. Na Figura 5 a seguir, pode-se observar uma unidade de geração de energia diesel-elétrica. (Pinho, 2008).

Figura 8: Exemplo de aplicação de um sistema diesel-elétrico

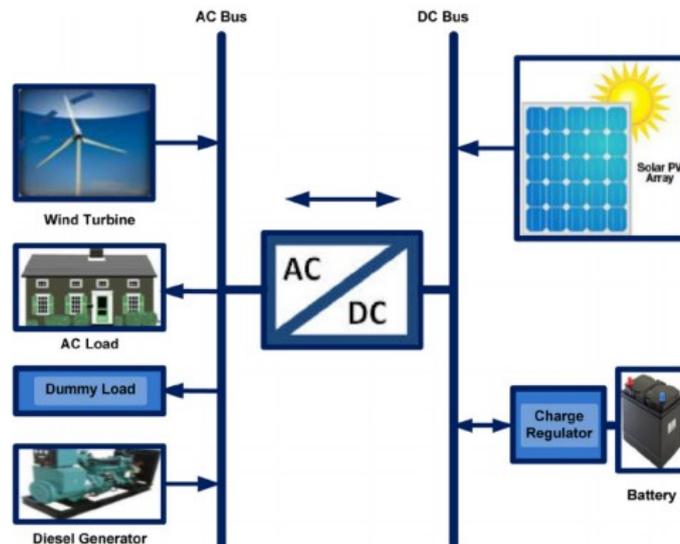


Fonte: Si Tecnosolar, 2016.

Segundo Pinho (2008), a operação desses sistemas nessas áreas, não é tão trivial, pois envolvem o custo do óleo combustível, a logística de transporte e armazenamento, a necessidade de manutenção do motor do grupo gerador e as questões ambientais, como emissão gases de efeito estufa devido a queima de combustíveis fósseis.

Existem regiões onde mais de uma forma de energia se destaca, podendo dessa forma as mesmas serem combinadas em um único sistema, que em muitos casos se torna uma alternativa viável do ponto de vista econômico. Essa combinação de diferentes fontes de geração de energia combinadas em um único sistema, é definida como sistema híbrido de energia, ou simplesmente sistema híbrido. Esse tipo de sistema possui a capacidade de operar com menor risco de interrupção de energia, pois, uma fonte de energia possui a capacidade de suprir a falta de energia da outra. A Figura 9 apresenta a configuração geral de um sistema híbrido. (Pinho, 2008).

Figura 9 - Configuração geral de um sistema híbrido



Fonte: Eltamaly, 2016.

Os sistemas híbridos, são comumente isolados e incorporam os equipamentos descritos a seguir:

- Módulos fotovoltaicos, aerogeradores, turbinas hidráulicas – tecnologia de fontes de energia renováveis;
- Grupos de geradores a diesel, a gasolina ou a gás – tecnologia de conversão de fontes de energia não renováveis;
- Banco de acumuladores – Subsistema de armazenamento de energia;
- Inversores de tensão, retificadores e controladores de carga – equipamentos do sistema de condicionamento de potência.

Segundo Pinho (2008), esses equipamentos são conectados através de cabeamento e de dispositivos de proteção como chaves, relés e disjuntores, a dois barramentos, sendo esses um em corrente contínua (CC) e outro em corrente alternada (CA).

2.2.2.1 Sistemas híbridos Fotovoltaico – Diesel Paralelo com Banco de Baterias

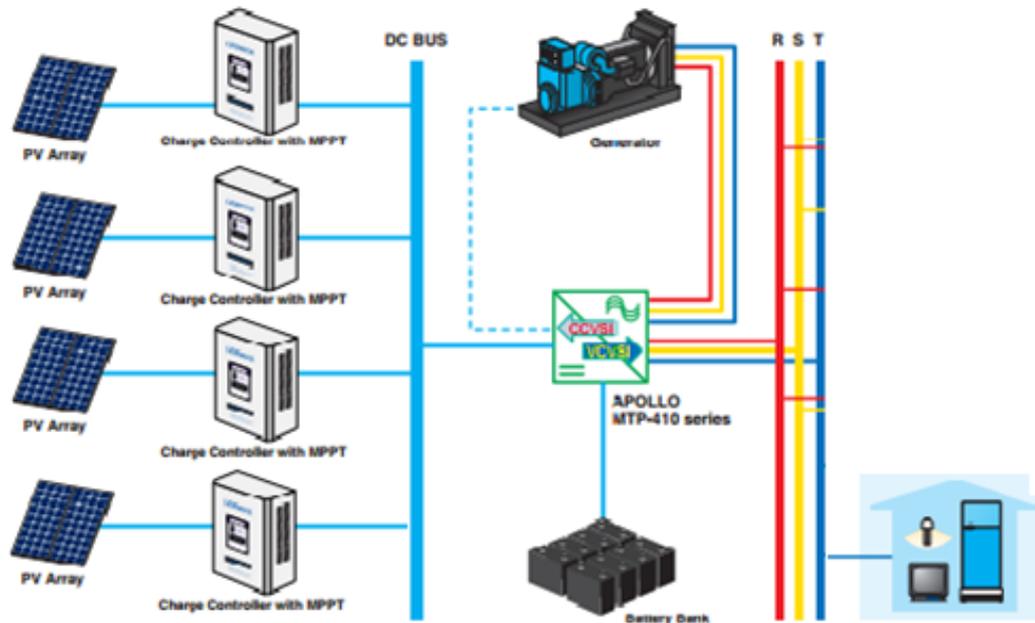
Segundo Barbosa (2006), há diferentes forma de ligações dos sistemas híbridos, de acordo com a prioridade de uso das fontes de energia. Nesse trabalho será utilizado um sistema híbrido paralelo que segundo o autor, é uma configuração muito utilizada nos

sistemas híbridos. Como na região de instalação do presente sistema não possui níveis elevados de irradiação solar, torna-se necessário a fonte de energia renovável operar em paralelo com o gerador diesel, portanto, o sistema híbrido diesel-solar paralelo, é uma configuração utilizada para esse fim.

Nessa configuração, a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos, é armazenada no banco de baterias e possui a prioridade no suprimento de energia das cargas, afim de aliviar a carga no grupo gerador a diesel. Quando as baterias são descarregadas até um nível mínimo permitido, então, o grupo gerador é acionado, através de um sistema automático integrado no inversor, que gerencia o grupo gerador e o banco de baterias. Assim, os modos de operação de carregar e descarregar as baterias ou operar o grupo gerador, será realizado de acordo com a comparação entre demanda de energia pelas cargas e da disponibilidade de energia gerada pelos módulos fotovoltaicos.

Segundo Barbosa (2006), a energia proveniente das fontes pode suprir ao mesmo tempo as cargas CA e CC separadamente, para baixa e média demanda de energia, bem como, em períodos em que a demanda é máxima, trabalhando em paralelo, através do sincronismo entre o inversor e o grupo gerador a diesel. O inversor pode atuar nesse sistema como carregador de baterias (função retificador) ou atuar como inversor, o que nesse caso é chamado de inversor bidirecional. Como grupo gerador a diesel é trifásico, o inversor bidirecional também deverá ser trifásico nas entradas AC do gerador e nas saídas AC para as cargas. A figura 10 ilustra um sistema híbrido diesel-solar com utilização de um inversor bidirecional trifásico.

Figura 10 - Sistema híbrido diesel- solar paralelo trifásico



Fonte: Adaptado de Leonics, 2016.

Na figura 10, pode ser visto os equipamentos que compõem o sistema híbrido diesel-fotovoltaico, entre eles estão os módulos fotovoltaicos, os controladores de carga (*MPPT*), inversor bidirecional, o banco de baterias, o sistema de controle, o grupo gerador a óleo diesel e as cargas CA.

O sistema fotovoltaico é associado em arranjos de módulos em série e em paralelo, afim de atingir os níveis desejados de tensão e corrente no sistema que carrega através do barramento CC o banco de baterias associados na mesma tensão. Os controladores de carga realizam o carregamento do banco na tensão nominal igual a tensão do arranjo fotovoltaico.

O inversor bidirecional é conectado aos dois barramentos CC e CA, sendo que o mesmo funciona em alguns momentos como retificador e em outros momentos como inversor. A saída CC serve para carregar o banco de baterias e a saída acoplada ao barramento CA realiza a alimentação das cargas trifásicas ou monofásicas do sistema.

Esse tipo de sistema híbrido, será o objeto de estudo nesse trabalho. Sendo que a embarcação em estudo já possui o grupo gerador, logo será analisado a integração de um sistema fotovoltaico para operar simultaneamente com o gerador, com o objetivo de diminuir a carga do gerador e dessa forma reduzir o consumo de combustível nos mesmos, caracterizando o sistema como híbrido fotovoltaico-diesel.

2.3 COMPONENTES BÁSICOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Nesse tópico será apresentado os componentes básicos de um sistema fotovoltaico, levando em consideração suas principais características de funcionamento. Nesse contexto, se enquadra os módulos fotovoltaicos, baterias, inversores, controladores de carga e a técnica MPPT e grupos geradores a diesel, para sistemas fotovoltaicos Híbridos.

2.3.1 Módulos Fotovoltaicos

Segundo Vera (2004), o módulo fotovoltaico (Figura 11), é a unidade básica do sistema e que é composto por células encapsuladas em módulos para protegê-las dos efeitos climáticos, conectadas em série ou paralelo, assegurando a produção de tensão e corrente suficientes para a utilização da energia.

Figura 11 - Módulo fotovoltaico modelo CSCP - 255P de silício policristalino, da fabricante Canadian Solar



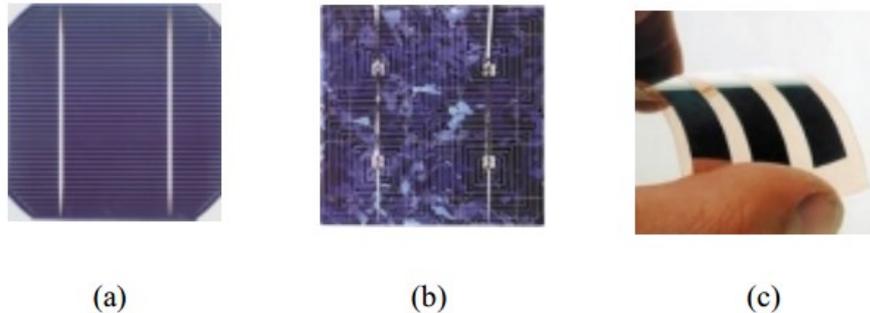
Fonte: CNP, 2016.

O número de células conectadas em um módulo depende da tensão de utilização e da corrente elétrica desejada. É necessário o agrupamento em módulos, pois uma célula fornece uma tensão em torno de 0,4 Volts no ponto de máxima potência e a densidade de corrente é da ordem de 30 mA/cm². Dessa forma, tensões mais altas são produzidas quando as células são conectadas em série no módulo. (GTES, 2004).

De acordo com Seguel (2009), normalmente um módulo fotovoltaico é constituído por cerca de 33 a 36 células ligadas em série, resultando em uma tensão suficiente para alimentar uma bateria 12 Volts.

Oliveira (1997), discorre que, as células podem ser fabricadas com diferentes tipos de materiais, sendo que, os mais utilizados são o silício (Si), o arseneto de gálio (GaAs) e o telureto de cádmio (CdTe), todos esses materiais de natureza semicondutora. Dependendo do tipo de processo de fabricação, podem ser formadas diferentes estruturas atômicas denominadas monocristalinas, policristalinas ou filmes finos, que depende como ocorre a distribuição dos átomos no material. A Figura 12 a seguir mostra os diferentes tipos de células fotovoltaicas existentes no mercado.

Figura 12- Células de silício monocristalino (a), silício policristalino (b) e filmes finos (c)



Fonte: Vera, 2004.

Segundo Vera (2004), as células de silício monocristalino são as mais utilizadas no mercado devido à grande experiência em sua fabricação e pureza do material, fatores esses que garantem alta confiabilidade do produto e altas eficiências. Conforme o autor, as quantidades de material utilizado e a energia envolvida no processo de fabricação, são os principais entraves para redução de custos e desenvolvimento de grandes escalas de produção.

De acordo com Vera (2004), as células de filmes finos é a tecnologia que mais tem sido pesquisada nos últimos anos, com o intuito de buscar formas alternativas de se fabricar células fotovoltaicas. O objetivo geral é produzir células fotovoltaicas confiáveis e utilizando pouco material semicondutor, passível de produção em larga escala, diminuído o custo do produto e, conseqüentemente, da energia gerada.

Ainda de acordo com o autor, os dispositivos de filme fino produzem tensão mais elevada que os monocristalinos e os policristalinos, e apresentam tamanhos e formas livres, podendo ser utilizados em superfícies como telhas, janelas, etc.

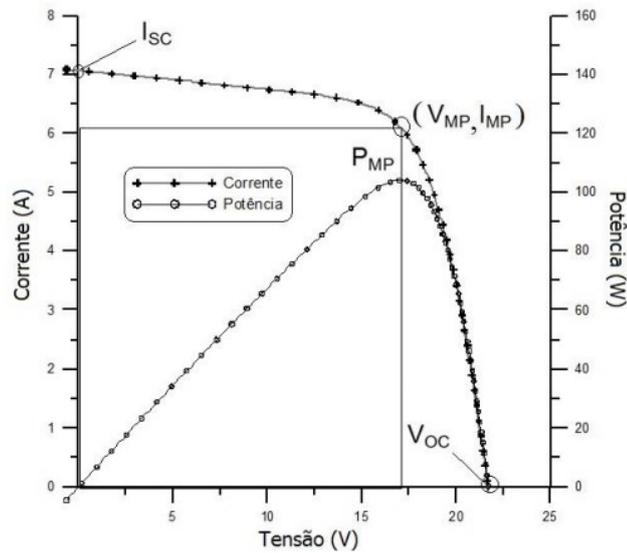
2.3.1.1 Características Elétricas dos Módulos

De acordo com o GTES (2014), um módulo é geralmente identificado pela sua potência elétrica de pico (W_p), mas deve ser observado um conjunto de características compatíveis com a aplicação específica. A medição da potência de pico de um módulo fotovoltaico é feita nas condições-padrão de ensaio, considerando irradiância solar de 1000 W/cm^2 recebida na terra em dia claro ao meio dia e temperatura de célula de 25°C . Entretanto, além da potência de pico, existem outros parâmetros elétricos que devem ser entendidos para que se possa selecionar o tipo de módulo apropriado para cada sistema em particular, e que caracterizam a funcionalidade dos módulos. Os principais parâmetros são os expostos a seguir. (GTES, 2014):

- Tensão de circuito aberto (V_{oc}): Máxima tensão que uma célula fotovoltaica pode produzir. Essa grandeza pode ser medida diretamente com um voltímetro nos terminais do módulo.
- Ponto de máxima potência (P_{MP}): Para cada ponto da curva $I-V$, o produto corrente-tensão representa a potência gerada para aquela condição de operação. Um módulo fotovoltaico apresenta apenas um ponto na curva $I-V$ onde a potência máxima pode ser alcançada. Este ponto corresponde ao produto da tensão de máxima potência e corrente de máxima potência.
- Tensão de máxima potência (V_{MP}): Tensão no ponto de máxima potência.
- Corrente de máxima potência (I_{MP}) Corrente no ponto de máxima potência.

Segundo o GTES (2014), um dos ensaios mais completos para determinar as características elétricas de um módulo fotovoltaico é o traçado de sua curva característica $I-V$. Nas condições-padrão de ensaio, considerando irradiância solar de 1000 W/cm^2 e temperatura de célula de 25°C , para cada ponto na curva $I-V$, o produto corrente-tensão representa a potência gerada para cada condição de operação. O Figura 13, mostra além da curva $I-V$, uma curva chamada $P-V$, de potência em função da tensão, que identifica o ponto de máximo valor de potência. A este ponto na curva de potência corresponde a um ponto na curva de corrente, com valores de tensão e corrente específicos, e que são denominados respectivamente de tensão e corrente de máxima potência (V_{MP}, I_{MP}). Tal ponto é conhecido como ponto de máxima potência P_{MP} .

Figura 13 - Curva característica $I-V$ e curva de potência $P-V$ para um módulo com potência nominal de 100 W_p



Fonte: GTES, 2014.

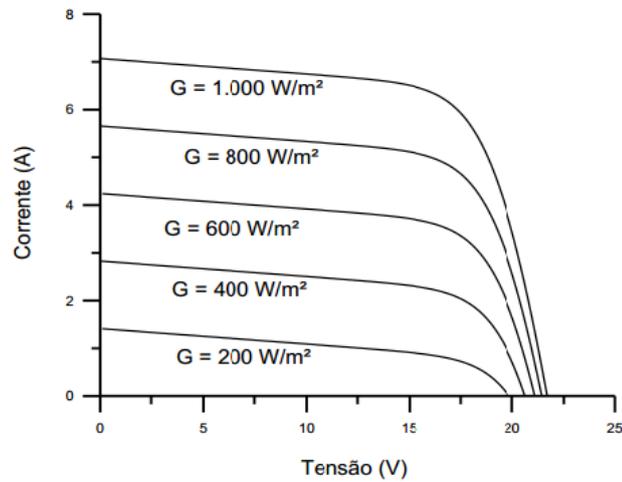
2.3.1.2 Fatores que Afetam as Características Elétricas dos Módulos

De maneira semelhante ao que ocorre com as células fotovoltaicas, o desempenho dos módulos fotovoltaicos é fundamentalmente influenciado pela irradiância solar e pela temperatura das células. (GTES, 2014).

2.3.1.2.1 Efeito Produzido pela Irradiância

Segundo Seguel (2009), com a variação da intensidade radiação solar incidente em um painel fotovoltaico, ocorre uma variação proporcional na corrente gerada por este painel, conforme mostra o Figura, a seguir.

Figura 14- Efeito da variação de irradiância solar sobre a curva característica I-V

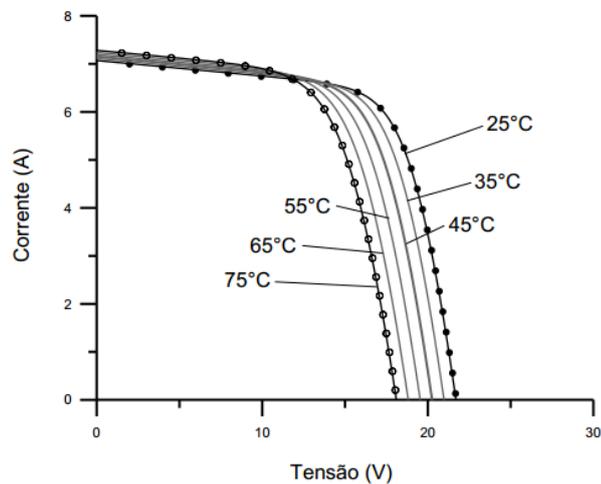


Fonte: GTES, 2014.

2.3.1.2.2 Efeito da Temperatura

Seguel (2009), afirma que com a alteração da temperatura da célula fotovoltaica, a corrente elétrica gerada pelo módulo fotovoltaico apresenta poucas variações, porém, com o aumento da temperatura da célula, a tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico apresenta uma diminuição mais significativa em seus valores, em consequência com aumento da temperatura o ponto de máxima potência da curva se desloca para baixo e para esquerda, conforme ilustra a Figura 15 a seguir.

Figura 15- Influência da temperatura da célula fotovoltaica na curva I-V



Fonte: GTES, 2014.

2.3.1.3 Arranjo dos Módulos Fotovoltaicos

Os módulos, assim como as células em um módulo, podem ser conectados em ligações série e/ou paralelo, dependendo da corrente tensão desejadas, quando se requer potências mais elevadas. (GTES, 2014).

