



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

LEONARDO MARTINIANO DE LIMA

**ESTUDO DE IMPLEMENTAÇÃO DE ELETROPOSTO ALIMENTADO POR SISTEMA
FOTOVOLTAICO AUTÔNOMO NA ILHA DE FERNANDO DE NORONHA**

Recife
2023

LEONARDO MARTINIANO DE LIMA

**ESTUDO DE IMPLEMENTAÇÃO DE ELETROPOSTO ALIMENTADO POR
SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTÔNOMO NA ILHA DE FERNANDO DE
NORONHA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica
da Universidade Federal de Pernambuco, como
requisito parcial para obtenção do grau de
Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador(a): Prof. Dr. Eduardo José Barbosa
Coorientador: Prof. Dr. José Filho da Costa Castro

Recife
2023

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor, através do
programa de geração automática do SIB/UFPE

Lima, Leonardo Martiniano de .

Estudo de implementação de eletroposto alimentado por um sistema
fotovoltaico autônomo na ilha de Fernando de Noronha / Leonardo
Martiniano de Lima. - Recife, 2023.

70 : il., tab.

Orientador(a): Eduardo José Barbosa

Cooorientador(a): José Filho da Costa Castro

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal
de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Engenharia Elétrica
- Bacharelado, 2023.

1. Microrredes. 2. Sistema fotovoltaico autônomo . 3. Eletroposto. 4.
Sistema de armazenamento por bateria. I. Barbosa , Eduardo José .
(Orientação). II. Castro, José Filho da Costa . (Coorientação). III. Título.

620 CDD (22.ed.)

LEONARDO MARTINIANO DE LIMA

**ESTUDO DE IMPLEMENTAÇÃO DE ELETROPOSTO ALIMENTADO POR UM
SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTÔNOMO NA ILHA DE FERNANDO DE
NORONHA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica
da Universidade Federal de Pernambuco, como
requisito parcial para obtenção do grau de
Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovado em: 02/05/2023.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Eduardo José Barbosa (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. José Filho da Costa Castro (Coorientador)
Universidade Federal de Pernambuco

MSc. Carlos Eduardo Ferreira Soares (Examinador Externo)
Companhia Energética do Estado de Pernambuco

Prof. Dr. Pedro Rosas (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Este trabalho é dedicado a meus avós:
Paulo Lima e Luzia Alvez, dois sertanejos
analfabetos, que em vida não puderam estar
presentes nesse momento, mas que torcem por
mim lá de cima.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por ter me dado discernimento, força e ter me feito resiliente durante toda essa jornada. Agradeço aos meus pais por sempre colocarem minha educação em primeiro lugar, por me apoiarem e me incentivarem a não desistir diante das dificuldades. Agradeço a minha vó Francisca Lopes, por sua preocupação incansável com meu bem-estar todos esses anos. Agradeço ao meu tio Edvan Lopes, por ter me acolhido durante todos esses anos, por todo apoio e incentivo dado a mim. Agradeço a minha amiga e companheira Beatriz Moreira, por ter me incentivado e me apoiado durante todo o curso, e ainda mais na elaboração deste trabalho.

Agradeço ao professor Eduardo José, por ter aceitado me orientar e me ajudar na elaboração deste trabalho, por todo o suporte técnico e disponibilidade. Agradeço ao professor José Filho da Costa, pela coorientação, esse trabalho não seria possível sem seu apoio técnico, gostaria de agradecer a inspiração que suas aulas trouxeram na elaboração deste trabalho.

Aos meus amigos e colegas que foram indescritíveis, a convivência e o crescimento mútuo que tivemos durante o período. Muitos trabalhos, aprendizados e desenvolvimento de atividades que me proporcionaram um grande crescimento pessoal e profissional.

Aos meus familiares e amigos, que foram de extrema importância, a todos que acreditaram em mim e no meu potencial. Vocês foram cruciais em todos esses anos para que eu conseguisse chegar até aqui. Meus sinceros agradecimentos a todos que sonharam esse sonho junto comigo.

RESUMO

Microrredes são sistemas de geração e distribuição de energia integrados e alocados nas proximidades das cargas elétricas, são caracterizadas pelo porte reduzido e capacidade de operar de forma ilhada, se tornando potenciais aliadas no fornecimento de energia para locais isolados. Diante disso, este trabalho tem como objetivo principal avaliar a viabilidade técnica de três possíveis topologias conceituais para implementação de um eletroposto, suprido por um sistema de geração solar fotovoltaica dotado de sistema de armazenamento de energia (eletroposto autônomo), na ilha de Fernando de Noronha. Foram realizadas simulações de desempenho eletroenergético do sistema, considerando as variações climáticas da região e a característica da curva de carga associada às estações de recarga. Além disso, foi realizada uma análise econômica dos custos com a aquisição dos equipamentos elétricos que compõem o sistema de geração e o sistema de armazenamento. Os resultados indicam que a utilização de sistemas fotovoltaicos com bateria para alimentação de eletropostos pode ser considerada uma opção viável tecnicamente e economicamente atrativa (quando comparada ao suprimento via geração termoelétrica). A utilização de eletropostos estruturados como microrredes autônomas pode contribuir para a redução da dependência de combustíveis fósseis, atuando diretamente para a redução de emissão de CO², podendo ser considerado uma alternativa tecnológica para o programa Noronha carbono zero (que visa reduzir a emissão de CO² na ilha).

Palavras-chave: microrredes; sistema fotovoltaico autônomo; eletroposto; sistemas de armazenamento por bateria.

ABSTRACT

Microgrids (MG) are integrated energy generation and distribution systems located near electrical loads. MG are characterized by their small size and ability to operate independently, making them allies in supplying energy to isolated locations. Therefore, this work aims to evaluate the technical feasibility of three possible conceptual topologies for implementing an electric vehicle charging station, supplied by a photovoltaic solar generation system equipped with an energy storage system (autonomous charging station), on the island of Fernando de Noronha. Electro-energetic performance simulations of the system were conducted, considering the region's climate variations and the load curve characteristics associated with the charging stations. In addition, an economic analysis was conducted on the costs associated with acquiring the electrical equipment that makes up the generation and storage system. The results indicate that the use of photovoltaic systems with batteries for charging stations can be considered a technically feasible and economically attractive option (when compared to supply via thermal generation). The use of charging stations structured as autonomous microgrids can contribute to the reduction of fossil fuel dependency, directly acting to reduce CO₂ emissions, and can be considered a technological alternative for the Noronha carbon-zero program (which aims to reduce CO₂ emissions on the island).

Keywords: Microgrids, autonomous photovoltaic system, charging station, battery storage systems.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Tipos de Ligações	20
Figura 2 - Estrutura de uma junção PN	20
Figura 3 - Modelo de circuito fotovoltaico.....	21
Figura 4 - Curva característica I – V e P – V.	22
Figura 5 - Circuito Full Bridge	23
Figura 6 - Transistores T1 e T4 conduzindo.....	23
Figura 7 - Transistores T2 e T3 conduzindo.....	23
Figura 8 - Forma de onda circuito Full Bridge sem modulação	24
Figura 9 - Forma de onda circuito Full Bridge com modulação	24
Figura 10 - Ponto de máxima potência Curva P-V	25
Figura 11 – Circuito controlador de carga com chave série	26
Figura 12 - Circuito controlador de carga com chave paralela.....	27
Figura 13 – Porcentagem de tecnologias de baterias em operação	29
Figura 14 - Componentes de uma célula Li-Ion	30
Figura 15 - Topologia conceitual do eletroposto.....	31
Figura 16 - Alternativa 01 - Topologia conceitual A	32
Figura 17 - Alternativa 02 - Topologia conceitual B.....	35
Figura 18 - Alternativa 03 - Topologia conceitual C.....	37
Figura 19 - Curva de carga consumo diário - Topologia conceitual A	40
Figura 20 - Curva de carga consumo anual - Topologia conceitual A	40
Figura 21 - Localização de implantação da Usina Fotovoltaica.....	41
Figura 22 - Distribuição dos módulos fotovoltaicos - Topologia conceitual A	42
Figura 23 - Diagrama unifilar Topologia conceitual A	43
Figura 24 - Previsão de rendimento do sistema - Topologia conceitual A	46
Figura 25 - Gráfico do fluxo de carga - Topologia conceitual A	47
Figura 26 - Gráfico de fornecimento de energia fotovoltaica - Topologia conceitual A	48
Figura 27 - Gráfico de consumo coberto pelo sistema autônomo x curva de consumo - Topologia conceitual A	48
Figura 28 - Curva de carga de consumo diário - Topologia conceitual B.....	49
Figura 29 - Curva de carga consumo anual - Topologia conceitual B	49
Figura 30 - Distribuição dos módulos fotovoltaicos - Topologia conceitual B	50

Figura 31 - Diagrama unifilar Topologia conceitual B	52
Figura 32 - Previsão de rendimento do sistema - Topologia conceitual B.....	53
Figura 33 - Gráfico do fluxo de carga - Topologia conceitual B	53
Figura 34 - Gráfico de fornecimento de energia fotovoltaica - Topologia conceitual B.....	54
Figura 35 - Gráfico de consumo coberto pelo sistema autônomo x curva de consumo - Topologia conceitual B.....	55
Figura 36 - Curva de carga consumo diário - Topologia conceitual C.....	55
Figura 37 - Curva de carga consumo anual - Topologia conceitual C	56
Figura 38 - Distribuição dos módulos fotovoltaicos - Topologia conceitual C	56
Figura 39 - Diagrama unifilar Topologia conceitual C	57
Figura 40 - Previsão de rendimento do sistema - Topologia conceitual C.....	58
Figura 41 - Gráfico do fluxo de carga - Topologia conceitual B	59
Figura 42 - Gráficos de fornecimento de energia fotovoltaica - Topologia conceitual C	60
Figura 43 - Gráfico de consumo coberto pelo sistema autônomo x curva de consumo - Topologia conceitual C.....	60
Figura 44 - Simulação de tributação controlador de carga SUN-10K-SG01LP3	62
Figura 45 - Simulação de tributação baterias PURE Storage II	63
Figura 46 - Simulação de tributação controlador de carga Sunny Island 8.0H.....	64
Figura 47 - Custo Nivelado da energia (LCOE).....	67