2.3.1.3.1 Dispositivos Fotovoltaicos Conectados em Série

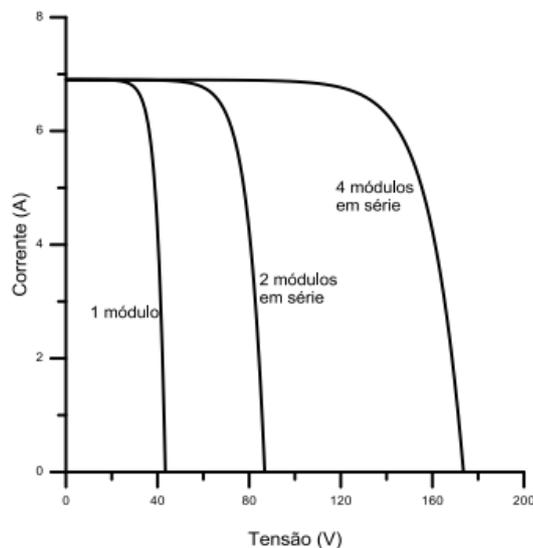
A conexão em série dos dispositivos fotovoltaicos é feita de um terminal positivo de um módulo a um terminal negativo de outro módulo, e assim por diante. Para módulos idênticos e submetidos a mesma irradiância, quando a ligação é em série, as tensões são somadas e a corrente elétrica não é afetada, ou seja:

$$V = V_1 + V_2 \dots + V_n$$

$$I = I_1 = I_2 = \dots = I_n$$

O efeito resultante da conexão em série, está ilustrado na Figura 16, através da curva $I-V$.

Figure 16- Curvas $I-V$ para um módulo de 220 Wp



Fonte: GTES, 2014.

2.3.1.3.2 Dispositivos Fotovoltaicos Conectados em Paralelo

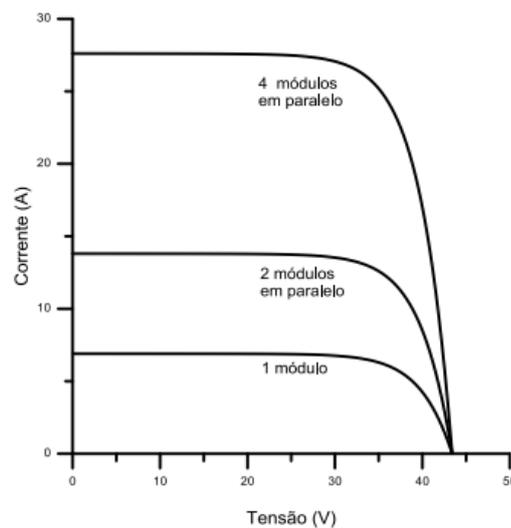
Na associação em paralelo, os terminais positivos dos dispositivos são interligados entre si, assim como os terminais negativos. Dessa forma, as correntes elétricas são somadas, permanecendo inalterada a tensão. Ou seja:

$$I = I_1 + I_2 + \dots + I_n$$

$$V = V_1 = V_2 = \dots = V_n$$

A Figura 17 ilustra o efeito da adição das correntes elétricas em dispositivos conectados em paralelo, através da curva característica $I-V$.

Figura 17-Curvas $I-V$ para um módulo de 220 W_p



Fonte: GTES, 2014.

2.3.2 Baterias ou Acumuladores

Conforme o GTES (2014), em sistemas isolados da rede elétrica, faz-se necessário o uso de dispositivos acumuladores de energia para atender a demanda do sistema fotovoltaico em períodos nos quais a geração de energia é nula ou insuficiente, como à noite ou em dias chuvosos ou nublados com baixa irradiância solar. Assim, parte da energia elétrica gerada pelos módulos fotovoltaicos durante o dia é armazenada nas baterias para atender a demanda de energia no sistema em outros momentos.

Uma bateria é um conjunto de células ou de vasos eletroquímicos, que por meio de ligações em série e/ou paralelo, são capazes de armazenar energia elétrica na forma de energia química através de um processo eletroquímico de oxidação e redução ao qual ocorre no seu interior. Quando uma bateria carregada é conectada a uma carga elétrica, ocorre o processo inverso, ou seja, uma corrente contínua é produzida pela conversão de energia química em energia elétrica.

As baterias podem ser classificadas em secundárias e primárias, sendo que para a aplicação na embarcação, serão utilizadas baterias recarregáveis, que compreendem as células secundárias, ou seja aquelas que podem ser carregadas com o auxílio de uma fonte de tensão ou corrente, e reutilizadas várias vezes, e comumente utilizadas em sistemas fotovoltaicos.

De acordo com a GTES, (2014), existem alguns termos referentes as principais características das baterias que devem ser conhecidos:

- Autodescarga: Processo espontâneo em que as baterias se descarregam gradualmente através de processos químicos internos, quando se encontram fora de operação, sendo que as baterias de chumbo-ácido têm como característica uma alta taxa de autodescarga de 5 a 30 % por mês de sua capacidade, quando não estão sendo utilizadas;
- Capacidade: Quantidade de amperes-hora (Ah) que pode ser extraído de uma bateria em estado pleno de carga, sendo que também pode ser expresso em termos de energia (watts-horas);

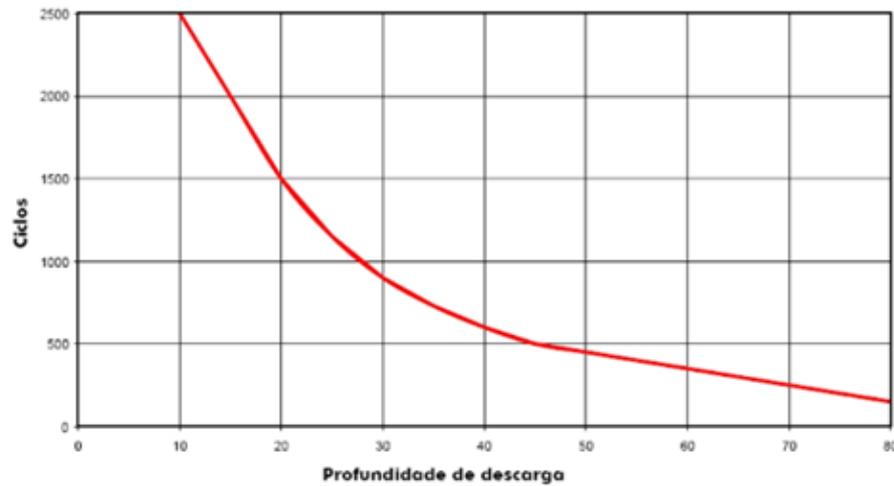
A capacidade de energia expressa o número total de watts-horas (Wh) que pode ser retirado de uma bateria em plena carga, e que é obtido pelo produto da capacidade em Ah pela tensão nominal.

Dessa forma, uma bateria de 200 Ah deve ser capaz de fornecer corrente de 200 A durante 1 hora, ou 50 A por 4 horas, e assim por diante. Porém, existe alguns fatores que influenciam na capacidade da bateria, como por exemplo a velocidade de carga e descarga da bateria, sendo que quanto mais lento for o descarregamento, maior será a disponibilidade de carga da bateria.

Outro fator que influencia na capacidade da bateria é a temperatura de operação da mesma, pois as baterias são normalmente especificadas pelos fabricantes para operar em uma temperatura média de 25°C, e operações em temperaturas mais baixas resultam em uma significativa redução de sua capacidade, e em temperaturas mais elevadas resultam em uma capacidade maior, mas com um aumento da perda de água do eletrólito e diminuição do número de ciclos durante a vida útil do acumulador.

- Ciclo: Sequência de carga e descarga de uma bateria, até uma determinada profundidade de descarga;
- Descarga: Processo de retirada energia de uma célula ou bateria, através da conexão com uma carga de um sistema. Quando a descarga ultrapassa 50% da capacidade da bateria, ela é chamada de descarga profunda;
- Equalização: Processo em se busca igualar o estado de carga das células que compõem a bateria, sendo que para as baterias de chumbo-ácido, o processo é dimensionado para levar todas as células a carga plena;
- Flutuação: Processo de carga que busca manter a bateria ou as células em estado próximo à carga plena, evitando que as mesmas permaneçam por longos períodos em estado parcial de carga;
- Taxa de carga: Valor de corrente elétrica aplicada a uma célula ou bateria durante o processo de carga, e que é normalizada em relação à capacidade nominal da célula ou da bateria. Assim, para uma bateria de 500 Ah de capacidade nominal, com um intervalo de carga de 10 horas a corrente constante, sua taxa de carga é expressa da forma $C/10$, para 100 horas $C/100$, e assim sucessivamente;
- Taxa de descarga: Valor de corrente elétrica medido durante o processo de descarga da bateria ou da célula;
- Tensão de corte: Valor da tensão em que a descarga é interrompida, e que pode ser especificada em função das condições operacionais ou especificadas pelos fabricantes como tensão final de descarga, a partir da qual danos irreversíveis podem ser causados à bateria.
- Profundidade de Descarga: A capacidade de descarga da bateria, indica em termos percentuais, quanto da capacidade nominal da bateria foi retirada a partir do estado de plena carga da mesma. Por exemplo, se for removido 25 Ah de uma bateria de capacidade nominal de 100 Ah, resulta em uma profundidade de descarga de 25%, sendo este, o valor complementar do estado de carga. Uma maior profundidade de descarga diminui a capacidade de retenção de carga de uma bateria e, portanto, uma redução na sua vida útil. A Figura 18 ilustra o número de ciclos de baterias de chumbo-ácido em função da profundidade de descarga.

Figura 18 – Número de ciclos de umas baterias de chumbo-ácido em função da profundidade de descarga



Fonte: Neosolar Energia, 2016.

2.3.2.1 Tipos de Baterias Utilizados em Sistemas Fotovoltaicos

Segundo Freitas (2008), a escolha da bateria, bem como da sua capacidade, é uma tarefa essencial para assegurar o adequado funcionamento do sistema fotovoltaico autônomo e proporcionar um aumento da vida útil da bateria.

Existem diversos tipos de acumuladores eletroquímicos no mercado, mas a bateria de Chumbo-ácido é a tecnologia mais empregada nos sistemas fotovoltaicos. Algumas tecnologias mais modernas de baterias tais como Níquel-Cádmio (NiCd), Níquel-hidreto metálico (NiMH), íon de lítio (Li-íon), dentre outras, embora apresentem vantagens de maior eficiência, maior vida útil, maior profundidade de descarga, ainda não são economicamente viáveis na maioria dos sistemas fotovoltaicos de uso residenciais, sendo, portanto, limitadas a uso quando se requer limitação de peso do banco de baterias e eficiência. (GTES, 2014).

2.3.2.2 Baterias de Chumbo-Ácido Estacionária

Segundo a GTES (2014), as células chumbo-ácido são a tecnologia de armazenamento de energia de menor custo por Wh atualmente disponíveis no mercado para aplicações em sistemas fotovoltaicos.

As baterias chumbo-ácido são constituídas utilizando o dióxido de chumbo (PbO_2) como material ativo da placa catódica e chumbo metálico (Pb), numa estrutura porosa

altamente reativa, como material ativo da placa anódica. Essas placas são imersas em uma solução diluída de ácido sulfúrico (H_2SO_4), que constitui o eletrólito, este que é constituído por mistura em geral, de 27-37% de ácido sulfúrico e 73-63% de água, em volume. (GTES, 2014). A Figura 19 apresenta um modelo de bateria estacionária utilizada em sistemas fotovoltaicos, da fabricante Freedom.

Figura 19- Bateria estacionária Freedom, modelo DF4001 12V / 220 Ah



Fonte: Neosolar Energia, 2016.

De acordo com o manual de sistema fotovoltaicos da Solarterra, dentro das baterias de chumbo-ácido, as denominadas estacionárias de baixo conteúdo de antimônio são uma boa opção em sistemas fotovoltaicos, pois possuem aproximadamente 2500 ciclos de vida quando a profundidade de descarga é de 20%, ou seja, que estará com 80% de sua carga, e aproximadamente 1200 ciclos quando a profundidade é de 50%.

As baterias estacionárias possuem, além disso, uma baixa auto descarga de 3 % mensal aproximadamente, contra 20% de uma bateria de chumbo-ácido convencional e manutenção periódica reduzida. Dentro dessas características também se enquadram as baterias de chumbo-cálcio e chumbo-selênio, que possuem uma baixa resistência interna e valores desprezíveis de auto descarga.

Ainda segundo o GTES (2014), no momento da descarga, o ácido sulfúrico reage com os materiais ativos das placas, produzindo água, ao qual dilui o eletrólito. Durante o processo de carregamento, o processo é revertido, em que o sulfato de chumbo ($PbSO_4$) de ambas as placas é transformado em dióxido de chumbo (PbO_2) e ácido sulfúrico (H_2SO_4).

Conforme o IST (2004), as baterias chumbo-ácido compreendem várias células individuais, cada uma delas com uma tensão nominal de 2 V. Assim, quando montados em bancos e ligadas série por exemplo de 6 células, forma-se uma bateria de 12 V. Nos grandes sistemas de acumulação, as baterias são construídas geralmente como células individuais,

devido ao peso, e quando instaladas, são ligadas entre si em série ou paralelo, dependendo dos níveis de tensão e capacidade desejados.

2.3.2.2.1 Baterias Estacionárias com Placas Tubulares OPzV

As baterias OPzV (do alemão *Ortsfest Panzerplatte Verschlossen*), são baterias estacionárias com placas tubulares contendo eletrólito (H_2SO_4) imobilizado em um gel e válvulas de segurança, que são caracterizadas também como baterias seladas reguladas por válvula (VLRA). (GTES,2014).

Segundo o GTES (2014), a principal diferença desse tipo de baterias em relação as baterias de Chumbo-ácido ou de Níquel-Cádmio, é a configuração dos eletrodos positivos que é constituído por placas tubulares, envolvidos por tubos permeáveis através dos quais o eletrólito circula. A Figura 20 apresenta um banco de baterias do tipo OPzV.

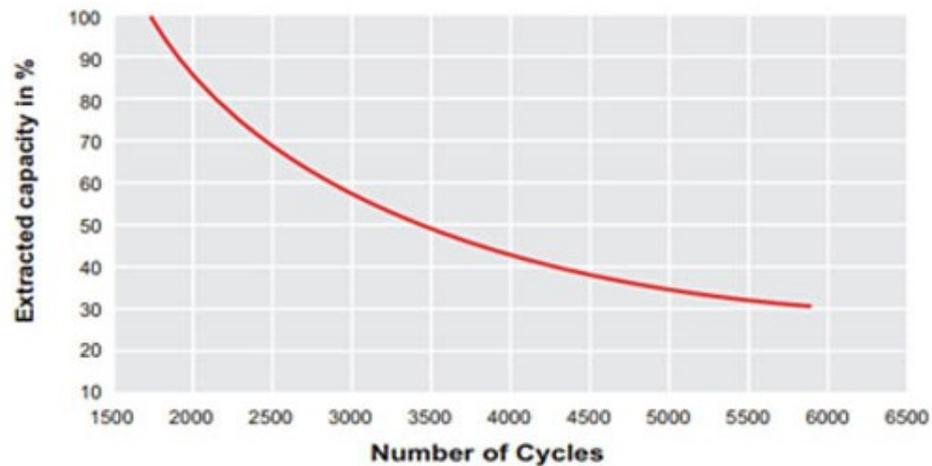
Figura 20 – Banco de baterias tipo OPzV instalados em prateleiras



Fonte: GTES, 2014.

A principal função desses tubos é manter a matéria ativa confinada, dessa forma aumentando a vida cíclica da bateria, podendo apresentar vida cíclica superior a 1500 ciclos para uma profundidade de descarga de 80%, sendo, portanto, superior aos demais tipos de acumuladores eletroquímicos. A Figura 21 apresenta a curva de número de ciclos em função da profundidade de descarga de uma bateria do tipo OPzV.

Figura 21 – Capacidade de descarga em função do número de ciclos de uma bateria do tipo OPzV



Fonte: Fiamm, 2016.

De acordo com o GTES (2014), a maior desvantagem das baterias do tipo OPzV, está relacionado ao seu custo elevado, quando comparado as demais baterias de Chumbo-ácido e também devido à dificuldade de encontrar esse tipo de bateria no Brasil pois existem poucas indústrias nacionais que as fabricam, portanto, grande parte deve ser importada. No entanto, a maior vida útil somado a uma leve redução de custos que essa bateria tem experimentado nos últimos anos, sua relação custo-benefício tem melhorado, tornando-as viável em algumas aplicações, como por exemplo a energia solar.

2.3.2.2.2 Baterias Seladas

As baterias VLRA de chumbo-ácido, são baterias seladas reguladas por válvula bastante utilizadas devido não necessitarem de nenhuma manutenção e por não haver risco de contato com o eletrólito. Entre as baterias seladas reguladas por válvula, se destacam as AGM (*Absorbed glass matt*), em que o eletrólito é absorvido por numa manta de vidro porosa que serve de separador. (GTES, 2014).

As células seladas podem resistir a completa descarga e ciclos profundos mais eficiente que tipos de células chumbo ácido. Entretanto, elas devem ser carregadas o mais rapidamente possível para impedir danos permanentes a bateria.

As principais desvantagens das baterias seladas em relação aos demais tipos de baterias, são o custo e a impossibilidade de serem armazenadas ou destruídas sem o eletrólito. Embora esse tipo de bateria possua uma baixa taxa de autodescarga, podem ser prejudicadas

permanentemente pela sulfatação se forem mantidas por longo tempo sem carregamento. O custo destas baterias pode ser compensado pela maior capacidade útil e maiores valores de profundidade de descarga. (GTES, 2014).

2.3.3 Inversores de Tensão

A GTES (2004), define o inversor como um dispositivo eletrônico responsável pela conversão a corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA). Em algumas literaturas também é conhecido como conversor CC-CA, ou como Unidade Condicionadora de potência (PCU). A energia CC pode ser proveniente de variadas fontes, como, de baterias, células à combustível ou nos módulos fotovoltaicos que é o objeto de estudo nesse projeto.

Ainda conforme o GTES (2004), existem dois tipos de inversores, os estáticos e os eletromecânicos, onde apenas os conversores estáticos serão estudados em nosso caso nos sistemas fotovoltaicos, pois os conversores rotativos são menos eficientes que os inversores eletrônicos para uma mesma potência de saída, e as partes móveis dos conversores rotativos necessitam de manutenção periódica. Na Figura 22, é apresentado um inversor eletrônico $24 V_{CC} / 220 V_{CA}$ para fins de exemplificação.

Figura 22- Inversor eletrônico senoidal Epsolar, modelo SHI2000-22



Fonte: Neosolar Energia, 2016.