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Especificações técnicas módulo fotovoltaico.....	41
Tabela 2 - Especificações técnicas Inversor Sungrow 50kW.....	43
Tabela 3 – Especificações técnicas controlador de carga Deye de 10kW.....	44
Tabela 4 – Especificações técnicas bateria Puredrive de 5kWh.....	45
Tabela 5 - Especificações técnicas Inversor Sungrow 33kW.....	51
Tabela 6 - Especificações técnicas controladores de carga SMA de 8kw.....	52
Tabela 7 - Custo de aquisição dos equipamentos para a Topologia conceitual A.....	62
Tabela 8 - Custo de aquisição dos equipamentos para a Topologia conceitual B.....	64
Tabela 9 - Custo de aquisição dos equipamentos para a Topologia conceitual C.....	65
Tabela 10 - Preço do MWh ao longo da vida útil do sistema.....	66

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
BMS	<i>Battery Management System</i>
CRECESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica
GD	Geração Distribuída
kWh	Kilowatt hora
kWp	Kilowatt pico
LCOE	<i>Levelized Cost of Electricity</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
PV	Painel Fotovoltaico
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SFI	Sistema Fotovoltaico Isolado
SIN	Sistema Interligado Nacional
SOC	<i>State of Charge</i>
kWp	Kilowatt pico
UTE	Usina Termelétrica
VE	Veículo Elétrico

LISTA DE SÍMBOLOS

E_A	Energia Armazenada
E_{el}	Consumo de energia elétrico diário
E_{tot}	Consumo diário total
I	Corrente elétrica
I_{pV}	Corrente gerada pela incidência de luz
I	Corrente de saturação reversa
K	Constante de Boltzmann
n	Fator de idealidade do diodo
P	Potência
P_D	Profundidade de descarga
Pot_{FV}	Potência do arranjo fotovoltaico
q	Carga do elétron
R_s	Resistência série
R_p	Resistência paralelo
STC	<i>Standard Test Condition</i>
T	Temperatura absoluta
V	Tensão
Δt	Período de horas de consumo diário

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	OBJETIVO.....	16
1.2	MOTIVAÇÃO.....	16
1.3	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	17
2	MICRORREDES	18
2.1	COMPONENTES DA MICRORREDE	19
2.1.1	Célula fotovoltaica	19
2.1.1.1	<i>Curva i-v.....</i>	<i>21</i>
2.1.2	Inversor.....	22
2.1.2.1	<i>Inversor com MPPT</i>	<i>24</i>
2.1.3	Controlador de carga	25
2.1.3.1	<i>Controlador liga/desliga</i>	<i>25</i>
2.1.3.2	<i>Controlador chave série</i>	<i>26</i>
2.1.3.3	<i>Controlador chave paralelo</i>	<i>26</i>
2.1.3.4	<i>Controlador PWM.....</i>	<i>27</i>
2.1.4	Baterias	27
2.1.4.1	<i>Novas tecnologias.....</i>	<i>28</i>
2.1.4.2	<i>Bateria de íon de lítio.....</i>	<i>29</i>
3	TOPOLOGIA DE ESTRUTURAÇÃO DOS ELETROPOSTOS	31
3.1	Dimensionamento Topologia Conceitual A.....	32
3.2	Dimensionamento Topologia Conceitual B	35
3.3	Dimensionamento Topologia Conceitual C	37
4	SIMULAÇÕES	39
4.1	Simulação Topologia Conceitual A	39
4.2	Simulação Topologia Conceitual B.....	49
4.3	Simulação Topologia Conceitual C.....	55
5	ANÁLISE FINANCEIRA.....	61
5.1	Custos Para Aquisição dos Equipamentos - Topologia Conceitual A	61
5.2	Custos Para Aquisição dos Equipamentos - Topologia Conceitual B.....	63
5.3	Custos Para Aquisição dos Equipamentos - Topologia Conceitual C.....	65
5.4	Comparação de Preço pela Energia Gerada Durante a Vida Útil do Sistema.....	66
6	CONCLUSÃO	68
6.1	Propostas de Futuros Trabalhos	68
	REFERÊNCIAS	69

1 INTRODUÇÃO

Nas últimas décadas, em paralelo a urbanização ocorrida no Brasil, o acesso à energia elétrica em grandes centros urbanos permitiu o fornecimento de eletricidade com elevados índices de disponibilidade. Entretanto, enquanto nas cidades energia pode ser considerado uma *comodity* de fácil acesso, esta não é a realidade para todos os consumidores, uma vez que em muitas localidades isoladas a energia ainda é um insumo considerado escasso (FINKLER *et al.*, 2016)

No contexto da sociedade moderna, na qual o desenvolvimento local está fortemente correlacionado e condicionado ao acesso à energia elétrica, a maior parte das atividades produtivas requer energia elétrica para ser desenvolvida. Desta forma, é possível destacar a importância desse insumo no dia a dia. Segundo dados da ANEEL, o estado do Pará possui cerca de 154,8 mil famílias sem acesso a eletricidade, em seguida há o Amazonas com 33 mil famílias e, em terceiro lugar, no Acre ainda há 17 mil famílias desprovidas de fornecimento (FINKLER *et al.*, 2016).

Um dos principais motivos da indisponibilidade de fornecimento de eletricidade aos consumidores brasileiros é a localização em lugares isolados e de difícil acesso, inviabilizando alternativas de integração desses locais ao SIN (Sistema Interligado Nacional). No Brasil, o SIN consiste em um conjunto de usinas, subestações, linhas de transmissão e redes de distribuição que formam um único sistema integrado eletricamente, com elevada participação de fontes de geração renovável (do tipo hídrica, eólica e solar fotovoltaica).

Além de todo este contexto de localidades sem acesso a eletricidade, é válido salientar que a busca pela produção de energia sustentável vem crescendo de forma exponencial nos últimos anos, devido à uma possível escassez de recursos naturais e de combustíveis fósseis, bem como as crescentes pressões socioambientais para descarbonização do setor elétrico. Dentre as fontes de geração sustentável é válido um destaque para as fontes: solar fotovoltaica, eólica, biomassa, biogás natural e hidrogênio verde. É notória a busca por meios de desenvolvimento de forma sustentável, sendo assim, é crucial a busca pela geração de energia elétrica como mínimo impacta no meio ambiente. A demanda por energia limpa tem intensificado também o surgimento de tecnologias de produção e armazenamento de energia elétrica, visando mitigar a variabilidade de fontes renováveis e acoplar a produção ao consumo com um impacto menor ao meio ambiente.

1.1 Objetivo

Este trabalho tem como objetivo estudar a implementação de eletroposto suprido por uma usina solar fotovoltaica implantada na ilha de Fernando de Noronha, visando a redução na emissão de CO₂, tanto na queima de óleo diesel utilizado na geração de energia elétrica, quanto na queima de combustível utilizado pelos automóveis. Tais diretrizes fazem parte do programa Noronha Carbono Zero (PERNAMBUCO, 2020).

1.2 Motivação

O arquipélago de Fernando de Noronha faz parte do território do estado de Pernambuco, possui vinte e uma ilhas de origem vulcânica, neste conjunto de ilhas está localizada a ilha de Fernando de Noronha, que se encontra a 540 km de distância da costa de Pernambuco, segundo dados de 2021 do IBGE, a ilha de Fernando de Noronha possui uma área territorial de 26.000 km² e uma população de 3.140 pessoas (IBGE, 2023). Segundo informações divulgadas em 2021 pela NEOENERGIA Pernambuco, Noronha possui 1.082 unidades consumidoras, dentre elas 679 são residências e 278 são estabelecimentos comerciais, essas unidades consumidoras são responsáveis por cerca de 87% do consumo de energia elétrica gerada na ilha (EPE, 2021).

A geração de energia elétrica da ilha é majoritariamente proveniente de termelétricas movidas a óleo diesel. A ilha possui três unidades geradoras de 1.286kW e uma unidade de 1.120kW, que juntas totalizam 4.978kW e são responsáveis por 90% da geração de energia da ilha (EPE, 2022). Em 2018 foram divulgados dados indicando que consumo de diesel na ilha no ano de cerca de 554 mil litros (HORTA; AMBROSIO; PIRES, 2020). Além disso, Fernando de Noronha possui mais duas usinas fotovoltaicas, Noronha I que possui 402 kWp de potência instalada e Noronha II que possui 550 kWp de potência instalada, totalizando 952 kWp, essas usinas juntas são responsáveis pelos 10% restantes na geração de energia.

Esses dados mostram que a geração de energia elétrica em Noronha ainda é baseada em fontes termoelétrica poluentes, nocivas ao meio-ambiente devido a emissão de CO₂ proveniente da combustão de óleo diesel. Diante desta problemática, o governo do estado de Pernambuco deu início ao programa Noronha Carbono Zero, tendo como objetivo zerar a emissão de CO₂ na ilha, visando auxiliar na preservação dos recursos naturais (PERNAMBUCO, 2020).

Dentre as medidas de contenção vale ressaltar duas medidas que afetam diretamente a matriz energética da ilha: a entrada de carros movidos a combustão estará vetada a partir de

2023, ou seja, novos veículos só poderão circular na ilha caso sejam totalmente elétricos. O segundo ponto consiste em substituir as termelétricas que geram energia na ilha, por fontes de energia renováveis. Neste contexto, este trabalho tem como objetivo analisar a inserção de um eletroposto alimentado por uma usina solar fotovoltaica com sistema de armazenamento com baterias, tendo em vista que a partir de 2023 a demanda por eletropostos na ilha tende a crescer. Ressalta-se que, de modo a estar de acordo com as diretrizes do programa Noronha carbono zero, o eletroposto será suprido por uma fonte renovável e com emissão zero de CO².

1.3 Organização do Trabalho

Este trabalho está organizado na seguinte estrutura:

- Este capítulo descreve a motivação e os objetivos. Em resumo, a ideia principal é avaliar a implantação, do ponto de vista técnico e econômico, da aplicação de eletroposto sustentável, estruturado como uma microrrede com autonomia de energia e potência. Neste sentido, considerando o contexto da ilha de Fernando de Noronha, a proposta considera a utilização de um sistema de geração solar fotovoltaico e um sistema de armazenamento de energia por meio de baterias para suprir as estações de recarga para veículos elétricos.
- O Capítulo 2 descreve os principais elementos da solução proposta, revisitando os conceitos associados à produção de energia por meio de sistemas de geração solar fotovoltaica, bem como uma descrição geral das tecnologias de armazenamento de energia, no contexto de microrredes.
- Em seguida, no Capítulo 3, são apresentadas as simulações considerando três topologias de referência de eletroposto, com diferentes perfis de recarga e estações de recarga de 22k W e de 7 kW.
- O Capítulo 4 descreve uma comparação em termos de custos associados de instalação e custo equivalente da energia relativa a cada topologia.
- Por fim, as conclusões e propostas de trabalho futuro estão descritas no Capítulo 6.

2 MICRORREDES E TECNOLOGIAS ASSOCIADAS PARA ESTRUTURAÇÃO DE ELETROPOSTOS SUSTENTÁVEIS

Uma saída alternativa tecnicamente viável para o suprimento em locais com restrição de acesso expostas anteriormente é a implantação de microrredes com sistema geração local e recursos de armazenamento de energia. De acordo com o DoE (Departamento de Energia dos EUA) e o *Microgrid Exchange Group*, microrredes podem ser definidas como um grupo de cargas interconectadas e recursos de energia distribuídos dentro de limites elétricos claramente definidos que atuam como uma única entidade controlável em relação à rede e com capacidade para se conectar e desconectar da rede, podendo operar no modo ilhado (CASTRO *et al.*, 2023). Uma microrrede pode ser caracterizada por seu porte reduzido em relação à rede elétrica convencional (ou Sistema Elétrico de Potência – SEP), a instalação em uma região delimitada, a capacidade de operar ilhada e a proximidade entre a geração e o consumo (T SOUZA JR *et al.*, 2019). Em outros termos, consiste em uma rede local de geração, distribuição e consumo de energia elétrica. As microrredes podem ser também do tipo isoladas, quando não há conexão física com a rede convencional de distribuição e operam de forma permanente desconectadas do SEP.

Uma das características das microrredes é o tipo de fonte de geração utilizada, usualmente do tipo Geração Distribuída (GD) renovável e alocada próxima aos centros de consumo. No Brasil, a Geração Distribuída foi caracterizada por meio do Artigo 14 do Decreto-Lei n.º 5.163 de 2004: “Considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador” (BRASIL, 2004). Desta forma, a geração está intrinsecamente relativamente próxima a carga, com potencial de redução dos custos associados com a distribuição de energia.

Em função da localização da geração, os sistemas estruturados no formato de microrredes podem ser muito mais eficientes, pois as perdas são mitigadas, devido às dimensões do sistema serem consideravelmente menores em relação a rede comum de distribuição.

Para permitir a estruturação de um sistema com autonomia energética, um sistema de geração própria deve estar presente na microrrede. Quando a fonte de potência é renovável e variável (por exemplo, geração solar fotovoltaica ou eólica), um sistema de armazenamento de energia pode ser utilizado para flexibilizar o controle de potência. Neste sentido, os próximos tópicos deste trabalho revistam os principais componentes utilizado em microrredes, bem como

os conceitos associados a produção de energia por meio da geração (com ênfase para a geração solar fotovoltaica) e o armazenamento de energia (por meio de baterias eletroquímicas).

2.1 Componentes da Microrrede

2.1.1 Célula fotovoltaica

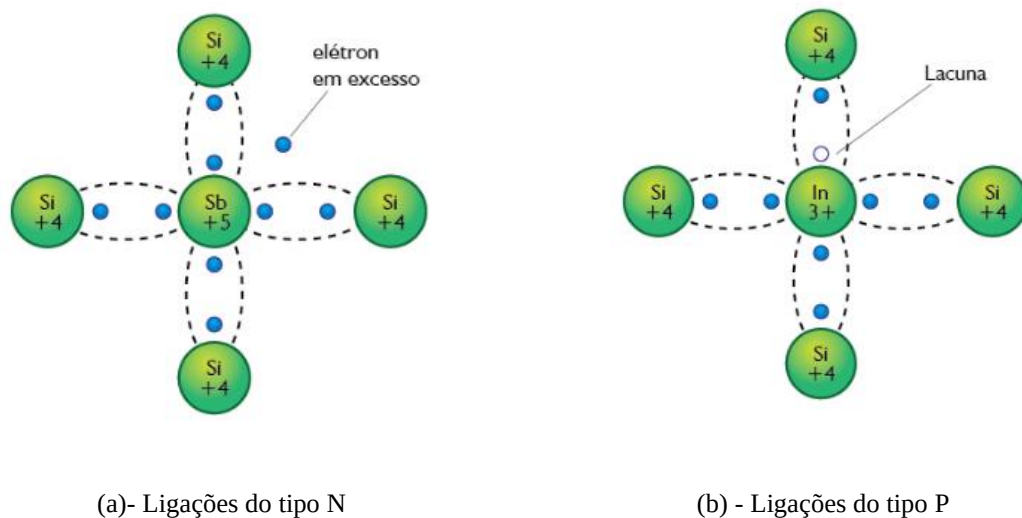
A energia fotovoltaica se trata da conversão direta da luz solar em eletricidade, por meio do efeito fotovoltaico. As células fotovoltaicas presentes nos painéis solares são constituídas de materiais semicondutores, ou seja, são materiais que possuem tanto características de condutor como características de material isolante. Um material utilizado na fabricação de módulos fotovoltaicos é o silício (Si), esse elemento possui 4 elétrons na camada de valência, numa estrutura cristalina e pura, cada átomo de silício compartilha um de seus elétrons com outro átomo de silício, fazendo com que ocorra uma estabilidade. Porém, para que esse material semicondutor obtenha características condutivas é realiza-se um processo de dopagem, que consiste em acrescentar uma porcentagem de outro elemento, por exemplo é adicionado fósforo ao silício que possui 5 elétrons na camada de valência, ao se realizar essa mistura quatro dos cinco elétrons presentes na camada de valência do fósforo se ligam aos quatro elétrons presentes na camada de valência do silício, como pode ser visualizado na Figura 1a(FERREIRA, 1987). Desta forma, um elétron não estará fortemente ligado a nenhum dos átomos.

Quando um semicondutor possui elétrons livres, denomina-se então esse semicondutor como do tipo N. Para se obter o efeito inverso, a dopagem é realizada com átomos que contém 3 elétrons na camada de valência, criando lacunas, como visto na Figura 1b, quando um semicondutor possui lacunas, denomina-se então esse semicondutor como do tipo P (FERREIRA, 1987). Os módulos fotovoltaicos são constituídos de células formadas pela junção de semicondutores do tipo N e semicondutores do tipo P, onde será formada a junção PN, quando essa junção acontece, elétrons livres da região N ocupam as lacunas presentes na região P, até que ocorra a produção de um campo elétrico que impede a passagem de elétrons do lado N para o lado P. Desta forma estabelecendo um equilíbrio, em consequência desse equilíbrio é formada uma zona, denominada zona de depleção, gerando uma barreira de potencial, a Figura 2 mostra a estrutura física de uma junção PN de uma célula fotovoltaica (CRESESB, 2014).

No momento que a célula fotovoltaica é exposta a luz, os fótons se colidem com os elétrons que por sua vez são empurrados até atingir a região de depleção, desta forma são

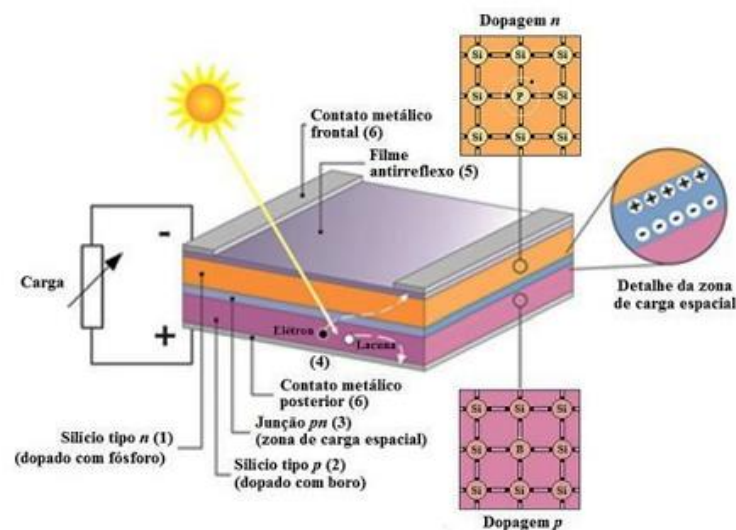
gerados pares de elétrons e lacunas, com isso o campo elétrico da região de depleção movimentará então os elétrons e lacunas para fora da zona desta região, fazendo com que ocorra uma diferença de potencial, e por meio de um condutor externo, haverá uma circulação de corrente contínua, a intensidade da corrente gerada está ligada diretamente com a intensidade da luz. Desta forma, é imprescindível em um projeto fotovoltaico que não haja sombreamento nos módulos fotovoltaicos, pois as células fotovoltaicas só conseguem manter um fluxo de corrente quando há incidência de luz (NASCIMENTO, 2004).