De acordo com a GTES (2004), os conversores estáticos utilizam dispositivos semicondutores que chaveiam a entrada CC, produzindo uma saída CA de frequência determinada, sendo que os inversores monofásicos são geralmente adequados para aplicações

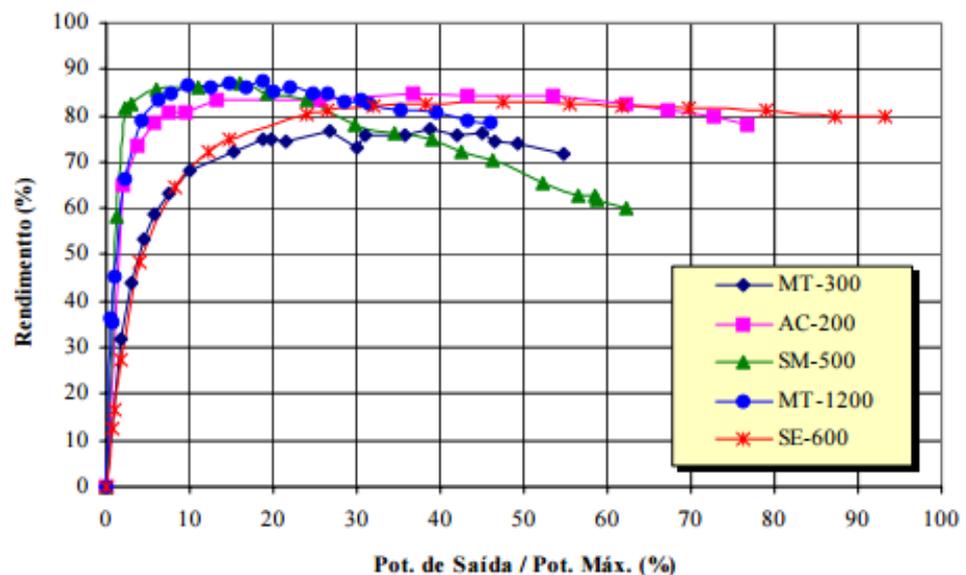
de baixa potência, isto é, até 5 kW, e acima desse valor, é comum utilizar inversores trifásicos.

Os inversores operam comumente com tensões de entrada de 12, 24, 48 e 120 V_{CC} , e entregando na saída normalmente tensões da ordem de 120 ou 240 V_{CA} , e frequências de 50 ou 60 Hz . Para especificar um inversor, é preciso considerar a tensão de entrada CC e a tensão de saída CA, faixa de tensão aceitável, potência nominal, potência de surto, frequência, forma de onda e distorção harmônica (THD), temperatura ambiente e humidade do local da instalação.

De acordo com o GTES (2014), algumas características devem ser observadas nas especificações de um inversor fotovoltaico. As principais são apresentadas abaixo.

- Forma de onda e Distorção harmônica: a forma de onda da tensão CA produzida deve ser senoidal pura, e a distorção harmônica total (THD) deve ser inferior a 5% em qualquer potência nominal;
- Eficiência na conversão de potência: é a relação entre potência de saída e a potência de entrada no conversor. Deve-se optar por inversores com eficiência igual ou superior a 85%, quando operando na faixa entre 50% e 100% da potência nominal. A Figura 23 ilustra as curvas de eficiência de alguns modelos de inversores comerciais utilizados em sistemas fotovoltaicos isolados;

Figura 23- Curvas de eficiência para cargas resistivas de alguns inversores para uso em sistemas fotovoltaicos isolados



Fonte: Couto, 2000.

- Potência nominal de saída: indica a potência que o inversor pode prover à carga em regime contínuo. Em sistemas isolados, o inversor deve ser especificado para fornecer uma potência sempre superior às necessidades máximas das cargas conectadas, de forma a considerar um aumento momentâneo da demanda de potência;
- Potência de surto: aplicado somente para sistemas isolados, indica a capacidade do inversor em exceder sua potência nominal por certo período de tempo;
- Taxa de utilização: número de horas em que o inversor poderá fornecer energia operando com potência nominal;
- Tensão de entrada: é a tensão CC de entrada do inversor, que normalmente são de 12V, 24V ou 48V, comumente fornecidos por baterias, e devem ser compatíveis com os requisitos de entrada do inversor. A tensão de entrada do inversor deve ser especificada para maior, quanto maior for a potência demandada pelas cargas do sistema, a fim de manter as correntes CC em níveis aceitáveis. Assim, quando a bateria se descarrega e a tensão CC do sistema cai abaixo de um valor mínimo especificado, alguns inversores desligam-se automaticamente;
- Tensão de saída: pode ser regulada na maioria dos inversores, e sua escolha depende da tensão de operação das cargas. No Brasil, são utilizadas tensões de 127 ou 220 V, dependendo região ou cidade;
- Frequência da tensão de saída: indica a frequência da tensão CA de saída do inversor. No Brasil os aparelhos elétricos convencionais usados como cargas CA, são fabricados para operar na frequência de 60 Hz;
- Consumo de potência em *standby* ou autoconsumo: é a quantidade de potência que o inversor utiliza, mesmo sem nenhuma carga conectada;
- Temperatura e umidade do ambiente: deve ser citada a temperatura ambiente máxima do local de instalação na qual se requer a potência nominal máxima do inversor, pois a temperatura de operação do mesmo afeta a eficiência. Além disso deve ser citada a umidade relativa do ambiente e solicitada a proteção adequada para esse requisito;
- Grau de proteção: o grau de proteção IP (*Ingress Protection*), classifica e avalia o grau de proteção de pessoas contra o contato a partes energizadas sem isolamento, proteção contra entrada de poeira e contato acidental com água nos contatos elétrico. O grau de proteção IP a ser especificado varia de acordo com o ambiente onde o inversor será instalado, se abrigado ou não. Normalmente em ambientes desabrigados se estabelece IP54 e para ambientes abrigados IP 20 ou melhor. Os tipos de proteção apresentadas

pelos inversores para sistemas fotovoltaicos isolados são: Sobre tensão na entrada, inversão de polaridade na entrada CC, curto circuito na saída CA, sobrecargas e elevação de temperatura.

2.3.4 Conversores CC-CC

Segundo o GTES (2014), os conversores CC-CC são comumente utilizados em sistemas fotovoltaicos como controlador de carga de baterias a partir da energia gerada pelos painéis solares. Através da utilização desses conversores é possível controlar de forma mais precisa a corrente e a tensão aplicada às baterias, o que proporciona um aumento da vida útil das mesmas e melhor eficiência no processo de transferência de energia dos painéis para as baterias. Também é necessário utilizar este conversor quando se deseja uma tensão CC de saída de valor diferente daquele fornecido pelas baterias e painéis, sendo que pode se utilizar este conversor tanto para elevar a tensão quanto para abaixar a tensão.

Alguns desses conversores podem conter um sistema de controle que permita extrair do painel solar a máxima potência que está sendo gerada e com isso obter um melhor rendimento do sistema. Tal mecanismo de controle é conhecido por (*Maximum Power Point Tracker*), *MPPT* ou Seguidor do Ponto de Máxima Potência, e segundo a publicação, dependendo da situação, sua utilização pode resultar em um significativo ganho de energia. (GTES, 2014). A Figura 24 abaixo apresenta um controlador de carga Tristar MPPT 24 V / 45 A, modelo TS-MPPT-45, da fabricante Morningstar.

Figura 24- Controlador de carga, modelo TS - MPPT - 45, da fabricante Morningstar

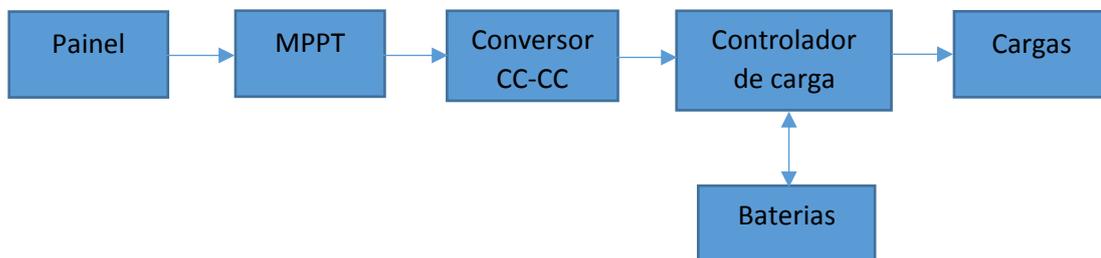


Fonte: Morningstar, 2016.

Ainda segundo o GTES (2014), a técnica MPPT analisa uma família de curvas $I \times V$ realizando o rastreamento dos pontos máximos nas curvas, onde os pontos de maior interesse na curva é ponto de máxima potência, calculado pelo produto da corrente pela tensão. A máxima potência encontra-se na região do “joelho” da curva $I \times V$. Pode-se verificar que a corrente produzida pelas células solares é diretamente proporcional à radiação solar e pouco afetada pela temperatura. Entretanto, a tensão e potência decrescem significativamente com o aumento da temperatura.

Ao longo do dia, o arranjo fotovoltaico está submetido a diferentes níveis de radiação. Dessa forma, algumas vezes os sistemas fotovoltaicos utilizam um controle eletrônico para otimização do ponto de operação, que é capaz de aumentar o rendimento de geração de energia. Nesse caso o *MPPT* é responsável por tal operação. A localização de um *MPPT*, quando incluído em um Sistema Fotovoltaico, dependerá se as cargas alimentadas por ele são CC ou CA. Dessa forma, o controle *MPPT* poderá atuar tanto sobre um conversor CC, quanto sobre um inversor. A Figura 25 mostra um sistema CC que utiliza *MPPT*.

Figura 25- Arranjo fotovoltaico utilizando *MPPT*



Fonte: Adaptado de GTES, 2006.

2.3.5 Grupos Geradores

De acordo com Pinho (2008), os grupos geradores são assim denominados devido ao conjunto composto por um motor a combustão e um gerador de corrente alternada, sendo estes montados em uma plataforma em comum e destinado ao suprimento de energia elétrica e com funcionamento autônomo, devido ao motor a combustão integrado ao mesmo.

Baseando-se na conversão da energia térmica em energia mecânica e esta convertida em energia elétrica, os grupos geradores podem possuir motores de combustão interna utilizando ciclo Otto por centelha, ou o ciclo Diesel por compressão. Assim, os grupos geradores representam a principal tecnologia para a geração de energia elétrica em áreas

remotas, devido principalmente a seu custo de instalação relativamente baixo, simplicidade de projeto do sistema e que atende a uma vasta gama de potências. (Barbosa, 2006).

Os grupos geradores, além de serem muito utilizados em área remotas e em locais que necessitam de energia elétrica ininterrupta, tais como em hospitais, indústrias, aeroportos, atualmente vem sendo utilizados com as fontes de energia alternativas, tais como, a solar e eólica, compondo, portanto, os chamados sistemas híbridos. (Pinho, 2008).

2.3.5.1 Consumo de Combustível dos Grupos Geradores

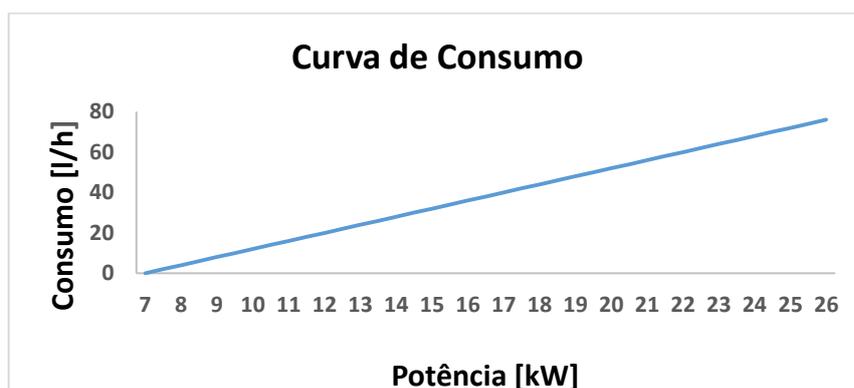
Para estimar o consumo de combustível utilizado em um grupo gerador de acordo com uma determinada demanda de energia pelas cargas, Skarstein e Uhlen (1989), desenvolveram uma relação empírica, definida conforme a Equação (1) a seguir. (Pinho, 2008).

$$F = 0,246.P_{ID} + 0,08415.P_{NG} \quad (1)$$

Onde F representa o consumo de combustível em litros/hora, P_{NG} representa a potência nominal do grupo gerador em kW, e P_{ID} representa a potência efetiva demandada pelas cargas em qualquer instante, medidos também em kW.

Portanto, para se estimar o consumo de óleo diesel em um determinado período, basta se obter o tempo de operação do gerador, bem como a demanda de potência requerida pelas cargas. A Figura 26, mostra a curva de consumo de um grupo gerador diesel de 80 kW, obtida a partir da equação (1).

Figura 26 - Consumo de óleo diesel de um gerador de 88kW em função da potência demandada



Fonte: O Autor, 2016.

3 METODOLOGIA

Este trabalho foi realizado em parceria com o comandante e proprietário da embarcação de turismo Príncipe de Joinville III, durante os meses de julho a novembro de 2016, no município de Joinville, Santa Catarina.

No presente trabalho, será apresentado um estudo de caso da implantação de um sistema fotovoltaico autônomo em uma embarcação ao qual realiza turismo na baía da Babitonga, entre os municípios de Joinville, São Francisco do Sul e Itapoá, ambos no estado de Santa Catarina, com o objetivo de reduzir as cargas aos geradores a óleo diesel, e, conseqüentemente, diminuir o consumo de combustíveis fósseis, bem como a emissão de gases relacionados ao efeito estufa. A energia alternativa solar atuará em paralelo com o gerador a óleo diesel, caracterizando, portanto, um sistema híbrido diesel-fotovoltaico.

Para o dimensionamento do sistema fotovoltaico, foi utilizado o método de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, apresentado pelo manual de engenharia para Sistemas Fotovoltaicos do Grupo de Trabalho de Energia Solar (GTES). O método de dimensionamento GTES é simples e de fácil aplicação em sistemas de baixa potência e considera a eficiência do sistema no dimensionamento.

Ao longo dos meses do estudo, foram realizadas visitas técnicas a embarcação, com o objetivo de obter dados da embarcação para o dimensionamento, como: consumo das cargas embarcadas CA durante os períodos de alta e baixa temporada de turismo, levantamento da área útil no teto da embarcação para a implantação dos módulos fotovoltaicos e demais características técnicas necessárias para o projeto, como a configuração do sistema elétrico da embarcação e dados técnico dos geradores a óleo diesel responsáveis pela geração da energia a bordo.

Em seguida, através do banco de dados do *SunData*, do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Brito (CRESESB), foi obtido os dados referentes a irradiação solar diária média mensal na região de operação da embarcação. Para obter tais dados, basta apenas dispor dos dados de latitude e longitude da região de operação da embarcação, que o programa fornece os dados referentes a irradiação na determinada região.

Após obter os dados principais para o dimensionamento do sistema fotovoltaico, baseou-se em pesquisas na internet em catálogos de fabricantes dos módulos fotovoltaicos,

baterias, conversores e inversores, para iniciar o dimensionamento dos respectivos componentes que integrarão o sistema diesel-fotovoltaico. O gerador a diesel será utilizado o mesmo já existente na embarcação.

Em seguida, foi apresentada uma proposta de configuração do sistema híbrido na embarcação, especificando-se também os dados técnicos e dimensionais dos componentes adotados para compor o sistema.

Enfim, foi realizado uma análise energética da geração anual de energia pelo sistema fotovoltaico e do consumo de energia do gerador a diesel, comparando a porcentagem mensal de penetração da energia solar no sistema. Também será analisado os custos de implantação de tal sistema, da economia de combustível nos geradores, da redução da emissão de gases relacionados ao efeito estufa e o tempo de retorno do investimento.

4 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS E LOCAL DE OPERAÇÃO DA EMBARCAÇÃO

Este capítulo aborda o estudo de caso da embarcação que realiza turismo na baía da Babitonga, localizada entre os municípios de Joinville e São Francisco do Sul, no estado de Santa Catarina, onde será focado nas características elétricas da embarcação.

Será apresentado primeiramente um breve histórico e alguns dados da embarcação e da empresa que realiza a operação, bem como, as principais características técnicas e operacionais da embarcação, as quais foram obtidas através de visitas técnicas no local de operação e na própria embarcação.

4.1 A Embarcação

O Barco Príncipe de Joinville III, é uma embarcação que realiza passeio turístico pela Baía da Babitonga. O nome da embarcação, reflete uma parte da história da cidade e homenageia o francês François Ferdinand Phillippe, o príncipe de Joinville. (Barco Príncipe, 2016).

Financiado com recursos obtidos do BNDS e construído por um estaleiro no município de Itajaí (SC), a embarcação possui 43 metros de comprimento e 10 metros de boca, construído em aço e madeira e pode acomodar até 350 passageiros com todo conforto e segurança, pois possui equipamentos de navegação de última geração possibilitando, portanto, operar em quaisquer condições climáticas. A Figura 27 ilustra uma imagem da embarcação tirada durante a visita.

Figura 27 – Barco Príncipe de Joinville III



Fonte: O Autor, 2016.

4.2 Rota de Navegação

Delimitada pelos municípios catarinenses de Itapoá, São Francisco do Sul e Joinville, a baía da Babitonga é a maior baía navegável do Estado de Santa Catarina. Com águas abrigadas de vento sul, a baía permanece na maior parte do tempo com condições favoráveis a navegação.

O passeio se inicia no píer do bairro espinheiros (Fig. 28), localizado no município de Joinville, às 10:00 horas.

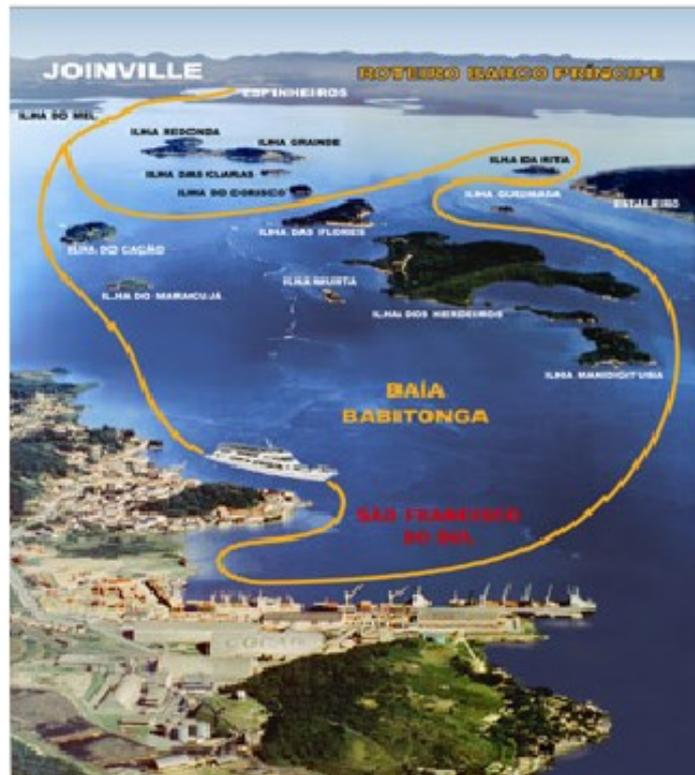
Figura 28- Píer de acesso a embarcação



Fonte: O Autor, 2016.

Após passar por 14 ilhas, pela área do porto e pelo centro histórico de São Francisco do Sul, a embarcação realiza uma parada de 01:30 horas para visitação do centro histórico. A Figura 29 a seguir, ilustra a rota de navegação da embarcação durante o percurso. (Barco Príncipe, 2016).

Figura 29- Rota de navegação da embarcação



Fonte: Barco Príncipe, 2016.

Após a parada para visitação de 01:30 horas na cidade histórica de São Francisco do Sul, a embarcação retorna ao município de Joinville às 15:30 horas. Dessa forma, será considerado nesse estudo um tempo de operação da embarcação de 05:30 horas.

4.3 Área Útil para Implantação dos Módulos Fotovoltaicos

Devido à restrita disponibilidade de área útil para implantação dos módulos fotovoltaicos em embarcações, torna o conhecimento dessa grandeza como a principal variável em questão, pois o dimensionamento será realizado a partir da mesma. O local de implantação, além de alocar os módulos, deve ser de fácil acesso, afim de se efetuar eventuais reparos no sistema. Nas embarcações, geralmente a área disponível para alocar os módulos

fotovoltaicos ficam no teto do convés superior da mesma, uma vez que a irradiação solar incide diretamente sobre os módulos.