Figura 1 - Tipos de Ligações



Fonte:(FERREIRA, 1987)

Figura 2 - Estrutura de uma junção PN



Fonte:(CRESESB, 2014)

2.1.1.1 Curva i-v

A célula fotovoltaica se trata de uma junção P-N, que usualmente pode ser representada como na Figura 3. O circuito se trata de um diodo conectado em paralelo por uma fonte de corrente gerada por luz, onde R_s e R_p representam as resistências série e paralelo, respectivamente, as resistências têm o papel de representar as perdas do sistema (ISHAQUE; SALAM, 2011). A equação (2.1) (ISHAQUE; SALAM, 2011) representa a corrente de saída utilizando o modelo apresentado, têm-se:

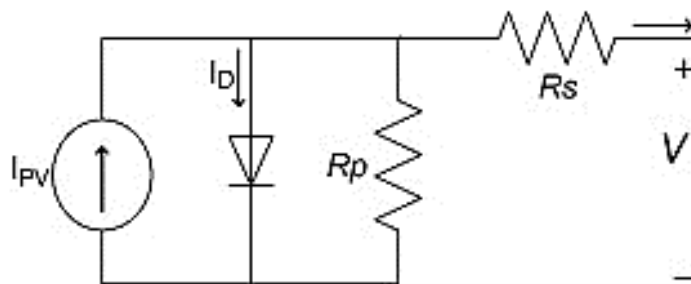
$$I = I_{PV} - I_0 \left[\exp \left(\frac{q \cdot V + I \cdot R_s}{n \cdot K \cdot T} \right) - 1 \right] - \left(\frac{V + I \cdot R_s}{R_p} \right) \quad (2.1)$$

Onde:

- I - Corrente de saída (A)
- I_{PV} - Corrente gerada pela incidência de luz (A)
- I_0 - Corrente de saturação reversa (A)
- V - Tensão de saída (V)
- n - Fator de idealidade do diodo (Nº adimensional entre 1 e 2)

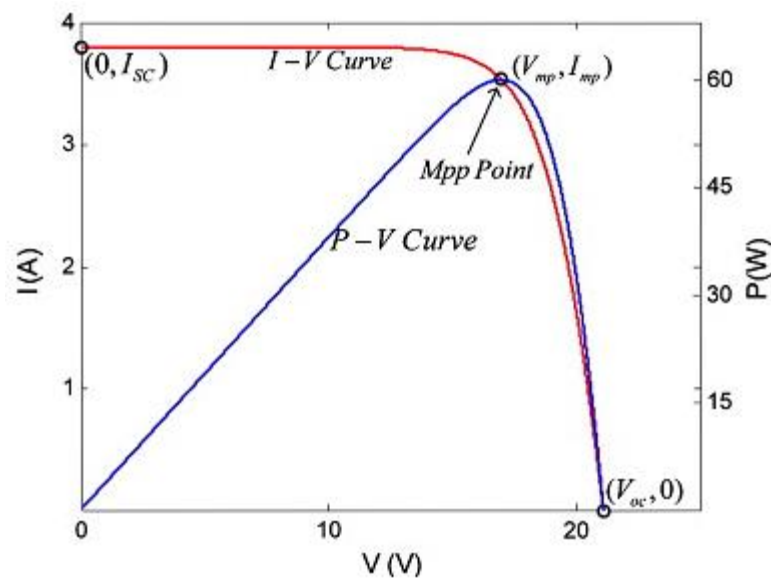
É possível perceber que os valores de tensão de saída variam de acordo com a carga conectada, ou seja, são parâmetros que dependem da irradiância e da temperatura a que os módulos estão submetidos. A Figura 4 apresenta a curva característica I-V e P-V, com destaca o ponto de máxima potência do sistema.

Figura 3 - Modelo de circuito fotovoltaico.



Fonte: (ISHAQUE; SALAM, 2011)

Figura 4 - Curva característica I – V e P – V.



Fonte: (ISHAQUE; SALAM, 2011)

2.1.2 Inversor

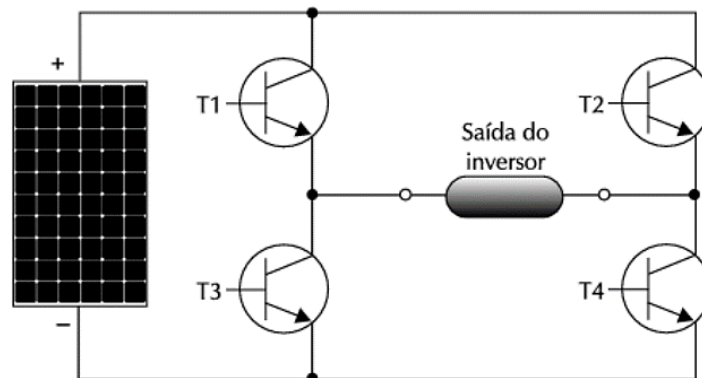
Como descrito anteriormente, as células fotovoltaicas produzem corrente contínua a partir da incidência da luz, porém a rede elétrica convencional é projetada para a transmissão de corrente alternada. Desta forma, é preciso que haja uma conversão da corrente contínua em corrente alternada, para tal tarefa utilizam-se os inversores.

O princípio de funcionamento do inversor pode ser derivado do conversor CC-CA de ponte completa (*full bridge*). Esta configuração consiste em quatro transistores: T1, T2, T3 e T4, que são ligados à carga em ponte, conforme mostrado na Figura 5. Os transistores são chaves eletrônicas que permitem ou cessam a passagem de corrente de acordo com o estado de condução, sendo acionadas em pares e de forma alternada, com uma frequência fixa (mais comumente a da rede elétrica - 60 Hz), alterando a polaridade da tensão na carga. A Figura 6 e a Figura 7 ilustram este princípio de funcionamento (VILLALVA, 2012).

A forma de onda obtida pela comutação entre os transistores do inversor em ponte pode ser visualizada na Figura 8. Percebe-se que é uma onda quadrada, porém a forma de onda da rede elétrica tem o formato senoidal. Para contornar essa problemática, ao invés de realizar essa comutação em pares de forma simultânea, se impõe um defasamento na comutação entre os transistores, de forma a provocar um cancelamento de tensão em determinados intervalos do ciclo, essa técnica recebe o nome de Modulação por Largura de Pulso ou por sua sigla em inglês PWM (*Pulse-Width Modulation*). Desta forma, a largura do pulso CC de entrada é ajustada

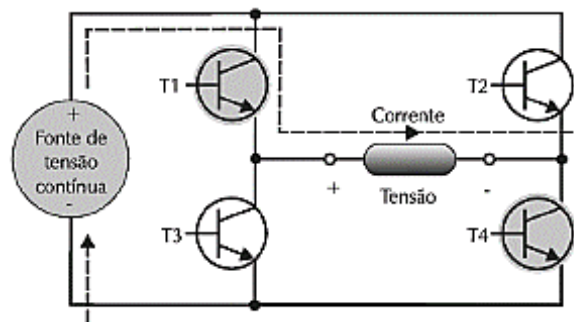
conforme a amplitude e a frequência do sinal CA na saída, utilizando-se desta estratégia é possível obter uma forma de onda mais próxima da senoidal, como pode ser observado na Figura 9 (CRESESB, 2014). Atualmente a tecnologia de inversores vem aumentando esporadicamente, fazendo com que essa conversão de CC para CA ocorra de forma mais complexa e precisa, porém, se valendo do mesmo princípio apresentado anteriormente.

Figura 5 - Circuito Full Bridge



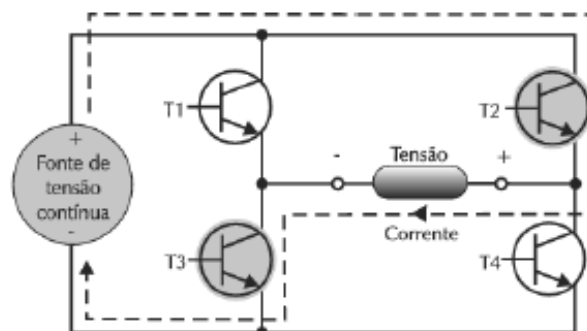
Fonte: (VILLALVA, 2012)

Figura 6 - Transistores T1 e T4 conduzindo



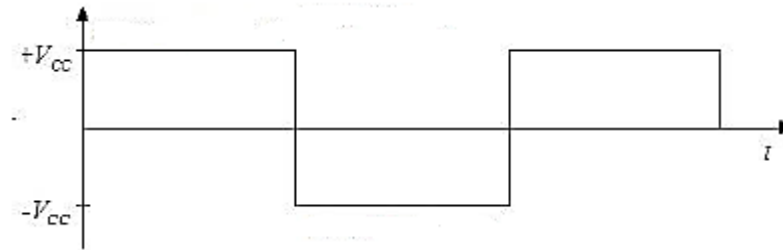
Fonte: (VILLALVA, 2012)

Figura 7 - Transistores T2 e T3 conduzindo



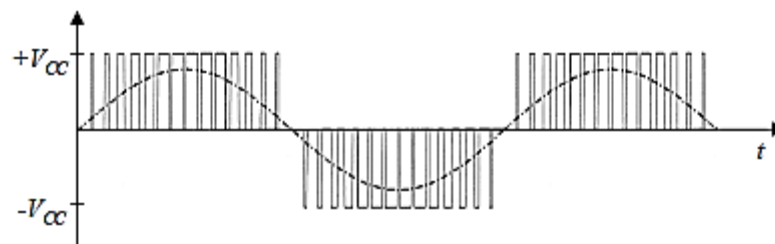
Fonte: (VILLALVA, 2012)

Figura 8 - Forma de onda circuito Full Bridge sem modulação



Fonte: (CRESESB, 2014)

Figura 9 - Forma de onda circuito Full Bridge com modulação



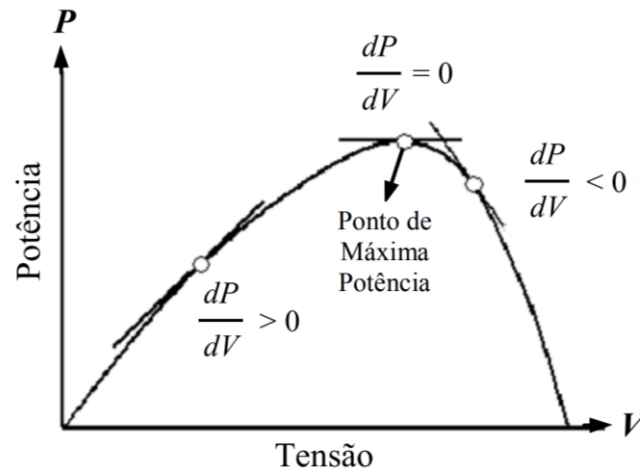
Fonte: (CRESESB, 2014)

2.1.2.1 Inversor com MPPT

A potência gerada por um módulo fotovoltaico depende de fatores climáticos externos, tal como a irradiância e a temperatura. Os módulos são expostos a sombreamentos por conta de passagens de nuvens, elevações de temperatura e quedas de temperatura no decorrer do dia. Desta forma, é utilizada a tecnologia de monitoramento do ponto de máxima potência MPPT.

O algoritmo de controle para o MPPT pode utilizar, por exemplo, o método da condutância incremental para a determinação do ponto de máxima potência. Este método consiste em verificar o declive da curva de potência em função da tensão, de forma a encontrar o ponto onde a potência é máxima, que corresponde a um declive próximo de zero, como pode ser observado na Figura 10 (TRINDADE; MARTINS; AFONSO, 2005). Com essa técnica é possível monitorar as mudanças na curva característica I-V, de forma que o circuito eletrônico presente no inversor mantém os módulos operando no ponto de máxima transferência de potência, independentemente do cenário (condições climáticas) externo do módulo.

Figura 10 - Ponto de máxima potência Curva P-V



Fonte: (TRINDADE; MARTINS; AFONSO, 2005)

2.1.3 Controlador de carga

Um dos elementos principais de um sistema fotovoltaico autônomo são os controladores de carga, dispositivos com a função de realizar a integração entre o sistema de geração e o sistema de armazenamento, sua principal função é monitorar e garantir que o sistema de baterias opere numa faixa de carga satisfatória, evitando a ocorrência de descargas profundas, abaixo dos níveis recomendados pelo fabricante, evitando também sobrecargas excessivas, respeitando seu limite de tensão de carga. Com isso, o perfil de carga de cada bateria é respeitado, proporcionando um tempo de vida útil maior para o sistema de baterias (VILLALVA, 2012).

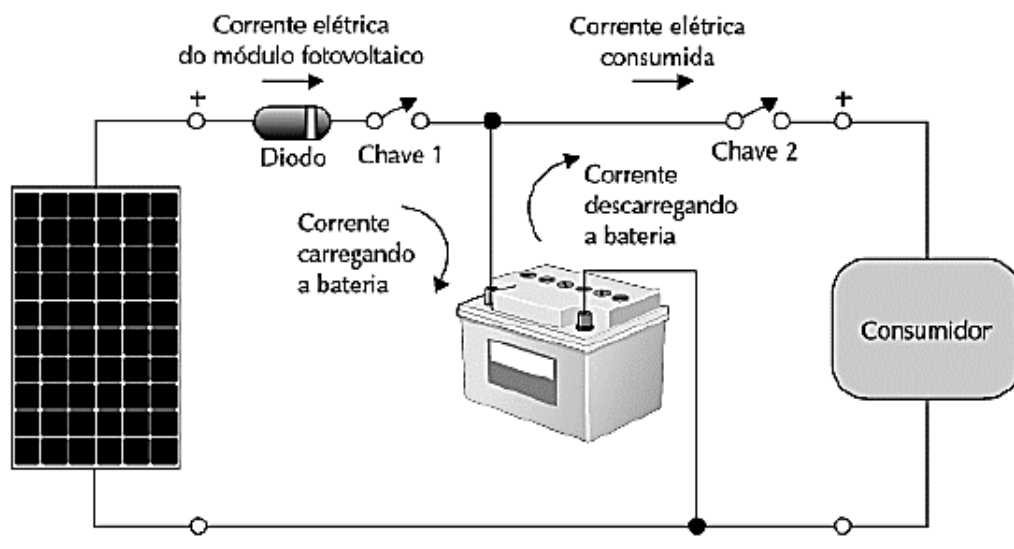
2.1.3.1 Controlador liga/desliga

Esse tipo de controlador tem aspectos construtivos bastante simples, sendo composto basicamente por duas chaves que possuem a função de conectar a bateria a fonte de geração e desconectar do consumidor. Quando a bateria atinge um nível de carga abaixo do recomendado, no momento que a bateria estiver completamente carregada, o controlador carga desconecta a bateria da fonte de geração e o conecta imediatamente ao consumidor. Os controladores do tipo Liga/Desliga tem dois tipos de configuração de circuito: paralelo ou série (VILLALVA, 2012), como descrito a seguir.

2.1.3.2 Controlador chave série

A Figura 11 apresenta um modelo de circuito para o controlador com chave série. O princípio de funcionamento é simples: quando a bateria está no estágio de carregamento e abaixo do nível máximo de carga a chave 01 da esquerda permanece fechada, fornecendo corrente tanto para a bateria quanto para o consumidor, até o momento que a tensão nos terminais da bateria atinja o valor máximo recomendado, nesse instante a chave 01 é aberta interrompendo a passagem de corrente, fazendo com que o carregamento cesse e evitando a sobrecarga na bateria. Quando a tensão nos terminais da bateria atinge valores abaixo do recomendado, a chave 02 é aberta, interrompendo a passagem de corrente da bateria para o consumidor até o momento que o nível de tensão nos terminais da bateria seja restabelecido aos valores recomendados (VILLALVA, 2012).

Figura 11 – Circuito controlador de carga com chave série



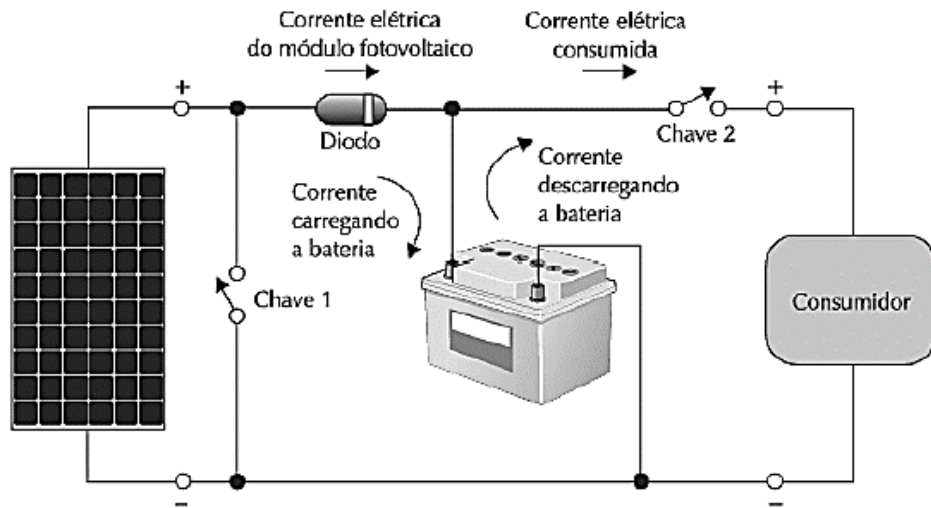
Fonte:(VILLALVA, 2012)

2.1.3.3 Controlador chave paralelo

O controlador com chave paralela possui um funcionamento semelhante ao de chave série. Porém, para o controlador de chave paralela a chave 01 é alocada em paralelo com o sistema de geração. Sendo assim, quando a chave 01 estiver fechada o fluxo de corrente é interrompido e o carregamento da bateria é encerrado, evitando uma sobrecarga na bateria. O fornecimento de energia para o consumidor segue os mesmos parâmetros apresentado no

controlador anterior, a Figura 12 nos apresenta o circuito controlador com chave em paralelo (VILLALVA, 2012).

Figura 12 - Circuito controlador de carga com chave paralela



Fonte: (VILLALVA, 2012)

2.1.3.4 Controlador PWM

Os controles de carga PWM gerenciam o carregamento da bateria por modulação de largura de pulso. Seu funcionamento se divide em três fases. Na fase inicial, quando a bateria está descarregada, o controlador irá impor a corrente máxima que o gerador fotovoltaico fornece até que a bateria atinja um valor de tensão mínimo pré-estabelecido para o início do carregamento. Em seguida, esse valor de tensão é mantido constante, até que a bateria seja considerada totalmente carregada, porém para que isso ocorra a corrente fornecida pelo gerador é controlada em PWM e vai sendo reduzida gradativamente. Por fim, na última fase, a tensão da bateria é mantida constante, porém em um valor abaixo ao valor pré-definido anteriormente, esse valor de tensão é mantido até que a bateria descarregue e um novo ciclo se inicie (CRESESB, 2014).

2.1.4 Baterias

A bateria é o principal componente em um sistema de armazenamento, pois tem a função de armazenar energia, quando há geração de energia fotovoltaica útil, além de ser responsável por fornecer a energia armazenada à carga, quando a fonte de geração não dispõe de capacidade de potência. Uma bateria é um conjunto de células ou vasos eletroquímicos, conectados em

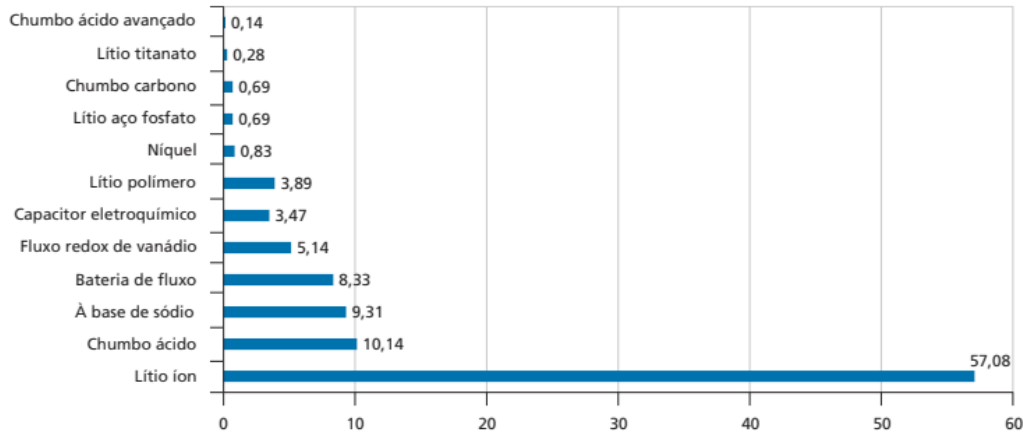
série e/ou em paralelo, capazes de armazenar energia elétrica na forma de energia química por meio de um processo eletroquímico de oxidação e redução (redox) que ocorre em seu interior. Quando uma bateria carregada é conectada a uma carga elétrica, ocorre o processo reverso, ou seja, uma corrente contínua é produzida pela conversão de energia química em energia elétrica (CRESESB, 2014).