Durante as visitas realizadas na embarcação, foi levantado a área disponível para a alocação dos módulos a fim de estimar o número máximo de módulos fotovoltaicos de acordo com a área disponível para alocação dos mesmos. Na embarcação em estudo, pode ser vista a área disponível para a implantação dos módulos fotovoltaicos, conforme mostra a Figura 30 abaixo.

Figura 30 – Área útil disponível para alocar os módulos fotovoltaicos



Fonte: Barco Príncipe, 2016.

Portanto, a partir das medidas realizadas na embarcação, é possível estabelecer a área total disponível para a implantação dos módulos fotovoltaicos na embarcação. Através dos dados levantados durante as visitas à embarcação, foi considerado as medidas de 20,0 metros de comprimento por 8,0 metros de largura. Assim a área útil total disponível para implantação dos módulos fotovoltaicos é de aproximadamente 160,0 m².

5 ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA PARA IMPLANTAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Segundo Couto (2000), a viabilidade de um sistema fotovoltaico depende, além do custo, a análise criteriosa da radiação solar incidente na região de implantação do sistema, da demanda diária de energia solicitada pelas cargas, das características elétricas das cargas e dos hábitos do consumidor.

De acordo com Freitas (2008), pelos custos relativamente elevados dos sistemas fotovoltaicos autônomos em relação a capacidade de geração de energia, é importante que alguns critérios de dimensionamento sejam adotados, pois instalações superdimensionadas acarretam em custos muito alto na implantação do sistema, e ao contrário, as instalações subdimensionadas levam ao descrédito da tecnologia fotovoltaica, não atendendo aos requisitos de projeto e demanda de energia para as cargas.

Couto (2000), discorre que, para o correto dimensionamento um sistema fotovoltaico, dever ser considerado alguns aspectos importante, conforme expostos abaixo.

- Avaliação dos recursos energéticos disponíveis, que consiste em quantificar a radiação solar incidente no plano dos módulos fotovoltaicos, dessa forma possibilita estimar a energia gerada de acordo com as características dos módulos, pois devido a diversos fatores como as estações do ano, períodos de chuva e grande nebulosidade, a radiação solar que chega a superfície terrestre apresenta grande variabilidade, o que dificulta a mensurar a quantidade de energia disponível no plano dos módulos para a utilização na conversão;
- Estimativas de consumo do sistema fotovoltaico. Visto que não é uma tarefa fácil de realizar, pois na maioria das vezes não se sabe exatamente o tempo de operação de cada equipamento, o que implica no desconhecimento da real potência demandada pelo sistema. O ideal seria utilizar medidores de consumo e tempo exato de operação do mesmo, mas nem sempre é possível utilizar tal recurso, dessa forma esses dados serão tomados como uma média, logo um erro estará associado a essas leituras de potência requerida por cada carga do sistema fotovoltaico;
- Desenvolvimento conceitual do sistema, que define qual valor da tensão adotar no sistema, visto que os sistemas fotovoltaicos geralmente operam em 12, 24, 48 ou 120 . Essa tensão tem grande importância no sistema, pois em sistema que operam em

tensões mais elevadas implicam em uma corrente mais baixa, e sistemas com tensões níveis de tensões mais baixa implicam em uma corrente mais alta. Essa questão tem forte influência no dimensionamento e especificação dos equipamentos como inversores, controladores de carga, bitola dos cabos e também nos módulos fotovoltaicos.

5.1 Recurso Solar

Conforme publicado por Freitas (2008), para a implantação de um sistema fotovoltaico e análise da viabilidade do projeto, torna-se necessário além do conhecimento da demanda de energia requerida pelas cargas, o conhecimento dos índices de incidência de radiação solar no plano dos módulos na região em que o sistema será implantado.

Nessa fase do projeto, busca-se quantificar a radiação solar global incidente sobre os painéis fotovoltaicos de forma a podermos calcular a energia gerada pelos mesmos.

De acordo com o GTES (2004), os dados de radiação solar são geralmente especificados em termos de fluxo de potência em valores instantâneos ou energia por unidade de área, sendo que a forma mais comum de apresentação dos dados de radiação é através dos valores médios mensais para a energia acumulada ao longo de um dia. Para as medições de radiação disponíveis no Brasil as grandezas de número de horas de insolação e radiação global, são medidos no plano horizontal do módulo, ou seja, não utilizam *trackers*, que fazem o rastreamento do melhor ponto de insolação no módulo ou sempre no plano normal aos raios solares, dessa forma otimizando a eficiência de geração.

Para efeito deste estudo, será considerado a instalação dos módulos fotovoltaicos sem inclinação, pois, pela natureza da operação da embarcação e mudanças constantes da posição em relação ao sol, não se justifica o melhor ângulo de posicionamento dos módulos e dessa forma a necessidade de implantação de *trackers*, podendo influenciar em perda de área útil para implantação dos módulos fotovoltaicos

Assim, através do banco de dados solar *SunData*, disponibilizado pela GTES, entrando com os valores de 26,2° Sul de Latitude, 48,63° de Longitude Oeste e plano inclinado de 0° Norte, encontramos os dados de radiação diária média durante os meses do ano apenas para o município de São Francisco do Sul, que se localiza muito próximo de Joinville. Como a rota de operação da embarcação envolve os dois municípios, esses dados podem ser utilizados para o dimensionamento do sistema fotovoltaicos, conforme é apresentado pela Tabela 1 abaixo.

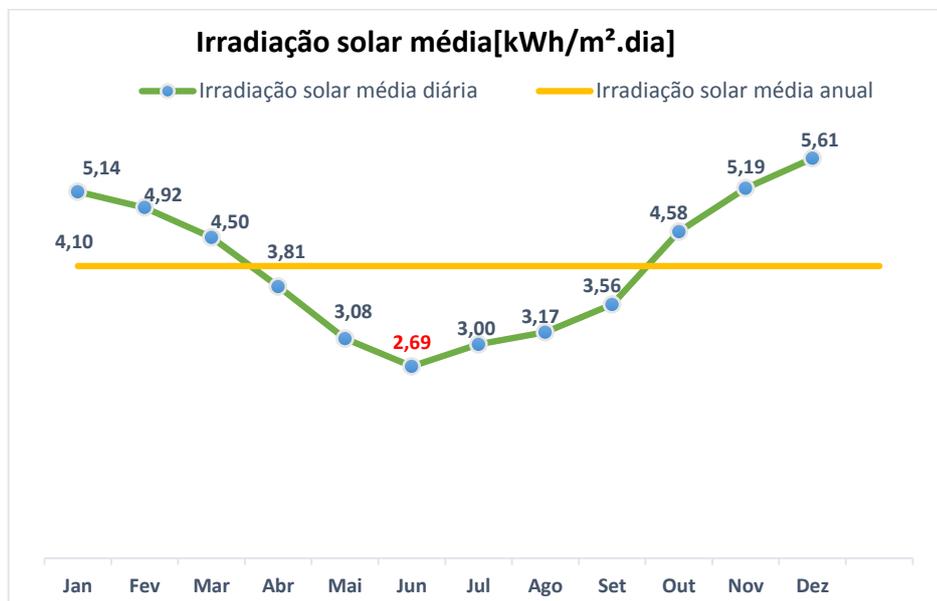
Tabela 1 - Irradiação solar diária média mensal para o município de São Francisco do Sul

Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												
Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
5,14	4,92	4,50	3,81	3,08	2,69	3,00	3,17	3,56	4,58	5,19	5,61	4,10

Fonte: O Autor com Dados do *Sun Data*, 2016.

Através dos dados de radiação solar média diária, a partir do *SunData*, é possível mostrar graficamente essa distribuição anual de irradiação solar no município de São Francisco do Sul, conforme a Figura 31 a seguir.

Figura 31 – Dados de irradiação solar diária média mensal



Fonte: O Autor com Dados do Sun Data, 2016.

Na Figura 31, é mostrado a variação da incidência de Irradiação diária média a longo dos meses do ano no município de São Francisco do Sul. Como podemos observar, o menor índice registrado ocorre no mês de junho, ou seja, no inverno, enquanto o maior índice registrado ocorre nos meses de janeiro e dezembro, que representa o verão no hemisfério Sul.

5.2 Descrição da Instalação

Segundo Couto (2000), a estimativa do consumo de energia em sistemas fotovoltaicos não é uma tarefa muito simples, pois na maioria das vezes não se conhece o tempo de operação de cada equipamento, o que torna a medição em certo ponto imprecisa.

Ainda de acordo com o autor, a determinação do consumo depende da estimativa do tempo de funcionamento de cada equipamento do sistema, conhecendo com relativa precisão, os hábitos, o tipo de utilização e o perfil de utilização de cada usuário e além de conhecer o mais próximo possível o comportamento de cada equipamento e seu consumo exato.

Afim de realizar o levantamento das cargas da embarcação em estudo, foi realizado uma visita técnica na embarcação nos meses de julho e agosto de 2016, afim de conhecer as demandas energéticas na embarcação.

Toda a alimentação de energia da embarcação, é sustentada por dois geradores a Diesel trifásico, modelo C65 D6, que em plena carga é capaz de gerar até 110 KVA de potência cada (Fig. 32), instalados na casa e máquinas. O gerador é responsável pela geração de energia elétrica de 220 volts em corrente alternada e frequência de 60 Hz.

A embarcação utiliza apenas um desses geradores como fonte de auxiliar de energia, sendo que o outro gerador é utilizado apenas em situações que possam ocorrer eventuais problemas com o gerador principal.

Figura 32- Modelo do gerador a Diesel utilizado na embarcação



Fonte: Geradores Minas, 2016.

O objetivo das visitas técnicas, era de realizar o levantamento das cargas embarcadas, para o correto dimensionamento do sistema fotovoltaico. Porém, devido ao grande número de equipamentos como os de navegação (Fig. 33), luzes, televisões, aparelhos de som, potências de som, freezers, geladeiras, fritadeiras, lâmpadas, sanitários elétricos e dos inúmeros equipamentos existentes na embarcação, aliado a dificuldade de medição de consumo médio particular de cada equipamento, bem como da indisponibilidade da tripulação de acompanhar a pesquisa, foi necessário, estimar um consumo diário demandado pela embarcação.

Figura 33 – Eletrônicos de navegação na cabine de comando



Fonte: O Autor, 2016.

O grupo gerador a diesel da embarcação é responsável por alimentar todas as cargas CA da embarcação, que operam em tensão de 220 V. As demais cargas CC da embarcação como principalmente os equipamentos eletrônicos de navegação, que operam em tensão de 12 V, são alimentados por um conjunto de 10 baterias de 200 Ah, as quais são constantemente carregadas através do alternador acoplado no motor principal da embarcação. Portanto, será considerado nesse trabalho, apenas as cargas operando em tensão alternada (CA), pois não há necessidade de alterar o sistema que alimenta os equipamentos em corrente contínua (CC). Futuramente, caso haja a necessidade de se alterar o alternador e as baterias que alimentam as cargas CC, pode-se integrar esse sistema ao sistema híbrido em estudo.

5.3 Consumo de Energia das Cargas Embarcadas

Conforme apresentado anteriormente na descrição da instalação, o sistema de geração de energia conta com um grupo gerador diesel trifásico de 110 kVA, para a alimentação das cargas embarcadas. Por se tratar de uma embarcação de turismo, a embarcação requer uma demanda alta de energia elétrica do gerador, devido à grande quantidade de equipamentos a bordo.

De acordo com Celso Luiz Brittes, comandante da embarcação, já foram realizadas algumas medições de consumo médio de energia elétrica das cargas na embarcação logo após sua construção, medidos através da demanda de corrente drenada do gerador a diesel.

Segundo os dados, o consumo de corrente média fornecida pelo gerador era da ordem de 40 Ah nos meses de baixa temporada, relativo aos meses de abril a setembro, e na média de 80 Ah nos meses de alta temporada, relativo aos meses de outubro a março. Segundo Celso, essa variação de consumo relativo às duas temporadas distintas, se deve pela utilização de equipamentos que requerem alta potência para operar, como por exemplo o sistema de ar condicionado, que eleva consideravelmente o consumo de energia dos grupos geradores.

Portanto para a análise técnica do presente trabalho, será considerado as duas situações distintas de consumo, conforme citados acima. Através da Equação 2, e com os dados de tensão das cargas, corrente demandada, tempo de operação e fator de potência, é possível calcular o consumo médio de energia demandada pelas cargas embarcadas CA, para as duas situações distintas, conforme é mostrado a seguir.

$$C[kWh/dia] = V_{\phi} I_{\phi} \cos\theta_{\phi} \cdot n$$

Considerando que a tensão das cargas monofásicas são de 220 Vca, fator de potência igual a 0,8 e tempo de operação da embarcação (n), temos:

- Para o consumo de 40 Ah/dia

$$C[kWh/dia] = V_{\phi} I_{\phi} \cos\theta_{\phi} \cdot n = 220 \cdot 40 \cdot 0,8 \cdot 5,3 = 37,31 kWh/dia$$

- Para o consumo de 80 Ah/dia

$$C[kWh/dia] = V_{\phi} I_{\phi} \cos\theta_{\phi} \cdot n = 220 \cdot 80 \cdot 0,8 \cdot 5,3 = 74,62 kWh/dia$$

Para os cálculos de potência média total durante a operação da embarcação, estipulado em 5:30 horas, e fator de potência como não foi possível obter esse valor através de medições, foi utilizado o valor de 0,8, que segundo Pinho (2008), quando não se tem conhecimento dessa grandeza, o referido valor é uma boa estimativa para o cálculo.

5.4 Método para o Dimensionamento dos Painéis Fotovoltaicos

Uma vez conhecidos os valores das potências das cargas requeridos pelo sistema em seu ciclo diário de operação, determina-se o consumo diário das cargas que operam em corrente contínua (CC) e das cargas que operam em corrente alternada (CA), e assim comparar a tensão escolhida para a operação do sistema com a operação das cargas (CC e CA), e assim identificar a necessidade de conversores (CC-CC) ou inversores (CC-CA), para atingir os níveis de tensões desejados. Dessa forma, deve-se considerar as perdas associados a cada conversor de potência.

Assim, calcula-se primeiramente o consumo das cargas referentes às componentes contínuas ($L_{diário,CC}$) e das componentes alternadas ($L_{diário,CA}$), a partir das Equações (3) e (4) a seguir.

$$L_{diário,CC} = \sum P_{iCC} \cdot t \quad (2)$$

$$L_{diário,CA} = \sum P_{iCA} \cdot t \quad (3)$$

Onde, P_{iCC} e P_{iCA} representam respectivamente as potências em Watt (W) dos i equipamentos que operam em corrente contínua e alternada, e t é o tempo de operação de cada equipamento em horas (h).

Após os cálculos relacionadas aos consumos das cargas referentes às componentes contínuas e alternadas do sistema, calcula-se o consumo diário médio total de energia do sistema, considerando as perdas relativas às eficiências do conversor (η_{conv}) e do inversor (η_{inv}), através da Equação (5) abaixo.

$$L_{diário,total}[Wh/dia] = \frac{L_{diário,CC}[Wh/dia]}{\eta_{conv}} + \frac{L_{diário,CA}[Wh/dia]}{\eta_{inv}} \quad (4)$$

Onde, η_{conv} e η_{inv} , são eficiências de conversão de potência, relacionados as perdas de energia do conversor e do inversor respectivamente. No entanto, quando não se julgar necessária a utilização desses dispositivos, devem-se desconsiderar essas eficiências para não interferir nos cálculos. Assim, caso a eficiência de conversão não for especificada pelos próprios componentes ou fabricantes, podem ser utilizados valores padrões, conforme sugeridos pela GTES (2004), os quais são apresentados na Tabela 2 abaixo.

Tabela 2 – Eficiência dos conversores de potência

Item	Eficiência
Inversores (CC-CA)	0,80
Conversores (CC-CC)	0,85

Fonte: GTES, 2004.

Segundo a GTES (2004), para o correto dimensionamento do sistema fotovoltaicos, ainda devem ser considerados as perdas de energia causada pelos condutores (η_{cond}), e da eficiência das baterias (η_{bat}), devido as perdas internas. Essas eficiências de condução e das baterias são valores padrões, os quais são apresentados na Tabela 3 a seguir.

Tabela 3 - Eficiência de condutores e baterias

Item	Eficiência
Condutores	0,98
Bateria	0,95

Fonte: GTES, 2004.

Dessa forma, é possível calcular o consumo médio diário total de energia das cargas corrigido ($L_{diário, total\ corr}$) a partir da equação (6) a seguir.

$$L_{diário, total\ corr} [Wh/dia] = \frac{L_{diário, CC} [Wh/dia]}{\eta_{conv} \cdot \eta_{cond} \cdot \eta_{bat}} + \frac{L_{diário, CA} [Wh/dia]}{\eta_{inv} \cdot \eta_{cond} \cdot \eta_{bat}} \quad (5)$$

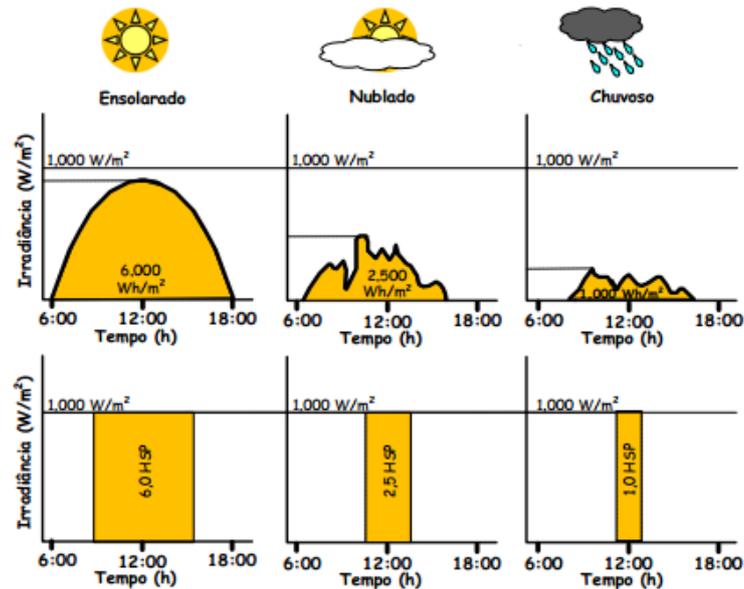
Para expressar o consumo de corrente (Q_{Ah}) em Ampère-hora por dia, divide-se a equação (6) pela tensão de operação do sistema escolhido, o qual é dado pela expressão (7) abaixo.

$$Q [Ah/dia] = \frac{L_{diário, total\ corr} [Wh/dia]}{V_{nom} [V]} \quad (6)$$

Ainda para o dimensionamento do painel fotovoltaico, é bastante conveniente utilizar o valor acumulado de energia solar ao longo de um dia, ao qual é expresso através do número de horas de Sol Pleno (SP). Esta grandeza reflete o número de horas em que a radiação solar deve permanecer constante e igual a 1 kW/m² de forma a energia resultante seja equivalente à energia acumulada durante o dia. (GTES, 2004). Para melhor compreensão da

grandeza Horas de Sol Pleno, a Figura 34 a seguir ilustra perfis de radiação solar nas situações de dia ensolarado, dia nublado e em dias chuvosos.

Figura 34- Exemplos de perfis de radiação solar com valores equivalentes de Sol Pleno



Fonte: GTES, 2014.