2.1.4.1 *Novas tecnologias*

Fatores como o grande aumento na indústria de veículos elétricos, uma maior demanda por aparelhos eletrônicos mais modernos e robustos e o crescimento no setor de armazenamento de energia proveniente de fontes renováveis são cruciais para aumento da demanda por baterias. Adicionalmente, o desenvolvimento de novas tecnologias tem auxiliado a suprir o mercado. Há uma elevada diversidade de tecnologias, como baterias à base de chumbo (chumbo ácido, chumbo carbono, chumbo ácido regulada por válvula e baterias avançadas de chumbo ácido), baterias à base de lítio (titanato de lítio, lítio aço fosfato, lítio polímero de lítio íon), à base de sódio (sódio íon e sódio enxofre), níquel base, capacitor eletroquímico e bateria de fluxo de vanádio (redox de vanádio) (SILVA, 2022).

A Figura 13 apresenta em porcentagem do uso de tecnologias em operação no mundo. As tecnologias com tendência de crescimento são as de lítio polímero, sódio e redox de vanádio. Existem vinte e oito sistemas com baterias de lítio polímero em operação (3,89%), destes, vinte e sete são fabricados pela empresa francesa *Blue Solutions*, e um pela Samsung-SDI. Baterias de sódio íon já estão no mercado, fabricadas pela empresa *Aquion Energy*, com oito projetos em operação, totalizando 830 kW. Outras tecnologias promissoras são zinco ar, alumínio íon e sódio íon (IRENA, 2019).

Figura 13 – Porcentagem de tecnologias de baterias em operação



Fonte: (SILVA, R. D. De S. E, 2022)

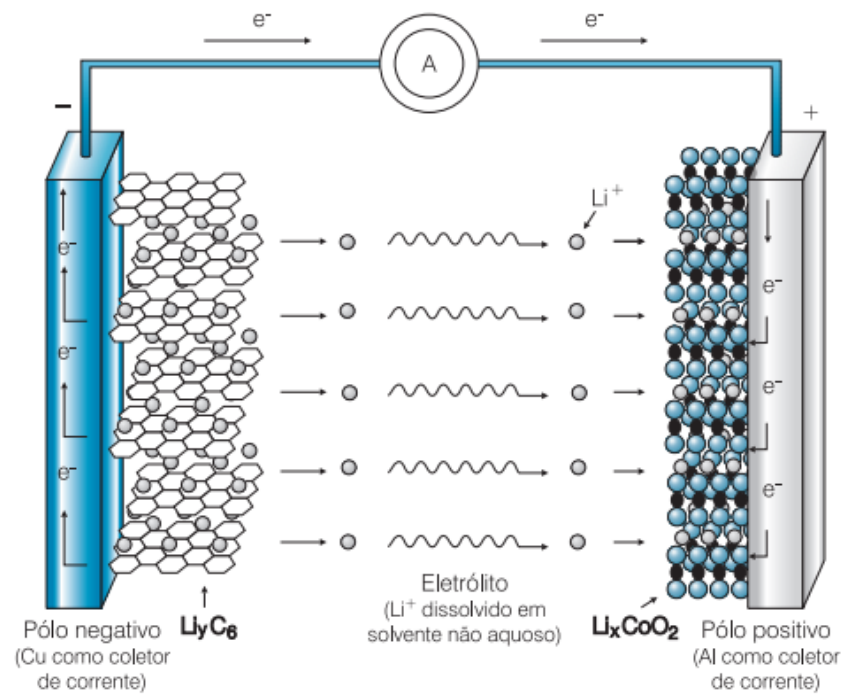
Atualmente, em termos de tecnologia em baterias, as de íons de lítio tem se sobressaído, pois possuem maior densidade de energia, menor taxa de autodescarga, menor tempo para recarga e uma baixa manutenção, quando comparadas as baterias de Níquel Cádmio e Chumbo Ácido.

2.1.4.2 Bateria de íon de lítio

A célula de lítio é composta por: cátodo (terminal positivo), ânodo (terminal negativo) e o eletrólito, conforme exibido na Figura 14. Durante a descarga, os íons de lítio se movem do catodo para o anodo através do eletrólito, enquanto os elétrons fluem pelo circuito externo, gerando corrente elétrica. Enquanto isso, os íons de lítio que se encontram no catodo se intercalam na estrutura cristalina do material do catodo, onde eles são armazenados em espaços intersticiais entre as camadas. A intercalação dos íons de lítio cria uma tensão elétrica, que é armazenada como energia química no material do catodo.(CHAGAS; URBANO; SCARMINIO, 2012).

No momento de fabricação desta bateria, o catodo contém íons de lítio, enquanto o ânodo não possui nenhum íon. A primeira reação ocorre quando o cátodo cede os íons de lítio para o eletrólito e posteriormente o ânodo recebe esse íon. Concomitantemente um elétron deve deixar o cátodo e migrar para o ânodo, via circuito externo (CHAGAS; URBANO; SCARMINIO, 2012).

Figura 14 - Componentes de uma célula Li-Ion



Fonte: (BOCCHI; FERRACIN; BIAGGIO, 2000)

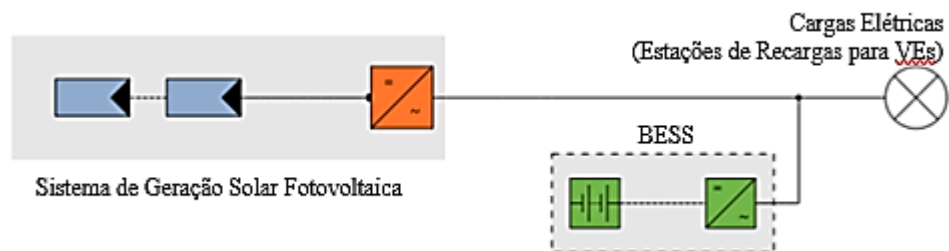
3 TOPOLOGIA DE ESTRUTURAÇÃO DOS ELETROPOSTOS

Para o dimensionamento de um sistema de geração fotovoltaico autônomo operando isolado (sem conexão com a rede elétrica), se faz necessário a modelagem da carga que será suprida pelo sistema. Sendo assim é crucial a definição da topologia conceitual do eletroposto. O sistema proposto é estruturado visando o suprimento de estações de recarga para veículos elétricos em regime de corrente alternada na tensão nominal padrão da rede elétrica trifásica de 380 Vrms. Para garantir que o eletroposto possa funcionar de forma isolada, um sistema de armazenamento por meio de baterias eletroquímicas (BESS – *Battery Energy Storage System*) é utilizado. A topologia conceitual genérica do eletroposto dotado de sistema de geração solar fotovoltaica e BESS pode ser visualizada na Figura 15.

Serão analisadas três alternativas de topologia para viabilização do eletroposto, considerando diferentes perfis de recarga para veículos elétricos (VEs) e potências de recarga. Os carregadores são representados por cargas elétricas com comportamento de consumo constante, com potência variando de acordo com o horário de funcionamento do eletroposto. As topologias avaliadas são:

- Topologia conceitual A - 02 carregadores de 22 kW
- Topologia conceitual B - 04 carregadores de 7 kW
- Topologia conceitual C - 02 carregadores de 7 kW e 01 carregador de 22 kW

Figura 15 - Topologia conceitual do eletroposto



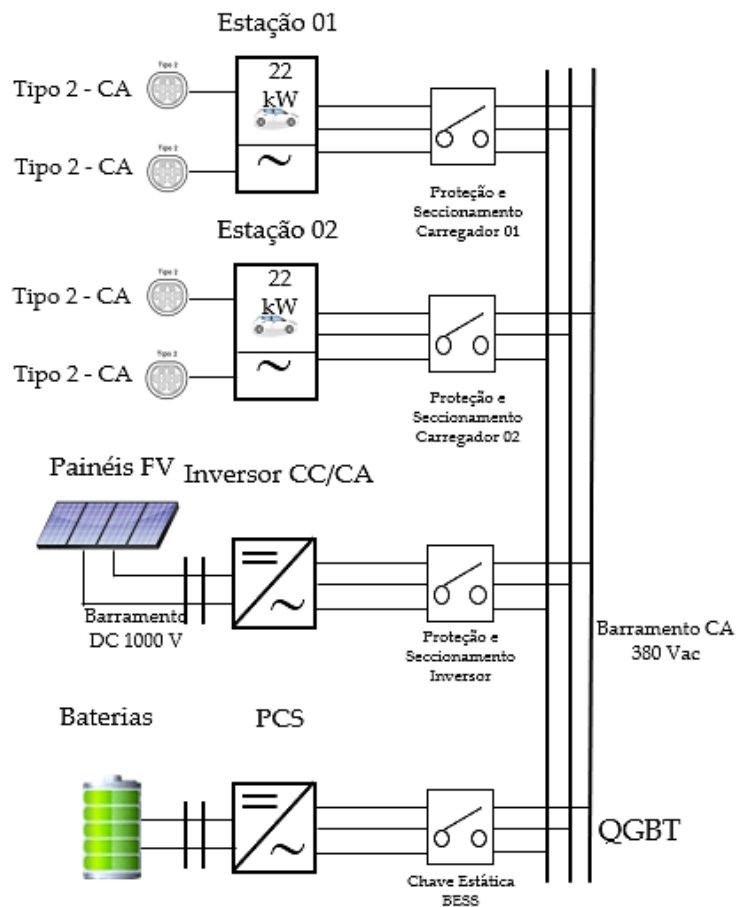
Fonte: Autor

Os tópicos a seguir descrevem o dimensionamento do sistema de geração solar fotovoltaica e do BESS, para cada uma das topologias (A, B e C).