Conforme exposto na seção anterior, utiliza-se o valor SP para o cada mês do ano, conforme é apresentado pela Equação (8) a seguir.

$$SP[\text{horas/dia}] = \frac{SP_{crit}[\text{kWh/m}^2]}{[\text{kW/m}^2]} \quad (7)$$

Com isso, é possível calcular a corrente de projeto do painel fotovoltaico para as condições de irradiação solar no mês crítico, utilizando-se a Equação (9).

$$I_{proj}[A] = \frac{Q[\text{Ah/dia}]}{SP[\text{h/dia}]} \quad (8)$$

Através do cálculo da corrente de projeto, é possível realizar o dimensionamento do painel fotovoltaico. No entanto, é necessário considerar o fator de correção do módulo fotovoltaico, ao qual serve de ajuste da corrente devido as perdas pelas condições de campo, relacionado com o acúmulo de poeira, perdas entre os módulos mal conectados e devido a degradação ao longo dos anos de operação, temperatura de trabalho, sombreamento, entre outros. Segundo a GTES (2004), caso esses fatores de ajuste de corrente não sejam

informados pelo fabricante do módulo, recomenda-se utilizar valores padrões para módulos do tipo cristalino e amorfo conforme a Tabela 4 abaixo.

Tabela 4 – Fator de correção para módulos cristalinos e amorfos

Tipo de módulo	Fator
Cristalino	0,90
Amorfo	0,70

Fonte: Adaptado de GTES, 2004.

Dessa forma, o cálculo da corrente corrigida devido ao fator de correção do módulo ($I_{proj.corr.}$) é realizado de acordo com a Equação (10) a seguir.

$$I_{proj.corr.}[A] = \frac{I_{proj}[A]}{\eta_{módulo}} \quad (9)$$

Enfim, após o cálculo da corrente de projeto corrigida devido ao fator de correção do módulo, é possível determinar o número e a área de módulos fotovoltaicos que serão utilizados no sistema. Para isso, utiliza-se a Equação (11) para determinar o número de módulos associados em paralelo no arranjo.

$$N_{MP} = \frac{I_{proj.corr.}[A]}{I_{Módulo}[A]} \quad (10)$$

Em que o termo (N_{MP}) representa o número de módulos associados em paralelo no arranjo e ($I_{Módulo}$) representa a corrente nominal do módulo que será escolhido para o sistema.

Para que a tensão de operação escolhida para a operação do sistema seja alcançada, torna-se necessário calcular o número de módulos fotovoltaicos associados em série no arranjo, conforme pode ser visto na Equação (12) na sequência.

$$N_{MS} = \frac{V_{sistema}[V]}{V_{mpp\ módulo}[V]} = \frac{1,2 \cdot V_{sistema}[V]}{V_{mpp\ módulo}[V]} \quad (11)$$

Onde N_{MS} , representa o número de módulos associados em série no arranjo; $V_{sistema}$ representa a tensão de operação do sistema e acrescentando o coeficiente 1,2 que considera que o módulo tem que carregar uma bateria até uma tensão 20% acima da tensão nominal da mesma e considera ainda as perdas ôhmicas; $V_{mpp\ módulo}$ representa a tensão de máxima potência do módulo fotovoltaico quando estiverem operando na temperatura mais elevada prevista para o módulo na localidade de operação do mesmo.

Portanto, após determinado o número de módulos em série e paralelo do arranjo fotovoltaico, determina-se o número total de módulos fotovoltaicos (N_{MF}) que serão utilizados no sistema através da Equação (13).

$$N_{MF} = N_{MS} \cdot N_{MP} \quad (12)$$

Assim, após definido o número total de painéis fotovoltaicos que serão utilizados no sistema, é possível calcular a área total requerida para implantação do arranjo fotovoltaico (A_t), multiplicando-se a área do módulo escolhido (A_{mod}), pelo número total de módulos fotovoltaicos (N_{MF}), conforme a Equação (13) apresentada a seguir.

$$A_t [m^2] = A_{mod} \cdot N_{MF} \quad (13)$$

5.5 Método de Dimensionamento do Banco de Baterias

De acordo com Seguel (2009), a energia solar é muito dependente das condições atmosféricas, tornando-a uma fonte variável de energia. Dessa forma, em sistemas fotovoltaicos autônomos, torna-se imprescindível o emprego de um sistema de armazenamento para garantir o fornecimento de energia às cargas do sistema fotovoltaico nos horários noturnos ou nos períodos de baixa radiação, como é o caso de dias nublados ou chuvosos.

Conforme o autor, para o dimensionamento do banco de baterias, deve ser considerado dois parâmetros importantes: a autonomia do sistema e a profundidade de descarga aceita pelas baterias. A autonomia do sistema corresponde ao número de dias nos quais a energia armazenada no banco de baterias é capaz de suprir a demanda de energia do sistema sem necessidade de reposição da energia dos painéis fotovoltaicos, enquanto a profundidade de descarga está intimamente relacionada com a vida útil da bateria.

Segundo o GTES (2014), a autonomia do sistema de acumulação deve ser considerada de acordo com a disponibilidade de radiação solar do local de instalação do sistema fotovoltaico, sendo que para locais com grande incidência de radiação solar, estabelece-se um número menor de dias para a autonomia, N . Já em locais de com períodos longos de chuva, o valor de N será maior.

No entanto, deve-se calcular a capacidade de acumulação do banco de bateria (CBI_{C20}) em Ah para o regime de descarga da bateria em 20 horas (C20) em função da profundidade de descarga (P_d) da bateria utilizada. O GTES (2004) padroniza alguns valores típicos de descarga utilizados em baterias de chumbo-ácido conforme a Tabela 5 a seguir.

Tabela 5 – Profundidade de descarga típica para baterias de chumbo-ácido

Profundidade de Descarga Típica	
Tipo de bateria	Padrão
Baterias de ciclo profundo	50 - 80%
Baterias de ciclo raso	20 - 40%

Fonte: GTES, 2004.

Assim, através do consumo das cargas corrigido (Q) apresentado anteriormente pela Equação (5), é possível calcular a capacidade (CBI_{C20}) do banco de bateria conforme a Equação (13) a seguir.

$$CBI_{C20}[Ah] = \frac{Q[Ah/dia].N}{P_d} \quad (13)$$

Após o cálculo da capacidade total do banco de bateria e um modelo da bateria existente no mercado já selecionada, e para valor de regime de descarga conforme utilizado para o cálculo de (CBI_{C20}), é possível calcular o número de baterias associadas em paralelo no banco, utilizando-se a Equação (14) apresentada a seguir.

$$N_{BP} = \frac{CBI_{C20}[Ah]}{CBI_{bat}} \quad (14)$$

Onde CBI_{bat} representa a capacidade da bateria selecionada, em Ah, de acordo com o mesmo regime de descarga do valor utilizado para o cálculo de CBI_{C20} .

Para o cálculo do número de baterias associados em série (N_{BS}), utiliza-se a tensão adotada para o sistema ($V_{sistema}[V]$) dividido pela tensão nominal da bateria escolhida, de acordo com a Equação (15) a seguir.

$$N_{BS} = \frac{V_{sistema}[V]}{V_{bateria}} \quad (15)$$

Enfim, o número total de bateria para o sistema é calculado utilizando-se a Equação (16) abaixo.

$$N_{BAT} = N_{BP} \cdot N_{BS} \quad (16)$$

5.6 Método de Dimensionamento do Controlador de Carga

Uma vez dimensionado os módulos fotovoltaicos e do banco de baterias, é necessário realizar o dimensionamento dos controladores de carga para o arranjo fotovoltaico. Este componente possui grande importância no sistema, pois tem a função de proteger as baterias contra eventual sobrecarga e de descarga excessiva. (Freitas, 2008).

De acordo com a GTES (2014), o dimensionamento do controlador de carga deve considerar os limites máximos do controlador, com relação à tensão do sistema, os níveis de corrente elétrica de saída dos painéis e entrada das baterias e do tipo de bateria que será instalado no sistema.

Ainda de acordo com a publicação, para o dimensionamento da corrente mínima do controlador (I_c), deve ser considerado a corrente de curto circuito do painel ($I_{ccpainel}$) acrescida a uma margem mínima de segurança de 25%, devido a possibilidade de aumento da irradiação solar em determinados momentos e, assim, provocar um aumento excessivo na corrente elétrica gerada pelos módulos fotovoltaicos (I_{MF}). Dessa forma, a corrente de curto circuito do arranjo fotovoltaico (I_{ccAF}) é determinada pela corrente de curto circuito do módulo fotovoltaico (I_{ccPF}) multiplicado pelo número de módulos associados em paralelo (N_{MP}), conforme a Equação (17).

$$I_{ccPF}[A] = N_{MP} \cdot I_{MF} \quad (17)$$

Assim, a corrente mínima do controlador de carga (I_c) é calculada utilizando-se a Equação (18) a seguir.

$$I_c [A] = 1,25 \cdot I_{ccPF} \quad (18)$$

Após a determinação da corrente do controlador de carga, é possível determinar caso seja necessário, o número de controladores de carga associados em paralelo (N_{CP}) que devem ser instalados afim de suportar as densidades de corrente elétrica produzida pelos painéis em horários de pico de radiação solar, conforme a Equação (19) a seguir.

$$N_{CP} = \frac{I_c [A]}{I_{Cesc}} \quad (19)$$

Onde, I_{Cesc} representa a corrente do controlador escolhido em catálogos comerciais para ser utilizado no sistema.

5.7 Método de Dimensionamento do Inversor

De acordo com Freitas (2008), o dimensionamento do inversor deve ser de tal forma que consiga garantir as necessidades das cargas CA do sistema. Assim, a potência do inversor deve ser igual ou superior a potência máxima da curva de carga, devido a certos momentos de operação em que a demanda de energia é maior e não haja a necessidade de troca do inversor.

O número de inversores (N_{inv}) para o sistema é calculado dividindo-se o valor da potência consumida pelas cargas CA (P_{CA}) pelo valor da potência do inversor (P_{inv}) escolhido para o dimensionamento, conforme a Equação (20) apresentada a seguir.

$$N_{inv} = \frac{P_{CA}}{P_{inv}} \quad (20)$$

Segundo Freitas (2008), para o dimensionamento do inversor deve-se considerar a potência de saída do inversor dimensionada para a máxima carga CA.

6 RESULTADOS

Nesse tópico serão apresentados os resultados dos dimensionamentos dos painéis fotovoltaicos, do banco de baterias, dos controladores de carga e inversores de tensão, de acordo com os métodos apresentados no capítulo 5, anteriormente. Embora são elementos integrantes na instalação de sistemas fotovoltaicos, no presente trabalho, não será considerado o dimensionamento dos cabamentos, dispositivos de proteção, conectores e demais itens que integram o sistema.

6.1 Dimensionamento dos Painéis Fotovoltaicos

Nesse tópico será aplicado a metodologia de dimensionamento do painel fotovoltaico, realizando de acordo com a área útil disponível para a implantação dos módulos fotovoltaicos no teto da embarcação, portanto, será iniciado o dimensionamento partindo do número total de módulos fotovoltaicos que podem ser alocados de acordo com a área disponível, seguindo, portanto, o caminho inverso do método de dimensionamento anteriormente apresentado.

Para iniciar o dimensionamento, é necessário realizar a escolha de um modelo de painel fotovoltaico existente no mercado. Nesse projeto, será utilizado um painel solar monocristalino semi flexível da fabricante KINGSOLAR. As justificativas pela escolha desse modelo de módulo, está relacionado principalmente com seu peso, pois em embarcações o objetivo é sempre diminuir o peso de equipamentos embarcados e pelo fato de os painéis fotovoltaicos serem instalados na parte mais alta da embarcação, muitas vezes pode elevar consideravelmente o centro de gravidade da embarcação, afetando a estabilidade da mesma. A tabela 6 a seguir, apresenta os principais parâmetros elétricos e dimensionais do módulo escolhido.

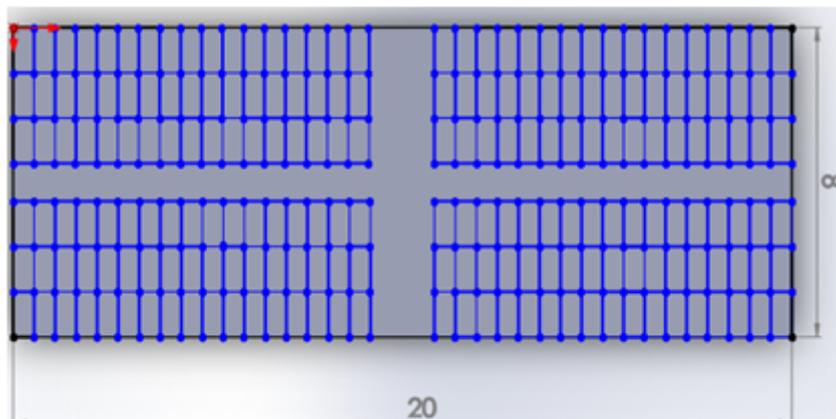
Tabela 6 – Características elétrica e dimensionais do módulo selecionado

Parâmetros técnicos do módulo fotovoltaico	
Fabricante	KINGSOLAR
Modelo	SE120
Máxima Potência [W]	120
Tensão de máxima potência [V]	18
Corrente de Máxima Potência [A]	6,66
Tensão de Circuito Aberto [V]	23
Corrente de Curto Circuito [A]	5,52
Eficiência do Módulo [%]	23,5
Tipo de célula	Monocristalino
Dimensões [mm]	1170,9x538,5x3,6
Peso [Kg]	2,20

Fonte: O Autor, 2016.

Considerando os dados do módulo apresentados na Tabela 6, em que o módulo possui as dimensões de 1,170 metros de comprimento por 0,540 metros de largura, é possível distribuir esses módulos no teto da embarcação, conforme é mostrado na Figura 35 a seguir.

Figura 35 – Distribuição dos módulos fotovoltaicos a partir da área útil da embarcação



Fonte: O Autor, 2016.

Conforme a Figura 35 anterior, nota-se que é possível alocar ao todo 208 módulos fotovoltaicos do modelo SE 120, de acordo com os 160 m² de área útil disponível na embarcação.

Nota-se que na distribuição dos módulos não foi utilizado toda a área disponível no teto da embarcação, devido a possibilidade de se poder circular entre os módulos e podendo realizar inspeções e manutenção no sistema sem a necessidade de pisar sobre os módulos, o que pode vir a ser danificado. Dessa forma, a área total ocupada pelos painéis será de 128,9

m², área essa considerada de acordo com o módulo fotovoltaico escolhido para o dimensionamento.

Assim, a partir da aplicação das Equações (12) e (13) apresentadas anteriormente, é possível calcular o número de módulos em série (N_{MS}) e o número de módulos em paralelo (N_{MP}) requerido para o projeto, de acordo com o número total de módulos fotovoltaicos que podem ser alocados no teto da embarcação e de dados do módulo fotovoltaicos escolhido (Tabela 6), conforme é mostrado abaixo.

$$N_{MS} = \frac{V_{sistema} [V]}{V_{mpp \text{ módulo}} [V]} = \frac{1,2 \cdot V_{sistema} [V]}{V_{mpp \text{ módulo}} [V]} = \frac{1,2 \cdot 120}{18} = 8$$

A tensão de 120 Volts utilizada no dimensionamento foi julgada adequada afim de não elevar demais a corrente, pois interfere na escolha e disponibilidade de equipamentos que operam com correntes elevadas como os controladores de carga e inversores. Outro fator importante na escolha de tensões maiores no sistema é a diminuição nos diâmetros dos cabos pela redução da corrente, o que diminui as perdas por condução e diminui os custos com cabeamento.

Como foi determinado em 208 o número total de módulos fotovoltaicos (N_{MF}) é possível calcular o número de módulos associados em paralelo no projeto.

$$N_{MF} = N_{MS} \cdot N_{MP}$$

Assim,

$$N_{MP} = \frac{208}{8} = 26$$

Com isso, é possível através da Equação (11) calcular a corrente total corrigida das cargas.

$$N_{MP} = \frac{I_{proj.corr.} [A]}{I_{Módulo} [A]}$$

$$I_{proj.corr.}[A] = N_{MP} \cdot I_{Módulo}[A]$$

Como é conhecido os valores de N_{MP} e $I_{Módulo}[A]$, então:

$$I_{proj.corr.}[A] = 26,66 \cdot 6,66 = 173,16 \text{ A}$$

Assim, utilizando a Equação (10), é possível calcular a corrente de projeto considerando o fator de correção do painel, conforme a seguir.

$$I_{proj.corr.}[A] = \frac{I_{proj}[A]}{\eta_{módulo}}$$

Utilizando o fator de correção do painel igual a 0,9, obtemos:

$$I_{proj}[A] = I_{proj.corr.}[A] \cdot \eta_{módulo} = 173,16 \cdot 0,9 = 155,9 \text{ A}$$

Através da Equação (9), é possível calcular a corrente gerada pelos painéis para as cargas corrigida, multiplicando-se a corrente de projeto ($I_{proj}[A]$) pelo número de horas de sol pleno (SP) no mês de maior irradiação solar média diária, conforme apresentado abaixo.

$$I_{proj}[A] = \frac{Q[Ah/dia]}{SP[h/dia]}$$

E dessa forma:

$$Q[Ah/dia] = I_{proj}[A] \cdot SP[h/dia] = 155,9 \cdot 5,61 = 874,3 \text{ Ah/dia}$$

Para calcularmos a energia gerada pelos painéis em Watt-hora, multiplicamos a corrente corrigida ($Q[Ah/dia]$) pela tensão de operação do sistema ($V_{nom}[V]$), conforme segue.

$$L_{diário,total\ corr}[Wh/dia] = Q[Ah/dia] \cdot V_{nom}[V]$$

Assim:

$$L_{diário, total\ corr} [Wh/dia] = 874,3 [Ah/dia].120[V] = 104914,2 Wh/dia$$

Assim, a energia média gerada pelos painéis, considerando as correções devido as perdas de condução (η_{cond}), do conversor (η_{conv}), do inversor (η_{inv}) e do banco de baterias (η_{bat}) é obtida conforme mostrado a seguir.

$$L_{diário} [Wh/dia] = L_{diário, total\ corr} [Wh/dia].\eta_{conv}.\eta_{cond}.\eta_{bat}.\eta_{inv}$$

O que resulta em:

$$L_{diário} [Wh/dia] = 104914,2.0,80.0,98.0,95.0,80 = 66,42 kWh/dia$$

Portanto, chega-se a máxima energia que pode ser gerada pelos painéis fotovoltaicos no mês de maior radiação solar diária média, totalizando 66,42 kWh/dia, com o sistema operando em 120 *Volts* e acrescentando as perdas totais envolvidas no dimensionamento. O sistema fotovoltaico será formado por 26 arranjos de 8 módulos fotovoltaicos em série em paralelo, para formar a configuração do sistema.

6.2 Dimensionamento do Banco de Bateria

O Banco de baterias do sistema foi dimensionado utilizando o método da GTES (2014), seguindo as equações, considerações e correções aplicadas ao dimensionamento dos acumuladores.

A escolha do tipo de bateria a ser utilizado em sistemas fotovoltaicos é de grande importância para o bom funcionamento do sistema, sendo também o equipamento mais caro e que deve ser substituído ao longo do ciclo de vida do projeto.

O desempenho do sistema está intimamente relacionado ao banco de baterias que estão sendo utilizados. Em sistemas fotovoltaicos autônomos no Brasil é bastante comum utilizar baterias de chumbo-ácido, do tipo estacionária. Porém, esse tipo de bateria devido a seu baixo número de ciclos em descargas mais profundas (60% ou mais) torna-se inviável na aplicação em uma embarcação, em que eventualmente possa ocorrer ciclos profundos de descarga e dessa forma necessitando-se trocar o banco de baterias quatro vezes ou mais durante o ciclo de vida do sistema fotovoltaico.

Entretanto, ainda há grande dificuldade no Brasil de encontrar empresas que fabricam ou fornecem baterias de composição diferentes das de chumbo-ácido, como as baterias a base de lítio, níquel-cádmio ou do tipo OPzV economicamente viável a sistemas fotovoltaicos. Assim, a maioria de modelos de baterias de alta performance para uso fotovoltaico são de empresas estrangeiras, o que necessitam ser importadas para o país e com altas taxas associados ao produto. A Tabela 7 mostra alguns dados técnicos para comparação de diferentes modelos de baterias utilizados em sistemas fotovoltaicos, cotados em sites da internet no exterior.

Tabela 7 - Comparação de diferentes modelos de baterias para sistemas fotovoltaicos

Tipo de bateria	Selada AGM	Lifepo4	OPzV
Tensão [V]	12	12	12
Capacidade C20[Ah]	225	200	300
Nº Ciclos @60%	900	2500	1500
Peso [kg]	60	33	168
Preço [R\$]	1984	7680	6144

Fonte: O Autor, 2016.

Na Tabela 7, é possível observar diferentes modelos de baterias que poderiam ser utilizados no sistema e as especificações de modelos de capacidades próximas. As baterias a base de lítio (Lifepo4), seria melhor opção, devido a maior relação kW/kg e número de ciclos que em profundidade de descarga de 60 %, estima-se em mais 2500. Outro grande diferencial desse tipo de bateria é o peso, que em veículos como embarcações por exemplo, é um fator importante. Na embarcação em estudo, a questão de peso não é tão importante, pois cascos do tipo deslocante, são para baixas velocidades e, portanto, não influencia significativamente.

O modelo de bateria do tipo de OPzV seria uma boa opção, apesar de ser uma bateria pesada, é um modelo que vem sendo amplamente utilizada em sistemas fotovoltaicos devido à alta vida em ciclos dessa bateria. Porém, seu custo é elevado quando comparado as baterias convencionais do tipo chumbo-ácido.

Em resumo, com relação a escolha do modelo da bateria para integrar o sistema fotovoltaico, a melhor opção seria a bateria de lítio, depois o modelo OPzV e por último a bateria selada, que possuem vida em ciclo menor, porém seu custo é bem reduzido. A cotação da bateria a base de lítio foi realizada em empresas do exterior e, portanto, o custo final da importação inviabilizaria o projeto, pois uma estimativa realizada na página de um fornecedor no exterior, só de frete de uma (1) unidade de bateria de lítio 12V 200Ah, chegaria a

aproximadamente R\$ 10.000,00 mais encargos de importação e taxaço, caso necessário. Portanto, só o custo do banco de baterias de lítio já seria suficiente para inviabilizar o projeto.

Além do custo inerente a importação, o Brasil possui rígidas restrições para importações de baterias a base de lítio, o que dificulta ainda mais a utilização desse tipo de bateria no mercado nacional.

Logo, a escolha de bateria para o integrar o sistema foi a bateria AGM selada de ciclo profundo, que apesar de suas restrições em relação a descargas profundas e vida cíclica, esse modelo foi encontrado no catálogo de um importador no Brasil, já com as devidas taxas relativas à importação e com um custo atraente, além do fato de se tratar de uma bateria com desempenho superior as baterias estacionárias comuns encontradas em catálogos nacionais.

Assim, considerando uma autonomia do sistema (N) de 1,5 dias e considerando a profundidade de descarga de 60% afim de aumentar a vida útil da bateria, a capacidade do banco de bateria é calculada através da Equação (13), conforme exposto a seguir.

$$CBI_{C20}[Ah] = \frac{Q[Ah/dia].N[dias]}{P_d}$$

$$CBI_{C20}[Ah] = \frac{553,49[Ah/dia].1,5[dias]}{0,6} = 1383,8 Ah$$

Portanto, chega-se a uma capacidade do banco de bateria de 1383,8 Ah. Para prosseguir o dimensionamento é necessário escolher um modelo de bateria existente no mercado, sendo que para esse projeto será escolhido o modelo UP-TFS250-12, da fabricante U- Power. A Tabela 8 a seguir mostra os dados técnicos e dimensionais do modelo escolhido.

Tabela 8 – Dados técnicos e dimensionais da Bateria Selecionada

Dados técnicos	Unidade	Valor
Fabricante	U-Power	
Modelo	UP-TFS250-12	
Tensão nominal	V	12
Capacidade nominal	Ah	250
Dimensões	mm	555x125x320
Peso	Kg	59,2

Fonte: Adaptado de U-Power, 2016

A partir da escolha de um modelo de bateria e dos dados técnicos da mesma, calcula-se o número de baterias associados em paralelo (N_{BP}) para o sistema, através da Equação (14).

$$N_{BP} = \frac{CBI_{C20}[Ah]}{CBI_{bat}[Ah]}$$

$$N_{BP} = \frac{1383,8}{225} \approx 6$$

Da mesma forma, calcula-se o número de baterias associadas em série (N_{BS}) para o sistema, utilizando a Equação (15), conforme é mostrado abaixo.

$$N_{BS} = \frac{V_{sistema}[V]}{V_{bateria}[V]}$$

$$N_{BS} = \frac{120[V]}{12[V]} = 10$$

Assim, o número total de baterias será dado por:

$$N_{BAT} = N_{BP} \cdot N_{BS} = 60$$

Portanto, o sistema contará com um total de 60 baterias seladas de 225 Ah/12V, com profundidade de descarga de 60%, conectadas em 6 arranjos em paralelo de 10 baterias associadas em série, operando com tensão de 120 Volts CC.

6.3 Dimensionamento do Controlador de Carga

Para o dimensionamento dos controladores de carga é necessário primeiramente calcular a corrente de curto circuito dos painéis através da Equação (17).

$$I_{CCPF}[A] = N_{MP} \cdot I_{MF}$$

Logo,

$$I_{ccPF}[A] = 26.6,66 = 173,16 A$$

Portanto, a corrente mínima do controlador de carga (I_c), é calculada utilizando-se a Equação (18), assim:

$$I_c [A] = 1,25 \cdot I_{ccPF}$$

$$I_c [A] = 1,25 \cdot 173,16 = 216,45 A$$

Logo, para prosseguir com o dimensionamento dos controladores de carga para o sistema é necessário realizar a escolha de um modelo comercial. Logo, optou-se por controladores de carga da fabricante Ez Power, modelo LSCM60A-120V, cujos dados técnicos são mostrados na Tabela 9 a seguir.

Tabela 9 - Dados técnicos e dimensionais do controlador de carga escolhido

Dados técnicos	Unidade	Valor
Fabricante	Ez Power	
Modelo	LSCM60A-120V	
Tensão do sistema	V	120
Corrente de carga	A	60
Comprimento	mm	423
Largura	mm	300
Altura	mm	173,76
Peso	Kg	8,2

Fonte: Adaptado de EZ Power, 2016.

Após a escolha do controlador ao qual será utilizado no sistema, calcula-se o número de controladores de carga em paralelo (N_{CP}) que devem ser instalados afim de suportar as densidades de corrente elétrica produzida pelos painéis utilizando Expressão (19).

$$N_{CP} = \frac{I_c[A]}{I_{cesc}[A]}$$

Assim:

$$N_{CP} = \frac{216,45}{60} = 3,60 \approx 4$$

Portanto, para o sistema proposto, serão integrados 4 (quatro) controladores de carga do modelo escolhido conectados em paralelo afim de suportar a corrente gerada pelo arranjo fotovoltaico e realizar o carregamento do banco de baterias.

6.4 Dimensionamento do Inversor

Para o dimensionamento do inversor de tensão do sistema, é necessário conhecermos a potência máxima demandada pelas cargas CA. Conforme Freitas (2008), o dimensionamento do inversor deve levar em consideração o valor máximo da potência demandada pelas cargas. Na análise do dimensionamento considerou-se os valores médios de consumo de energia pelas cargas, mas no caso do inversor, será utilizado o máximo desse valor. Ou seja, o pico de potência que as cargas CA requerem para o bom funcionamento e não sobrecarregar o inversor ao ponto de ocasionar a queima do equipamento.

Assim, com base nas informações obtidas com o comandante da embarcação, os momentos de carga máxima do grupo gerador e de demanda máxima pelas cargas CA ocorre entre os horários de 11:00 à 13:30, em que os ares condicionados da embarcação e equipamentos do restaurante (como as fritadeiras, congeladores e freezers) estão ligados. Nesse momento chega-se a pico máximo de 130 Ah. Esse valor, segundo o comandante, ocorre em poucos períodos do ano, geralmente entre os meses de dezembro a março e em dias em que a radiação solar está intensa, sendo necessário utilizar todos os equipamentos de ar condicionado para manter a temperatura agradável no ambiente. Através da Equação 2, é possível calcular a potência instantânea máxima demandada pelas cargas, conforme segue.

$$P_t = V_\phi I_\phi \cos\theta_\phi = 220.130.0,8 = 22,9 \text{ kW}$$

Afim de manter o equipamento operando em níveis seguros, será acrescentado uma margem de segurança de 25 % na escolha do inversor comercial para que o equipamento trabalhe em níveis seguros de operação. (GTES,2014). Portanto, a potência nominal do inversor a ser escolhido acrescido a margem de segurança será.

$$P_t = 1,25.22,9 = 28,6 \text{ kW}$$

Com a posse dos dados de potência máxima exigido pelas cargas CA, é necessário escolher um modelo comercial que atende as necessidades de potência para alimentar as cargas. O inversor utilizado será do tipo bidirecional, em que pode servir como inversor ou como carregador do banco de baterias para ser utilizado em sistemas híbridos com bateria. No próximo capítulo será explicado o funcionamento do inversor bidirecional.

Assim, para prosseguir com o dimensionamento do inversor para o sistema, é necessário realizar a escolha de um modelo comercial. Logo, foi optado por inversores bidirecionais trifásicos, modelo MTP-414F, da fabricante Leonics. Esse tipo de inversor é utilizado para sistemas híbridos *off-grid*, ou seja, não conectado à rede. A Tabela 10 a seguir mostra as especificações técnicas e dimensionais desse inversor.

Tabela 10 – Dados técnicos e dimensionais do inversor escolhido

Dados técnicos	Unidade	Valor
Fabricante	Leonics	
Modelo	MTP-414F	
Potência nominal	kW	30
Tensão do banco de baterias	Vcc	120
Entrada AC do grupo gerador	Vca	380-Trifásico
Saída AC para as cargas	Vca	380-Trifásico
Corrente de carga do banco de baterias	A	84
Dimensões	cm	60x188x105
Peso	Kg	380

Fonte: Adaptado de Leonics, 2016.

Assim, o número de inversores (N_{inv}) para o sistema é calculado dividindo-se o valor da potência consumida pelas cargas CA (P_{CA}) pelo valor da potência do inversor (P_{inv}) escolhido para o dimensionamento, conforme a Equação (20) apresentada a seguir.

$$N_{inv} = \frac{P_{CA}}{P_{inv}} = \frac{28,6 \text{ kW}}{30,0 \text{ kW}}$$

Portanto, para o sistema híbrido diesel-solar proposto será utilizado apenas um (1) inversor do modelo escolhido afim de suprir a potência requerida pelas cargas CA da embarcação.

7 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Nesse capítulo será apresentado a configuração do sistema híbrido diesel-fotovoltaico, dos principais componentes que integram o sistema, e também será realizado uma análise da geração e do consumo energético da embarcação ao longo dos meses do ano. Será contemplado nessa análise dois períodos distintos, os períodos de baixa e alta temporada de turismo, referente às estações de inverno e verão, respectivamente. Dentro desse contexto, também será realizado uma breve análise econômica dos investimentos iniciais da tecnologia fotovoltaica, referente aos custos dos módulos fotovoltaicos, baterias, controladores de carga e inversor. Ainda por final, a análise da economia de combustível por parte dos geradores à diesel, a análise da redução da emissão de gases de efeito estufa e as considerações finais do projeto.

7.1 Análise Energética da Embarcação

Após o dimensionamento e configuração final do sistema fotovoltaico integrado ao gerador diesel da embarcação e formando, portanto, um sistema híbrido diesel-solar, torna-se necessário realizar a análise energética de consumo de energia pelas cargas da embarcação e do potencial de geração com a inserção da energia solar ao sistema. Essa análise energética é de extrema importância no projeto, pois através desses dados teremos o conhecimento do alívio da demanda energética do gerador a diesel, da penetração total da energia solar no sistema e dessa forma, analisar qual o impacto em termos energéticos da implantação de um sistema híbrido para geração auxiliar de energia elétrica.

Através dos dados da demanda média de energia requerida pelas cargas da embarcação nos períodos de alta e baixa temporada referentes aos meses de outubro a março e de abril a setembro, respectivamente, é possível calcular o consumo energético das cargas embarcadas demandadas pelo grupo gerador a diesel e através do Sol Pleno [SP] de cada mês do ano, calcular a máxima geração diária do sistema fotovoltaico, conforme é apresentado na tabela 11 a seguir.

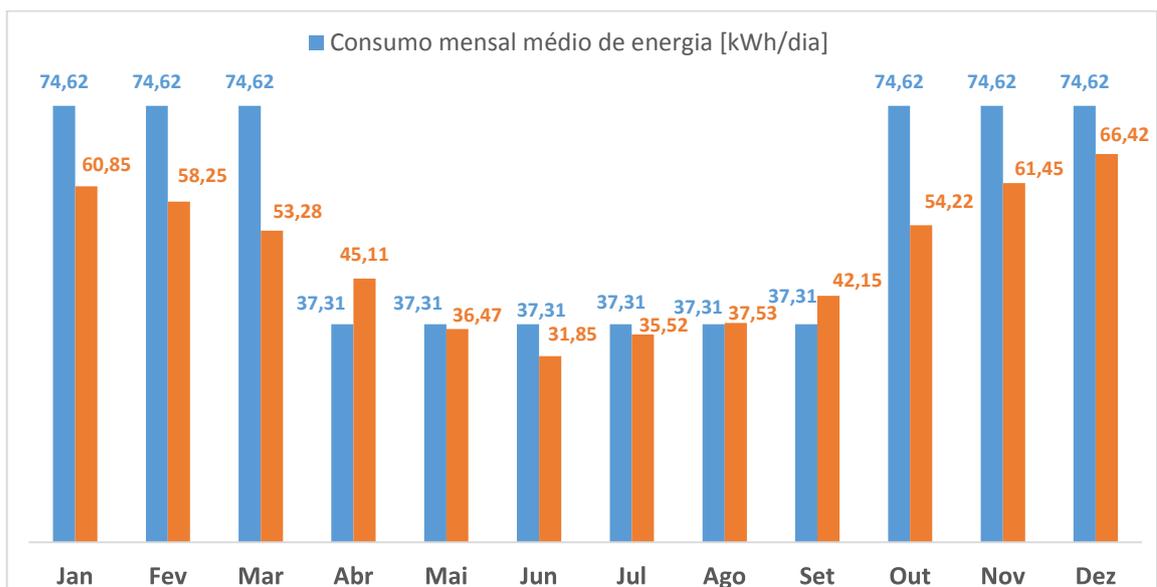
Tabela 11 - Consumo médio das cargas embarcadas e geração diária pelo sistema fotovoltaico

Mês	SP[kWh/m ² .dia]	Geração Diária [kWh/dia]	Consumo médio de energia na embarcação [kWh/dia]
Jan.	5,14	60,85	74,62
Fev.	4,92	58,25	74,62
Mar.	4,5	53,28	74,62
Abr.	3,81	45,11	37,31
Mai.	3,08	36,47	37,31
Jun.	2,69	31,85	37,31
Jul.	3	35,52	37,31
Ago.	3,17	37,53	37,31
Set.	3,56	42,15	37,31
Out.	4,58	54,22	74,62
Nov.	5,19	61,45	74,62
Dez.	5,61	66,42	74,62

Fonte: O Autor, 2016.

Através da tabela 11, é possível observar que a o sistema fotovoltaico em questão, não suporta a demanda de energia exigida pelas cargas embarcadas, exceto nos meses de abril, agosto e setembro, em que a geração supera o consumo exigido pelas cargas. Com base nos dados obtidos na Tabela 11, é possível mostrar esses dados de geração e consumo de energia diária ao longo dos meses do ano, de acordo com a Figura 36 abaixo.

Figura 36 – Gráficos de consumo mensal médio das cargas e geração mensal média de energia solar

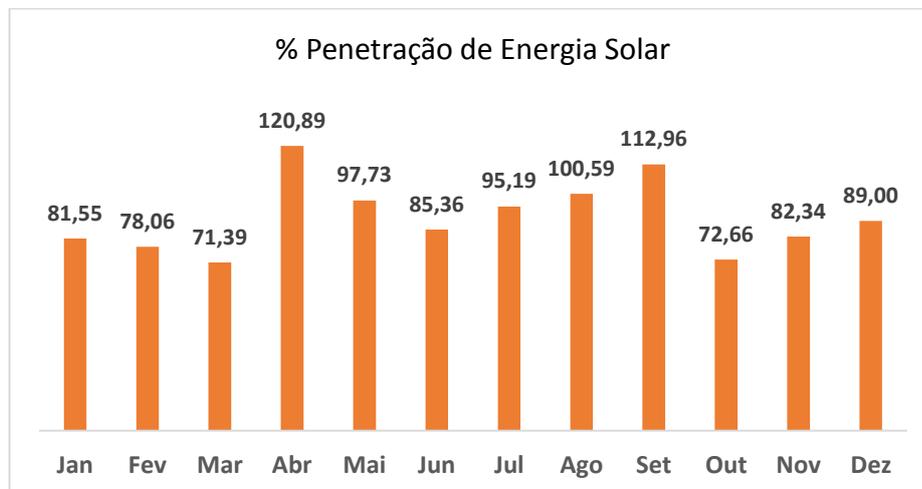


Fonte: O Autor, 2016.

Por se tratar de uma embarcação de turismo, a demanda energética é grande, devido à grande quantidade de equipamentos com a finalidade de recreação e bem-estar dos passageiros, como ar condicionado, aparelhos de som, etc., e de equipamentos relativos à alimentação, como freezers, geladeiras, fritadeiras, etc. Portanto, dificilmente é possível atender toda essa demanda de energia apenas com a energia solar, por isso torna-se imprescindível a integração do sistema com o grupo gerador a diesel para atender a essa demanda e suprir o sistema nos momentos de pico de consumo de energia como nos meses de alta temporada, em que os aparelhos de ar condicionado da embarcação estão todos ligados.

Através da Figura 36 relativos aos dados de consumo médio das cargas e geração média de energia pelo do sistema fotovoltaico, é possível ver a contribuição de cada fonte de energia. Através desses dados apresentados na Figura 36, é possível calcular a porcentagem de penetração de energia solar no sistema híbrido, conforme é apresentado na Figura 37 a seguir.

Figura 37 – Gráfico de porcentagem de penetração de Energia Solar



Fonte: O Autor, 2016.

Como podemos analisar na Figura 37, relativo as porcentagens mensais de penetração da energia solar no sistema ao longo do ano, com a hibridação do sistema de geração de energia da embarcação o sistema proposto chega uma média anual de 90,64% de penetração com uma fonte de energia alternativa. Também é possível notar no gráfico que nos meses de abril, agosto e setembro, a geração de energia supera o consumo, nesse caso podendo ser substituído a utilização do grupo gerador a diesel pela energia armazenada nas baterias no banco de baterias.

Através do dimensionamento do banco de baterias do sistema proposto, com autonomia de 1,5 dias, foi estimado uma capacidade energética do banco de 166 *kWh*. Essa capacidade é suficiente para suprir a demanda energética de uma operação da embarcação apenas com o banco de baterias. Considerando a profundidade de descarga da bateria em 60 %, a capacidade disponível para suprir as cargas é de 99,63 *kWh*, restando-se, portanto, uma capacidade energética de 66,42 *kWh* disponível no banco de baterias, o que corresponde a 40 % da capacidade total.

Com os dados do consumo médio nos meses de maior consumo diário de energia, estimados em 74,62 *kWh*, a capacidade total do banco de baterias de 166 *kWh* em profundidade de descarga de 60 %, é capaz de suprir a demanda energética das cargas para uma operação diária e restar aproximadamente 91,4 *kWh* de energia disponível nas baterias. Enquanto, nos meses de menor consumo diário de energia pelas cargas, estimados em 37,31 *kWh*, é possível realizar uma operação apenas com a energia do banco de baterias e restar aproximadamente 128,74 *kWh* de energia disponível nas baterias, também considerando uma profundidade de descarga de 60 %.

É claro que a demanda energética da embarcação sempre tende a ser maior, pois é difícil medir exatamente o consumo pelas cargas, principalmente nos meses de alta temporada em que ocorre os picos de consumo. Como a embarcação opera entre os horários de 10:00 às 15:30 horas, nos meses de alta temporada em que ocorre os maiores níveis de radiação solar, após o retorno da embarcação às 15:30 horas, ainda há a disponibilidade de aproximadamente 03:30 horas de sol, a fim de carregar a banco de bateria para uma possível operação no outro dia.

Nos meses em que a radiação solar média diária é baixa o carregamento algumas vezes do banco pode demorar muitas horas. Com dados do carregador das baterias, exposto no anexo C, a corrente média de carga do banco de baterias é de 84 A, assim, para estimar o número de horas para o carregamento total do banco de baterias nos meses de alta temporada e baixa temporada, é necessário dividir a o valor da energia que foi consumida para cada período e dividir pela tensão do sistema, nesse caso de 120 V, conforme exposto abaixo.

$$I_{res} = \frac{C[kWh]}{V_{sis}[V]}$$

Assim, para os consumos de 74,62 *kWh* relativo a alta temporada e de 37,31 *kWh*, relativo a baixa temporada, estima-se uma capacidade de 621,9 *Ah* e de 310,9 *Ah* para

carregar o banco de baterias totalmente. Portanto, para que o banco de baterias carregue totalmente, o número de horas necessário para cada caso de acordo com os dados do carregador de baterias é de aproximadamente 7,4 horas e 3,4 horas e, respectivamente.

Essa estimativa de horas de carregamento, não é exata, já que existem períodos em que o tempo está nublado ou em dias consecutivos de chuva, o tempo de carregamento devido à baixa irradiação solar aumenta significativamente. Caso isso ocorra, o gerador fará a tarefa de realizar o carregamento do banco.

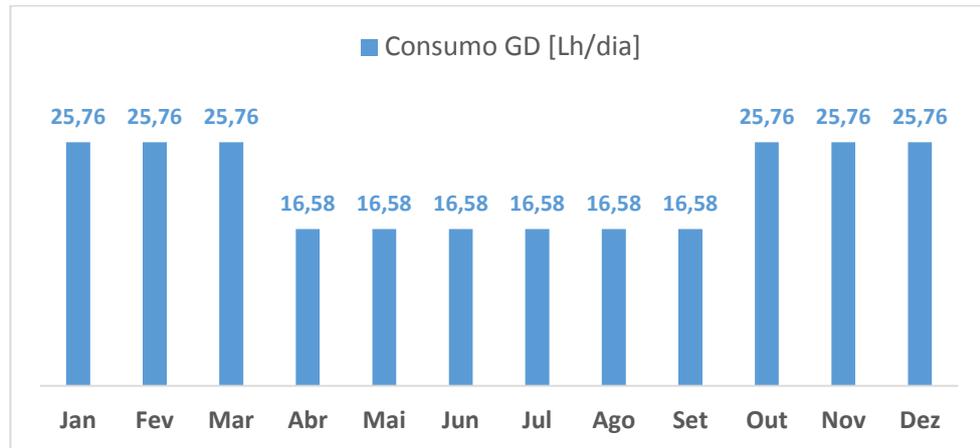
7.2 Análise de Consumo de Combustível do Grupo Gerador

Objetivo principal da integração do sistema fotovoltaico ao gerador diesel, formando um sistema híbrido diesel-solar, é reduzir a carga exigida do grupo gerador e, conseqüentemente, diminuir o consumo de combustível do mesmo, pois quanto menor a potência extraída do gerador, menor será o consumo de combustível e dessa forma reduzir o gasto com combustível, no caso da embarcação em estudo, o óleo diesel.

Através do consumo médio de energia das cargas embarcadas, definido anteriormente, mostra os dois períodos distintos de consumo, relacionados as operações da embarcação na alta temporada e em baixa temporada, portanto, dois períodos distintos de consumo de combustível no grupo gerador.

Conforme apresentado, as potências médias demandadas pelo sistema nas operações em baixa temporada foram da ordem de $37,31 \text{ kWh/dia}$ e em alta temporada de $74,62 \text{ kWh/dia}$, com isso, é possível através da equação (1), estimar o consumo médio de combustível nos dois períodos distintos, o que corresponde a um consumo médio de combustível na ordem de $16,58 \text{ Lh/dia}$ e de $25,76 \text{ Lh/dia}$, respectivamente. A Figura 38 mostra o consumo de combustível do grupo gerador separadamente nos períodos de alta e baixa temporada.

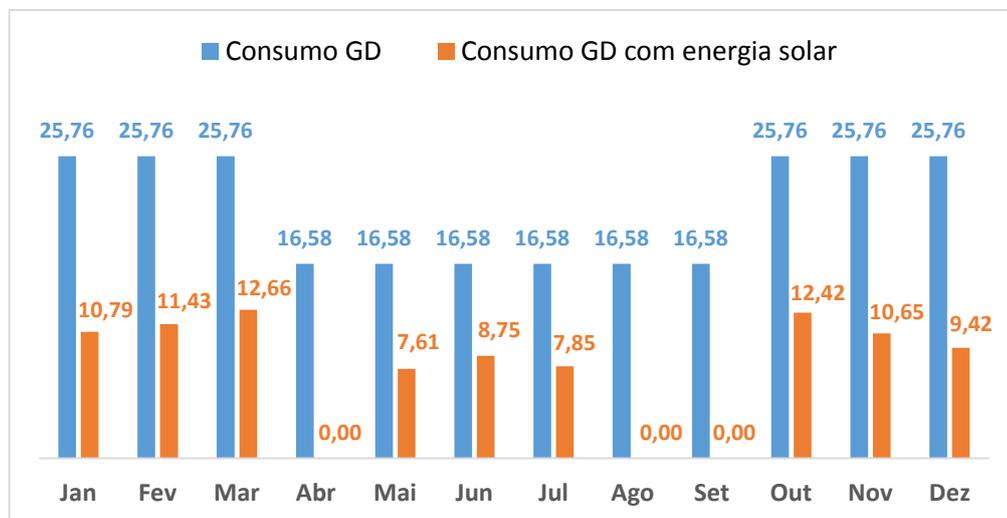
Figura 38 – Gráfico de consumo médio diário de combustível ao longo dos meses do ano



Fonte: O Autor, 2016.

Foi identificado no gráfico de radiação solar média diária que essa distribuição não é linear, portanto a potência produzida pelos módulos fotovoltaicos não é constante ao longo do ano. Existem alguns meses em que a radiação solar é baixa e em alguns meses em que a radiação é alta, como nos meses de verão, conforme foi mostrado na Figura 31 de dados de irradiação solar diária média mensal. Assim, para cada mês a geração de energia através do sistema fotovoltaico será diferente, e como consequência diferentes consumos de energia do gerador devido a diferentes porcentagens de penetração da energia solar no sistema. A Figura 39 apresenta as variações de consumo de óleo diesel dos geradores diesel operando com e sem energia solar.

Figura 39 – Gráfico de consumo de combustível do gerador a diesel com e sem energia solar

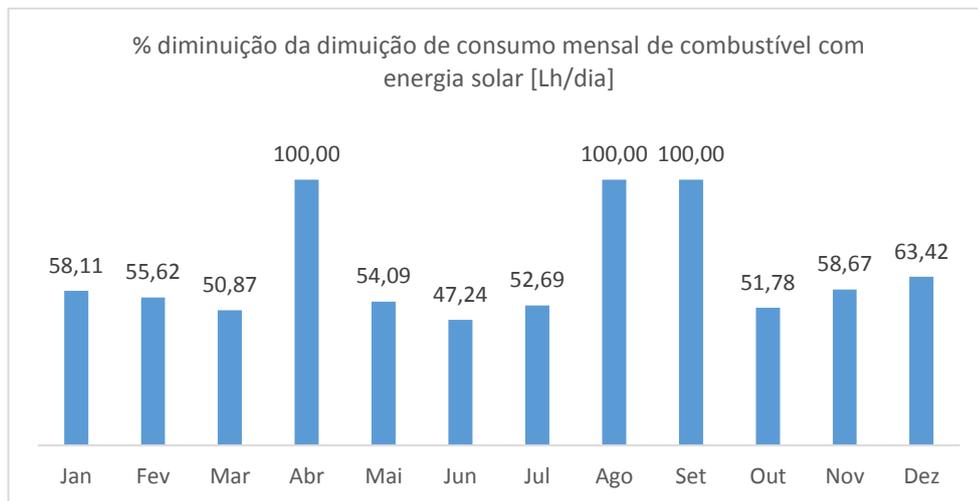


Fonte: O Autor, 2016.

Através dos dados apresentados na Figura 39, é possível observar as diferenças do consumo de óleo diesel no gerador com a inserção de energia solar na geração auxiliar de energia a bordo da embarcação. O destaque se dá para os meses de abril, agosto e setembro, em que a geração de energia através do sistema fotovoltaico supera a demanda média energética exigida pelas cargas e nesse caso não consumindo combustível fóssil através do grupo gerador.

Nos demais meses apresentados no gráfico, também apresentaram diminuição do consumo de combustível no grupo gerador de mais da metade do que consome utilizando-se apenas o gerador a diesel. A figura 40 mostra a porcentagem de redução de consumo de combustível mensal com a utilização da energia solar como fonte alternativa de geração.

Figura 40 - Porcentagem de diminuição de consumo de combustível com energia solar

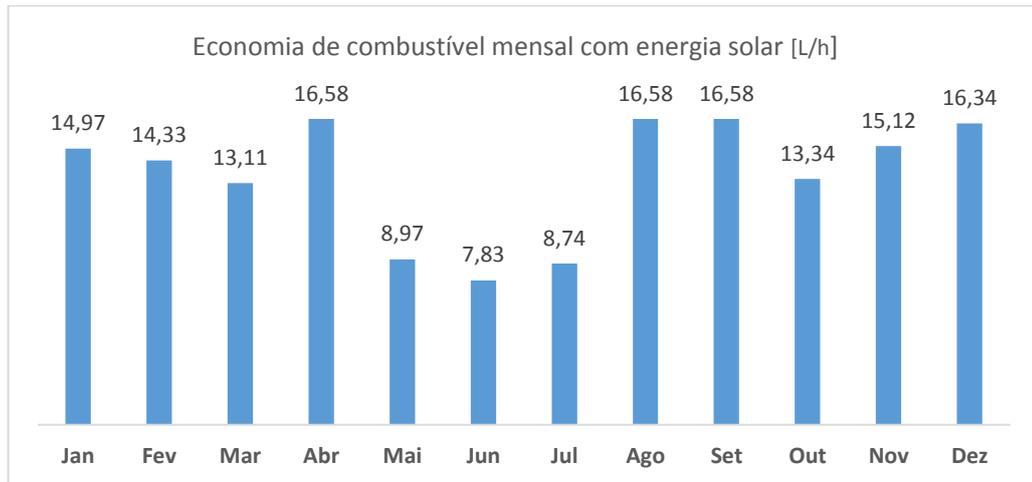


Fonte: O Autor, 2016.

Diante dos dados apresentados na Figura 40, é possível observar que a redução de combustível chega níveis de até 100 % [Lh/dia] nos meses de abril, agosto e setembro, meses em que a geração de energia é maior e que a consumida, e uma média anual de redução de 66 % no consumo de combustível com a inserção de energia solar.

Portanto, através da diferença entre o consumo de óleo combustível utilizado só com o gerador e com a inserção da energia solar, é possível encontrar a economia em litros por hora [L/h] mensal com a utilização da energia solar, conforme é mostrado na Figura 41 a seguir.

Figura 41 - Economia de combustível mensal com energia solar [L/h]



Fonte: O Autor, 2016.

De acordo com dados do comandante da embarcação, a mesma realiza em média 16 passeios por mês, aproximadamente 4 por semana. Portanto considerando o tempo de operação do gerador de 05:30 horas e os dados mensais da Figura 41, chega-se a uma economia de 13.780 litros de óleo diesel economizado por ano utilizando-se a energia solar como fonte auxiliar de geração de energia elétrica.

7.3 Análise Ambiental da Proposta do Sistema Híbrido Diesel- Solar

Através da Figura 38, que apresenta o consumo de combustível do gerador a diesel, é possível extrair dados de economia mensal de combustível com a inserção do sistema fotovoltaico. Com o grupo gerador trabalhando individualmente, para a embarcação operando 16 vezes por mês durante as 05:30 horas, chega-se a um consumo anual de 21.545 litros de óleo diesel e para a mesma situação, mas com penetração de energia solar o consumo anual baixa para 13.700 litros de óleo combustível.

De acordo com o Guia de Cálculos de Emissões (2003), para o transporte marítimo utilizando óleo diesel, o fator de emissão desse combustível é de $2,725 \text{ Kg } CO_2/L$ de óleo diesel. Assim, para o gerador operando individualmente estima-se que o mesmo lança anualmente na atmosfera cerca de $58,71 \text{ ton } CO_2$, enquanto que operando com inserção de energia solar esse valor cai para $37,54 \text{ ton } CO_2$ por ano. Reduzindo-se, portanto, 36 % da emissão anual de CO_2 na atmosfera.

7.4 Análise Econômica

O período de 30 anos foi o estipulado para o projeto com base nos dados do fabricante dos módulos fotovoltaico e por ser a expectativa de vida média utilizado em sistemas fotovoltaicos.

Portanto, o custo do sistema fotovoltaico durante os 30 anos considera os valores iniciais de investimento e as devidas substituições após o fim da vida útil. Assim, o custo do sistema ao longo dos 30 anos será: 1 vez o custo dos painéis fotovoltaicos, 1 vez o custo do banco de baterias, 1 vez o custo dos controladores de carga e 1 vez o custo do inversor.

Além do custo total dos equipamentos, a análise econômica deve levar em consideração os custos relacionados ao BOS (Balanço do Sistema) que considera os custos dos condutores, sistemas de proteção, diodos de bloqueio, etc., e o custos de instalação do sistema. O custo do BOS foi estipulado em 2% do valor dos equipamentos e o custo de instalação do sistema foi estipulado em 1% o custo dos equipamentos. (ABINEE, 2012). A Tabela 12 mostra o custo estimado dos equipamentos e demais custos inerentes ao projeto.

Tabela 12 - Custos estimados dos componentes para um sistema de 24,48 kWp

Componente	Descrição	Quantidade	Valor [R\$]
Módulos Fotovoltaicos	Modulo KingSolar 120 Wp, 18 Vmp, 6,66 A, monocristalino, Semi flexível	204	156.500,00
Baterias	Bateria selada U-Power, modelo UP-TFS 250 Ah, ciclo profundo, alto ciclo	60	119.040,00
Inversor Bidirecional	Inversor bidirecional 30kW modelo Apollo MTP-410, 60 Hz, 380V, Saída AC trifásica e entrada DC 120V	1	260.000,00
Controlador de Carga	Controlador de Carga MPPT 60A 120V, modelo LSCM60A-120	4	16.885,2
SUBTOTAL			552.425,20
Custos relacionados ao BOS (Cabos, fusíveis, etc.)			11.048,50
Custos relacionados a instalação			5.524,25
CUSTO TOTAL			688.037,96

Fonte: O Autor, 2016.

Nota-se na Tabela 12, que o valor de R\$ 688.037,96 para 24,48 kWp, representa uma relação de 28,10 R\$/W, o que corresponde a aproximadamente 8,78 US\$/kW, considerando a cotação do dólar a R\$ 3,20.

7.5 Retorno do Investimento

A análise do tempo de retorno do investimento da nova alternativa é o fator primordial para implantação do projeto, uma vez que se o retorno do investimento for mais de 30 anos, não é viável a implantação do sistema fotovoltaico.

O custo total do sistema fotovoltaico foi estimado em R\$ 688.037,96 e a economia de combustível do grupo gerador através dos cálculos foi de 13.780 litros de óleo diesel por ano. Segundo o comandante da embarcação, o diesel marítimo utilizado como combustível do gerador sai por R\$ 2,90 o litro. Portanto, chega-se a uma economia de R\$ 39.961,00 por ano em combustível para o grupo gerador com a utilização do sistema fotovoltaico. Logo, o retorno do investimento (R_i) é dado pela relação mostrada a seguir.

$$R_i = \frac{\text{Custo Total do Investimento do Sistema Fotovoltaico [R\$]}}{\text{Economia Anual de Combustível[R\$]}}$$

Com isso chega-se a um valor de retorno do investimento de aproximadamente 17 anos. Após esses anos o valor de economia em combustível será lucro para a companhia de navegação proprietária da embarcação.

8 CONCLUSÃO

Através de dados técnicos obtidos com o comandante da embarcação, foram utilizados no presente projeto duas situações distintas de consumo de energia elétrica na embarcação, as situações de baixa temporada de turismo com um consumo médio de energia de 74,62 kWh/dia e de 37,31 kWh/dia nos períodos de baixa temporada.

No banco de dados solarimétricos *Sun Data*, da CRESESB, com dados de latitude e longitude da região de operação da embarcação, foi levantado os dados de irradiação solar diária média mensal. Obteve-se, portanto, os valores de solar média de 2,69 kWh/m².dia no mês de menor irradiação, relativo ao mês de junho e, valor máximo de 5,61 kWh/m².dia para o mês de maior irradiação, relativo ao mês de dezembro.

De acordo com área disponível para a implantação dos módulos fotovoltaicos, totalizando 160 m², foi possível alocar 208 módulos fotovoltaicos de filmes finos de 120 Wp, com dimensões de 1170,9 mm x 538 mm x 3,6 mm, com peso aproximado de 2,20 kg.

Conforme a área disponível para alocar os módulos fotovoltaicos na embarcação e dos dados de irradiação solar incidentes na região de operação da mesma, o sistema proposto mostrou que é possível obter uma média de penetração de 90,64% com uma fonte alternativa de energia. Com isso, os dados mostraram que nos meses de abril, agosto e setembro, a geração de energia superou o consumo energético das cargas na embarcação, mostrando que é possível a realização de operações da embarcação apenas com o banco de baterias.

No dimensionamento final do sistema complementar do sistema fotovoltaico, foi calculado para a o sistema fotovoltaico um banco de baterias com o total de 60 baterias 12 V 225 Ah chumbo ácido de ciclo profundo, dimensionada a partir do mês de maior geração de energia, nesse caso de 66,42 kWh/dia, relativo ao mês de dezembro em que a irradiação solar média é máxima.

Apesar de ter sido utilizados os dados médios de consumo de energia pelas cargas CA da embarcação, o estudo mostrou resultados otimistas em relação a geração de energia anual na região de operação da embarcação. Visto que se obteve uma redução média anual de 66 % do consumo dos geradores através da penetração de energia solar no sistema.

O estudo mostrou que através da implantação do sistema híbrido proposto, houve uma redução de anual de 13.780 L no consumo de óleo diesel pelo grupo gerador. Essa

redução de consumo representa um valor significativo para diminuir a dependência de combustíveis fósseis no Brasil.

Em suma, que o sistema híbrido proposto possui benefícios a nível ambiental, reduzindo as emissões de poluentes atmosféricos se comparado ao sistema convencional de geração à diesel. Apurou-se que com o sistema proposto houve uma redução anual de 36 % nas emissões de CO_2 , durante o percurso de operação da embarcação.

Na análise financeira do investimento, concluiu-se que o investimento total do sistema híbrido, tem prazo aproximado de retorno de 17 anos. O modelo de cálculo econômico utilizado foi apenas uma estimativa, pois existem cálculos complexos de análise econômica, realizados através de software próprios para sistemas híbridos. O prazo de retorno do investimento inicial atingiu esse valor, por não haver a necessidade de adquirir um grupo gerador para o sistema, já que a embarcação já dispunha de uma unidade. Caso houvesse necessidade de adquirir um grupo gerador, os custos de implantação do sistema se elevariam significativamente.

É importante notar que tempo de retorno do investimento do investimento inicial pode ser reduzido à medida que as operações aumentam utilizando o sistema proposto, com a diminuição do custo dos equipamentos do sistema, com o aumento do custo do combustível e através de créditos de carbono.

SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Como sugestão para trabalhos futuros, poderia ser realizado os seguintes estudos:

- Estudo detalhado do sistema elétrico da embarcação;
- Levantamento exato do consumo das cargas embarcadas através da implantação de equipamentos de medição;
- Implantação de um painel fotovoltaico na embarcação, afim de comparar dados teóricos e experimentais;
- Estudo da viabilidade econômica completa, utilizando-se algum software comercial para sistemas híbridos, incluindo nesse estudo o consumo da embarcação atracada no píer e utilizando energia da rede para manter equipamentos a bordo operando.
- Estudar a melhor configuração do sistema híbrido diesel-solar;
- Integração das cargas CC no sistema híbrido proposto;
- Estudo da estabilidade da embarcação com a implantação dos módulos fotovoltaico;
- Estudo das consequências do aumento do peso acrescentado pelo sistema fotovoltaico na estabilidade e na resistência ao avanço da embarcação;
- Estudar a aplicação de novas tecnologias de baterias como as baterias a base de lítio;
- Estudar a proposta de um sistema híbrido diesel-solar-eólico;

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Atlas de energia elétrica do Brasil**, 3 ed. Brasília: ANEEL, 2008. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf>> Acesso em: 12. Set. 2015.

ALIEXPRESS. **Solar Charge Controller**. Disponível em: <<https://www.aliexpress.com/item-img/60A-120V-MPPT-solar-charge-controller-LCD-display-RS-communication/1814235710.html?spm=2114.10010308.1000017.2.kyXM7D>>. Acesso em: 22 set. 2016.

AMAZON. **Solar Panel Kingsolar**. Disponível em: <<https://www.amazon.com/KINGSOLAR-Monocrystalline-Flexible-Bendable-folding/dp/B00R8SMVC2>>. Acesso em: 13 set. 2016.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA (ABINEE). **Proposta para inserção da energia solar na matriz elétrica brasileira**, ABINEE, 2012. Disponível em: <<http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>>. Acesso em 20. Set. 2015.

BARCO PRINCÍPE. **Portal do Barco Príncipe de Joinville**. Disponível em: <<http://www.barcoprincipe.com.br>> Acesso em: 22 ago. 2016.

Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CEPEL/CRESESB). **Grupo de Trabalho de Energia Solar**. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro: Editora, 2014. 521p.

CNP. **Portal da Empresa CNP Eficiência Energética**. <<http://www.loja.cnp.br.com.br/modulos-fotovoltaicos-da-canadian-solar-modelo-cs6p-255p-ou-similar>> Acesso em: 05 abri. 2016.

COUTO, Maurício Barcelos. **Ensaio de equipamentos de consumo típicos utilizados em sistemas fotovoltaicos**. 2000. 138 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Promec, Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2000.

ELTAMALY, A. M. **Sizing and techno-economic analysis of standalone hybrid photovoltaic/wind/diesel/battery power generation systems.** Journal of Renewable Sustainable Energy. ReserchGate, 2015. Disponível em:
<file:///C:/Users/sotam/Downloads/1.4938154.pdf> Acesso em: 05 nov.2016.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira.** Disponível em:<http://www.epe.gov.br/geracao/documents/estudos_23/nt_energiasolar_2014.pdf> Acesso em: 02 set. 2016.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), **Balanco energético nacional (BEN).** 2015. Disponível em:<https://ben.epe.gov.br/downloads/S%C3%ADntese%20do%20Relat%C3%B3rio%20Final_2015_Web.pdf>. Acesso em: 18. Set. 2015.

FACTORY DIRECT BATTERIES. **Baterias de Ciclo Profundo.** Disponível em:<<https://www.factorydirectbatteries.com/index.php?rt=checkout/cart>> Acesso em: 02 nov. 2016.

FIAMM INDUSTRIAL BATTERIES. **Baterias OPZv.** Disponível em:<<http://www.fiamm.com/en/asia/industrial-batteries/products/smg-opzv@-asia.aspx>>. Acesso em 25 set. 2016.

FREITAS, Susana S. A. **Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos.** 2008. 104 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Industrial ramo Engenharia Eletrotécnica) –Instituto Politécnico de Bragança, Escola Superior de Tecnologia e Gestão, Bragança, Portugal, 2008.

GENCAT.CAT. **Guidance on Calculating Greenhouse Gas (GHG) Emissions.** The Catalan Office for Climate Change. 2013. 81 p. Disponível em:<http://canviclimatic.gencat.cat/en/reduex_emissions/guia_de_calcul_demissions_de_co2/>. Acesso em: 05 nov. 2016.

HAUSCHILD, Luciano. **Avaliação de Estratégias de Operação de Sistemas Híbridos Fotovoltaico-Eólico-Diesel.** 2006. 117 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Pós-Graduação em Energia, Instituto de Física, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006. Disponível em:<http://www.iee.usp.br/lsf/sites/default/files/Mestrado_Luciano_Hauschild.pdf>. Acesso em: 03 out. 2016.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Renewable Energy Technologies. **Solar Energy Perspectives.** Paris – France, 2011. Disponível em: <

http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/solar_energy_perspectives2011.pdf> Acesso em: 5 set. 2016.

ISMAIL, M.S.; MOGHAVVEMI, M.; MAHLIA, T.M.I. **Design of a PV/Diesel Stand Alone Hybrid System for a Remote Community in Palestine**. Journal of Asian Scientific Research. Disponível em: <http://aessweb.com/journal-detail.php?id=5003> Acesso em: 02 out. 2016.

KYOCERA. **Módulos Solares**. Disponível em: <<http://www.kyocerasolar.com.br/modulos-solares.html>>. Acesso em: 24 mar. 2016.

LEONICS. **Renewable Energy Products**. Disponível em: <<http://www.leonics.com/product/renewable/inverter/dl/MTP-410-091.pdf>> Acesso em: 12 set. 2016.

MORNINGSTARCORP. **TriStar MPPT**. Disponível em: <<http://www.morningstarcorp.com/products/tristar-mppt/>>. Acesso em: 20 mar. 2016.

NEOSOLAR. **Baterias estacionárias**. Disponível em: <<http://www.neosolar.com.br/loja/bateria-estacionaria-freedom-df4001-240ah-220ah.html>>. Acesso em: 19 mar. 2016.

NEOSOLAR. **Inversores**. Disponível em: <<http://www.neosolar.com.br/loja/inversor-senoidal-epsolar-shi1000-22-2000va-24vcc-220vca.html>>. Acesso em: 19 mar. 2016.

OLIVEIRA, Sérgio Henrique Ferreira de. **Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos Autônomos: Ênfase na Eletrificação de Residências de Baixo Consumo**. 1997. 260 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Programa Inter unidades de Pós-graduação em Energia (ep/fea/iee/if), Instituto de Eletrotécnica e Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1997.

PINHO, J. T.; BARBOSA, C. F. O.; PEREIRA, E. J. S.; SOUZA, H. M. S.; BLASQUES, L. C. M.; GALHARDO, M. A. B.; MACÊDO, W. N. **Sistemas Híbridos – Soluções Energéticas para a Amazônia**. 1. Ed. Brasília, Brasil: Ministério de Minas e Energia, 2008. 396 p.

SEGUEL, Júlio Igor López. **Projeto de um Sistema Fotovoltaico Autônomo de Suprimento de Energia Usando a Técnica MPPT e Controle Digital**. 2009. 222 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2009.

SI TECNOSOLAR. **Sistema Híbrido com Baterias**. Disponível em: <<http://www.sitecnosolar.com/pt/sistema-hibrido-con-baterias-compatible-con-generador-diesel/>>. Acesso em: 02 nov. 2016.

VITRINETURISMO. Disponível em: <<http://www.vitrineturismo.com.br/noticias/diversos/287378-barco-pr-ncipe-de-joinville-iii>>. Acesso em: 29 ago. 2016.

WEB-JAPAN.ORG. **Eco- Ships on Voyage**. Disponível em: <http://web-japan.org/kidsweb/hitech/ecoship/>>. Acesso em: 15 ago. 2016.

ANEXO A – DADOS TÉCNICOS DA BATERIA ESCOLHIDA

Master
U-power[®]

UP SERIES-TFS

UP-TFS250-12



Product design features

- 12+ years design life, EUROBAT specification Long Life
- Extremely high cyclic life and float life performance
- Low self discharge rates
- Low internal resistance
- Wide range of operating temperature -20°C to +55°C
- Compact design with high energy density
- ETSI Rack integration
- One-way valve regulated system with flame-arrestor
- Internal gas recombination efficiency 98% - 99%
- Low installation cost, maintenance free product
- Delivered ready for use
- Shock resistant ABS flame retardant container and lid
- Sealed for leak-free operation, inline automatic tested
- Female M8 brass terminals with no need for retightening
- Non-hazardous cargo for ground, sea and air transport
- Fully recyclable product

Mechanical Characteristics

	SI Units	US Units
Length	555 mm	21.8 inches
Width	125 mm	4.9 inches
Height	320 mm	12.6 inches
Typical Weight	59.2 kg	130.5 lbs
Terminal Torque	8.0 Nm	70.8 in.lbs

All batteries are fully compliant
with IEC 60 896 - 21/22,
EN 60 896 - part 2, BS 6290 - part 4

Electrical Characteristics

Nominal voltage	12 Volts
10 hour capacity to 1.80 Vpc	190.0 Ah
100 h capacity to 1.80 Vpc	250 Ah
Float voltage	2.27-2.29 Vpc at 20°C, 2.40 Vpc at 20°C
Accelerated recharge	According to operational instructions
Shelf life	Up to 1 year
Short circuit current	3165 Amps
Internal resistance	3.95 mΩ

Discharge performance at constant current discharge (A) at 25°C

Uf, Vpc	5 min	15 min	30 min	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	8 h	10 h	20 h
1.60	545	339	223	129	76.0	52.4	41.4	34.4	29.9	23.9	19.4	10.4
1.65	537	328	219	127	75.6	51.2	41.3	34.3	29.8	23.8	19.3	10.3
1.70	497	316	212	124	75.2	51.0	41.2	34.2	29.7	23.5	19.2	10.2
1.75	442	298	201	122	74.6	50.8	40.7	34.0	29.6	23.4	19.1	10.1
1.80	382	278	174	116	73.9	50.3	40.2	33.6	29.4	22.9	19.0	10.0
1.85	336	245	167	109	72.7	49.4	39.5	32.9	28.8	22.6	18.7	9.8

Discharge performance at constant power discharge (W per cell) at 25°C

Uf, Vpc	5 min	15 min	30 min	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	8 h	10 h	20 h
1.60	949	590	387	241	135.6	101.9	79.2	66.8	56.9	46.1	37.5	20.5
1.65	934	570	381	235	135.0	99.5	79.1	66.7	56.6	45.8	37.2	20.2
1.70	864	550	369	230	134.2	98.4	78.8	66.5	56.6	45.4	37.0	20.0
1.75	769	519	348	227	133.3	98.2	78.0	66.1	56.5	44.8	36.6	19.8
1.80	665	484	303	216	131.9	95.8	77.5	65.3	56.1	44.1	36.5	19.6
1.85	582	426	290	203	129.5	96.1	75.5	63.9	54.8	44.0	36.2	19.5

APÊNDICE B – DADOS TÉCNICOS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO ESCOLHIDO

KINGSOLAR™

Specification

Peak-power: 120W
 Efficiency: 23.5%
 VPM(V): 18V
 Maximum current(A): 6.7A
 Voc(V): 23V
 Isc(A): 5.52A
 Maximum system voltage(V): 1000V
 Cell type: Sunpower solar cell
 Output Interface: MC4 connector
 Color: White&Black
 Dimension: 46.4*20.8*0.1 inches
 Weight: 4.76lbs
 Cells specification (mm): 125*125
 Peak-power temperature coefficient P_m
 : $-0.45\%/^{\circ}\text{C}$
 Isc temperature coefficient : $+0.05\%/^{\circ}\text{C}$
 Tolerance : $\pm 5\%$
 Working temperature: $-20^{\circ}\text{C} \sim 65^{\circ}\text{C}$
 Test standard : Am1.5 25°C 1000W/m²



ANEXO C – DADOS TÉCNICOS DO INVERSOR BIDIRECIONAL ESCOLHIDO





APOLLO MTP-410

THREE PHASE BIDIRECTIONAL DUAL MODE HYBRID INVERTER FOR MINI-GRID SYSTEM

- Capable to use with multiple renewable energy sources in both DC coupling and AC coupling such as solar panel, wind turbine generator and micro hydro generator
- Seperate DC Bus for multiple source charging
- Monitor energy available from the renewable energy (DC) sources and minimize the charging current from the diesel generator.
- Automatic / Manual generator control
- DC external charge control
- Automatic battery equalization (option) to prevent battery capacity loss and prolong battery life
- Battery temperature compensation (option)
- Preset time schedule by System Command Unit (SCU) for automatic controlling the auxiliary power sources such as generators in mini-grid system (option)
- ISO 9001 and ISO 14001 certified factory

- Three phase bidirectional inverter with built-in output transformer
- Low harmonic distortion (less than 4%)
- High efficiency more than 94%
- High reliability design for remote area

LEONICS®

APOLLO MTP-410 series THREE PHASE BIDIRECTIONAL DUAL MODE HYBRID INVERTER FOR MINI-GRID SYSTEM



SPECIFICATIONS		MTP-412E	MTP-413E	MTP-414F	MTP-415F	MTP-416F	MTP-417G	MTP-418G	MTP-419G	MTP-4110G
MODEL		15 kW	25 kW	30 kW	45 kW	60 kW	75 kW	90 kW	100 kW	120 kW
RATED POWER										
BATTERY	Nominal Voltage	120 Vdc		240 Vdc		360 Vdc		360 Vdc		
	Maximum charging current	84 A	130 A	84 A	125 A	168 A	140 A	168 A	186 A	220 A
EXTERNAL DC CHARGER	Nominal voltage	120 Vdc		240 Vdc		360 Vdc		360 Vdc		
	Maximum current	100 A	200 A	100 A	200 A	200 A	200 A	250 A	250 A	300 A
AC INPUT FROM GENERATOR	DC charge control	Relay dry contact 10 A (for over external charge protection)								
	Recommended generator power rating	> 30 kW	> 50 kW	> 60 kW	> 90 kW	> 120 kW	> 150 kW	> 180 kW	> 200 kW	> 240 kW
	Voltage	380 / 400 / 415 Vac (L-L), 220 / 230 / 240 Vac (L-N) ± 10%								
	Phase	Three phase								
	Frequency	50 / 60 Hz ± 3 Hz								
AC OUTPUT	Automatic start/stop	Relay dry contact 10 A (ACC on and start plus)								
	Voltage	380 / 400 / 415 Vac (L-L), 220 / 230 / 240 Vac (L-N)								
	Voltage regulation	± 3% (steady load), < 7% at 100% step load within 0.1 sec.								
	Phase	Three phase								
	Frequency	50 / 60 Hz ± 0.1% (auto sensing)								
	Wave form	Pure sine wave								
	Total harmonic distortion	total < 4%								
	Maximum surge current	200%								
ISOLATION	Galvanic isolation	yes								
EFFICIENCY	Inverter peak efficiency	94%								
PROTECTION INDICATOR	LED	Over current, Over load, Short circuit, Over temperature, Over voltage, Under voltage								
	LCD display	Generator Running, Generator Failure, Stand by/Run, Inverter, Charging, Load on Inverter, Overload, Low Battery, High temperature, Fault Inverter voltage, Inverter current, Inverter frequency, Inverter power, Generator voltage, Generator current, Generator frequency, Generator power, Load voltage, Load current, Load power, Battery voltage, Battery current, Battery state of charge(%), Internal charging current, External DC charging current, Battery temperature (option), Equalization Date, Today Energy (Inverter, Generator, Battery), Accumulated energy (Inverter, Generator, Battery), System status, Time, Date, Heat sink temperature, Data Log								
AUDIABLE ALARM		Low battery, Inverter fault, High temperature								
COOLING ENVIRONMENT	Temperature	Automatic cooling fan								
	Relative humidity	0 - 95 % (Non - condensing)								
DESIGN STANDARD		AS/NZ 3100:2002								
DIMENSION	Control Unit	60 x 188 x 105			90 x 188 x 105			80 x 205 x 105		
	Transformer Unit							120 x 205 x 105		
WEIGHT	Control Unit	218	380	380	470	745	850	590	590	600
	Transformer Unit							990	1,045	1,150

(approximate in kg)
 Authorized Distributor:
LEO ELECTRONICS CO. LTD.
 119/50-51 MOO 8 BANGNA-TRAD RD., BANGNA, BANGNA, BANGKOK 10260 THAILAND.
 Tel: 66-2746-8500, 66-2746-8708 Fax: 66-2746-8712
 http://www.leonics.com • e-mail : RNE@leonics.com

Authorized Dealer: Minh Ha Co. Ltd.
 315C Nam Ky Khoi Nghia Str., Dist. 3, Hochiminh City, Vietnam
 www.minhha.vn

ANEXO D – DADOS TÉCNICOS DO CONTROLADOR DE CARGA ESCOLHIDO



Modelo	LSCM60A-120V
Energia solar nominal atual	60A
Tensão nominal do sistema	120 V
MPPT Rastreamento Faixa	DC (120-300) V
Bateria sobre-tensão limite de descarga (baixo)	102,0 V (ajustável)
Limite de bateria sobre-descarga de tensão recuperação (r _{low})	115,0 V (ajustável)
Bateria sobre-tensão limite de carga (completo)	147,0 V (ajustável)
Bateria excesso de carga limite de tensão recuperação (r _{full})	132,0 V (ajustável)
Tensão de flutuação (Flot)	135,0 V (ajustável)
Modo de carregamento solar	MPPT
Modo de exibição	LCD
Conteúdo de exibição	Bateria: tensão; corrente de carga; percentual de energia da bateria. Solar: tensão; corrente de carga. Sistema: estado; energia gerada; Código de erro
Temperatura de funcionamento e umidade relativa	-20 – + 55 ° C/35 – 85% RH (sem condensação)
Quiescent dreno de energia	≤3w
Tipo de proteção	Bateria: sobre-descarrega a proteção; sobre-carga proteção; conexão anti-reverso. Solar: interruptor do lado de fora
Tamanho Controlador	423 mm * 300 mm * 173,76 mm
Tamanho do pacote	510 mm * 250 mm * 395 mm
Peso Líquido	8,2 kg
Peso Bruto	9,5 kg
Função opcional	RS232
	RS485
	USB