3.1 Dimensionamento topologia conceitual A

Essa configuração consiste em duas estações de recarga semirrápida de 22kW AC (2x22kW). Nesta topologia é possível o carregamento de até quatro VE's por vez, cada um operando com recarga parcial de até 11kW, o tempo estimado de recarga por veículo utilizando essas estações de carregamento é de duas horas. Essa configuração pode ser visualizada na Figura 16.

Figura 16 - Alternativa 01 - Topologia conceitual A



Fonte: Autor

Para o dimensionamento do sistema de geração, considerou-se que o eletroposto com operação (horário de funcionamento) por um período de 12 horas diários (06 às 18). Além das estações de carregamento, considerou-se também como carga elétrica um sistema de iluminação de 200W que funcionará apenas durante o período noturno (17h às 06h), com base

nessas considerações os cálculos para o consumo de energia diário podem ser visualizados a seguir, de acordo com a Equação (3.1.1).

$$E_{el} = P \cdot \Delta t \quad (3.1.1)$$

$$E_{carregadores} = 2 \cdot 22000 \cdot 12 = 528,00 \text{ kWh/dia} \quad (3.1.2)$$

$$E_{iluminação} = 200 \cdot 13 = 2,60 \text{ kWh/dia} \quad (3.1.3)$$

$$E_{total} = E_{carregadores} + E_{iluminação} = 528,00 + 2,60 = 530,60 \text{ kWh/dia} \quad (3.1.4)$$

Em que:

- E_{el} - Consumo de energia elétrica diário [Wh/dia];
- P - Potência do equipamento [W];
- Δt - Período de consumo diário [h].

Com os valores de consumo de energia diários obtidos na equação (3.1.4), é possível estimar o requisito de energia armazenada nas baterias, por meio da Equação (3.1.5) (CRESESB, 2014) a seguir:

$$E_A = \frac{E_{total}}{P_D} \quad (3.1.5)$$

Onde:

- E_A - Energia Armazenada [Wh]
- E_{total} - Energia Consumida [Wh]
- P_D - Profundidade de descarga [20%, 50%, 80%, etc.]

Para a topologia A, considerando a profundidade de descarga de 80%, a energia armazenada pode ser calculada:

$$E_{A_A} = \frac{530600}{0,8} = 663,25 \text{ kWh/dia} \quad (3.1.6)$$

Desta forma para se garantir o suprimento de energia e potência nos horários de indisponibilidade na geração do sistema solar, deve-se implementar no mínimo, uma BESS de

45 kW/664 kWh. Uma vez dimensionado o sistema de armazenamento a ser utilizado, a potência e energia do sistema de geração solar fotovoltaica que fornecerá energia elétrica para o carregamento do sistema de armazenamento do projeto pode ser obtida.

Para o dimensionamento do sistema fotovoltaico. Será utilizado o Método do Mês Crítico, também chamado de intuitivo, que consiste na realização do dimensionamento do SFI (Sistema Fotovoltaico Isolado) considerando um balanço de energia durante o período do ano no qual ocorrem as condições médias mais desfavoráveis para o sistema (CRESESB, 2014). Sendo assim, como o sistema irá suprir energia para o pior mês em termos de irradiação solar no ano, para os meses seguintes o sistema fotovoltaico proporcionará um excesso de energia, desta forma os riscos de que o sistema de geração não consiga fornecer energia suficiente durante o decorrer do ano serão mitigados. O dimensionamento do arranjo fotovoltaico será realizado de acordo com a equação (3.1.7) (CRESESB, 2014):

$$Pot_{FV} = \frac{E_{total} \cdot STC}{Irradiação \cdot PR} \quad (3.1.7)$$

Onde:

- E_{total} - Consumo diário total [Wh/dia]
- STC - Condições padrões de Medição (Standard Test Condition). Corresponde a 1.000W/m² de irradiação solar (1.5AM) a uma temperatura de 25°C [W/m²]
- Irradiação - Nível médio de irradiação solar global (referente ao mês crítico)[Wh/m².dia]
- PR - Fator de eficiência conjunta do sistema (*Performance Ratio*)

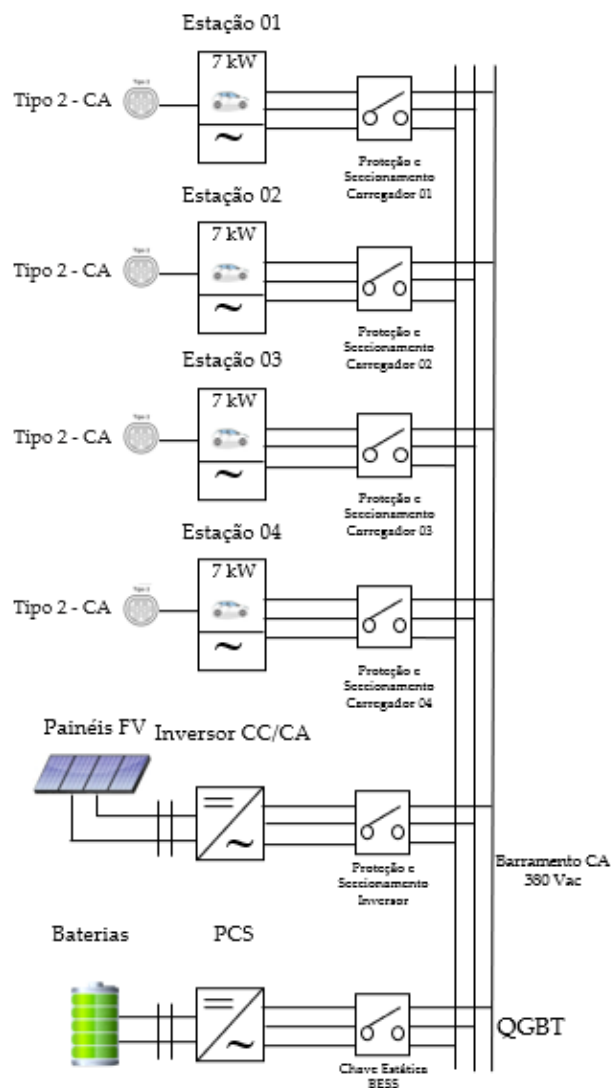
Os dados de irradiação foram obtidos por meio do *software SunData*, que possui como fonte de base de dados o Atlas brasileiro de energia solar. O SunData pode ser acessado pelo site da Cresesb (CRESESB, 2018). Para o cálculo da potência do sistema fotovoltaico, considerou-se o valor de irradiação no plano horizontal, referente ao pior mês do ano. Para o sistema em questão, estipulou-se um PR de 85% para efeito de cálculo. Sendo assim, o cálculo para a potência do sistema fotovoltaico da topologia A está descrito por meio da equação (3.1.8):

$$Pot_{FV_A} = \frac{530600 \cdot 1000}{4710 \cdot 0,85} = 132,53kWp \quad (3.1.8)$$

3.2 Dimensionamento topologia conceitual B

Para a segunda alternativa de implementação, têm-se a topologia conceitual B, o eletroposto é formado por quatro carregadores lentos de 7 kW AC (4 x 7 kW). Nesse exemplo de topologia é possível realizar a recarga de forma simultânea de até quatro VE's, cada um operando com recarga parcial de até 7 kW. Nesta configuração, como as estações de recarga tem potência menor, uma recarga pode durar cerca de 6 horas (considerando uma recarga completa de veículo elétrico com bateria de 42 kWh). Essa configuração está ilustrada e pode ser visualizada na Figura 17.

Figura 17 - Alternativa 02 - Topologia conceitual B



Fonte: Autor

Diferentemente do modelo de consumo apresentado anteriormente, nesta configuração, considerou-se que o eletroposto irá operar em um regime de funcionamento de 12 horas (referencialmente das 18h às 06h, por exemplo). Este intervalo de operação atuação é devido ao fato de que o ciclo de recarga para a estação de 7 kW demorar por volta de 6 horas, se tornando inviável manter um veículo parado por 6 horas durante o dia, pois é nesse momento que a demanda de passeios e locomoção na ilha é maior. Sendo assim com um funcionamento de 12 horas no período noturno, se torna possível operar por 2 ciclos de recarga sem que haja inconvenientes. A topologia conceitual B é estruturada tendo como referência a recarga de veículos de passeio, que durante o dia são utilizados para transporte e são recarregados durante a noite. Em conjunto haverá um sistema de iluminação de 200 W que funcionará no período também noturno (18h às 06h), desta forma essa configuração possui carga instalada de 28,2kW. Com base nessas considerações, o valor do consumo diário é exibido na equação (3.2.3):

$$E_{carregadores} = 2 \cdot 7000 \cdot 12 = 336,00\text{kWh/dia} \quad (3.2.1)$$

$$E_{iluminação} = 200 \cdot 12 = 2,40\text{kWh/dia} \quad (3.2.2)$$

$$E_{total_B} = 336,00 + 2,40 = 338,40\text{kWh/dia} \quad (3.2.3)$$

Considerando-se uma PD = 80%, para o cálculo de energia armazenada para topologia B, foi obtido de acordo com a equação (3.2.4) a seguir:

$$E_{A_B} = \frac{530600}{0,8} = 423,00\text{kWh/dia} \quad (3.2.4)$$

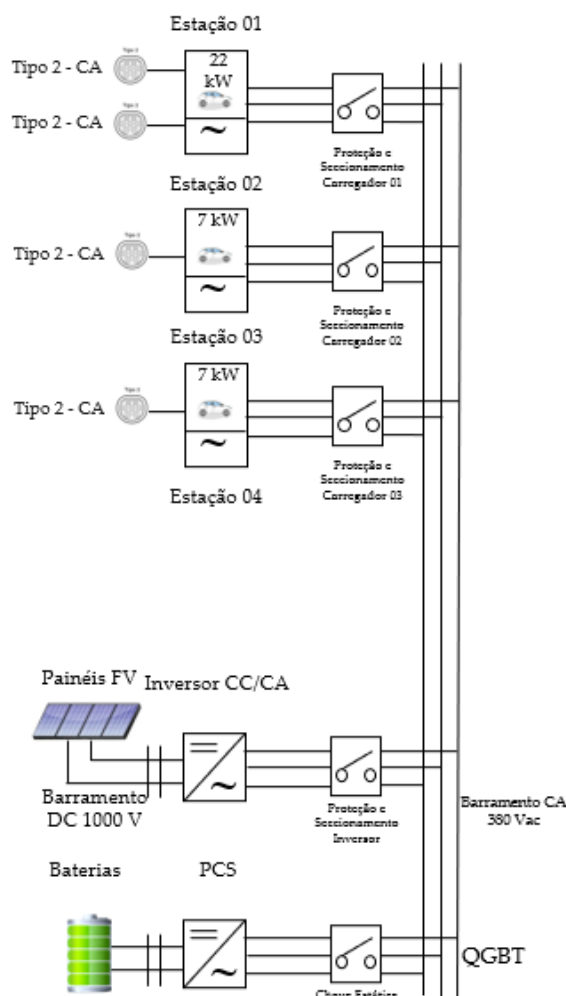
Esse resultado indica que, para se garantir o suprimento constante de energia elétrica para alimentar as estações de recarga, quando o sistema fotovoltaico não puder realizar o despacho, será necessário a implementação de uma BESS de 30kW/425kWh. Por fim para os cálculos de potência do sistema fotovoltaico, utilizou-se os mesmos parâmetros de irradiação, que no exemplo anterior, e um PR de 85%, o valor obtido pode ser visualizado na equação (3.2.5) a seguir:

$$Pot_{FV_B} = \frac{338400 \cdot 1000}{4710 \cdot 0,85} = 84,53 \text{ kWp} \quad (3.2.5)$$

3.3 Dimensionamento topologia conceitual C

Para a topologia conceitual C, que possui sua configuração composta por uma estação de recarga semirrápida de 22 kW AC em conjunto com mais duas estações de recarga lenta de 7 kW AC (2 x 7 kW). Nesse último exemplo de topologia é possível realizar a recarga simultânea de até 4 VE's, as configurações de recarga são semelhantes às já apresentadas anteriormente nas duas alternativas anteriores. A Figura 18 descreve uma representação gráfica dessa configuração.

Figura 18 - Alternativa 03 - Topologia conceitual C



Fonte: Autor

Nesta terceira alternativa a estação de recarga semirrápida de 22kW funcionará por um período de 12 horas diário (06h às 18h), devido ao fato de possuírem um tempo menor de recarga, enquanto as estações de recarga lenta de 7kW funcionarão por um período noturno, em um regime de trabalho de 12 horas (18h às 06h), devido ao fato de possuírem um maior tempo

de recarga. Para esta topologia também se considerou um sistema de iluminação de 200W que funcionará durante o período noturno em um regime de (17h às 06h). Desta forma, a carga instalada do sistema é de 36,2 kW. Com base nessas considerações, se torna possível obter o valor de consumo, como exibido na equação (3.3.3):

$$E_{carregadores} = (2 \cdot 7000 \cdot 12) + (22000 \cdot 12) = 432,00\text{kWh/dia} \quad (3.3.1)$$

$$E_{iluminação} = 200 \cdot 13 = 2,60\text{kWh/dia} \quad (3.3.2)$$

$$E_{total\ C} = 432,00 + 2,60 = 437,20\text{kWh/dia} \quad (3.3.3)$$

Para o cálculo de energia armazenada, foi considerada uma PD = 80%, desta forma, se tornou possível obter o seguinte valor, pela equação (3.3.4) a seguir:

$$E_{A_C} = \frac{437200}{0,8} = 546,50\text{kWh/dia} \quad (3.3.4)$$

Desta forma, para se garantir o suprimento constante de energia elétrica quando o sistema fotovoltaico não puder realizar o despacho, nesta topologia, será necessário a implementação de uma BESS de 40kW/550kWh. Para os cálculos de potência do sistema de geração fotovoltaico, desta topologia, pôr se tratar de um eletroposto que funcionará durante 24 horas, ao invés de utilizar a energia total consumida durante o dia, utilizou-se a energia armazenada, pois as baterias terão papel fundamental no fornecimento de energia elétrica para suprir esta configuração de carga. Analogamente aos exemplos anteriores, utilizou-se os mesmos padrões de irradiação e um PR de 85%. Sendo assim, o cálculo da potência do sistema fotovoltaico, pode ser visualizado na equação (3.3.5) a seguir:

$$Pot_{FV_C} = \frac{546500 \cdot 1000}{4710 \cdot 0,85} = 136,51\text{kWp} \quad (3.3.5)$$

Este capítulo apresentou uma descrição dos fatores de projeto e critérios de cálculo para estimar o montante de geração solar fotovoltaica e de sistema de armazenamento para diferentes topologias de eletroposto. O próximo capítulo descreve as simulações de cada uma destas topologias, utilizando auxílio de ferramenta computacional.

4 SIMULAÇÕES

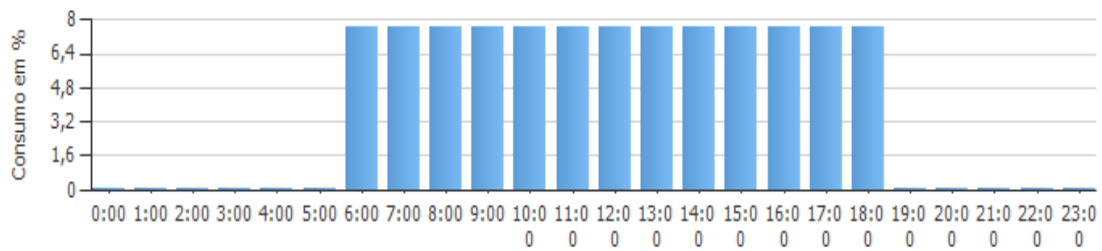
O dimensionamento apresentado no capítulo anterior tem o intuito principal de apresentar visão teórica inicial do cenário em que o sistema autônomo irá operar, de modo a obter um ponto de partida na modelagem da simulação. Desta forma, as simulações têm como intuito principal trazer uma abordagem mais realística do comportamento do sistema a ser implantado. Os dados obtidos na etapa de dimensionamento serão utilizados para nortear os parâmetros de simulação como: o comportamento de carga, quantidade de energia armazenada e potência da usina fotovoltaica. Para as simulações das topologias propostas nesse trabalho utilizou-se o *software* PVsol.

4.1 Simulação topologia conceitual A

De início é preciso realizar a modelagem da curva de carga, ou seja, identificar como será o comportamento de consumo diário. Como definido anteriormente, para a topologia conceitual A, o eletroposto funcionará por 12 horas no período diurno em conjunto com um sistema de iluminação durante o período noturno. Sendo assim, o consumo de maior intensidade estará concentrado no período em que as estações de recarga estiverem em funcionamento (06h às 18h). A Figura 19 ilustra como será o perfil de consumo desta configuração.

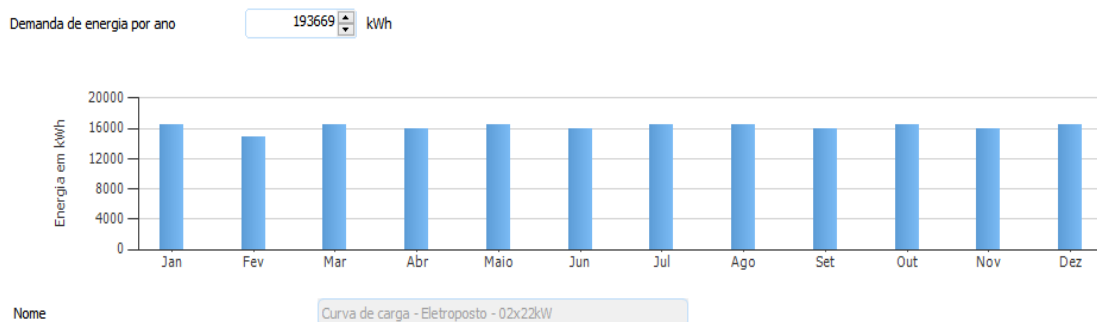
Com a modelagem da curva de carga realizada é preciso definir o consumo de energia anual, para tal tarefa multiplicou-se o valor de consumo diário definido no dimensionamento, por 365 (que corresponde ao número de dias em um ano), obtendo um consumo anual de 193.669,00 kWh. A partir desse dado de consumo anual, é possível definir uma curva de carga anual, a partir de uma base histórica de dados, onde o consumo é dividido pelos meses do ano, como pode ser visualizado na Figura 20.

Figura 19 - Curva de carga consumo diário - Topologia conceitual A



Fonte: Autor

Figura 20 - Curva de carga consumo anual - Topologia conceitual A



Fonte: Autor

Logo após a modelagem da curva de carga, o passo seguinte consiste em definir a localização de onde será implantada a usina de geração fotovoltaica, pois o PVsol irá coletar todos os dados do histórico meteorológico do local e definir a irradiação daquela área. Para esse projeto, optou-se pela escolha de uma região com uma grande área que consiga comportar a quantidade de módulos fotovoltaicos necessários, para suprir a demanda de geração requerida por cada uma das topologias. A escolha deste local foi totalmente baseada na vista superior de satélite, não sendo considerado os possíveis embargos ambientais e o tipo de solo do local. A Figura 21 ilustra o ponto aproximado para alocação da usina de geração.

Figura 21 - Localização de implantação da Usina Fotovoltaica



Fonte: (GOOGLE MAPS, [s.d.])

A partir da definição do local, foram definidos os módulos fotovoltaicos. Foram selecionados 208 módulos de 660Wp da fabricante Canadian Solar, totalizando uma usina de 137,28kWp. As especificações técnicas dos módulos fotovoltaicos escolhidos para essa configuração de montagem podem ser visualizadas na Tabela 1 a seguir:

Tabela 1 - Especificações técnicas módulo fotovoltaico

Modelo Hiku7 CS7N-660MS	
Potência máxima	660W
Tensão de operação	38,30V
Corrente de operação	17,28A
Tensão de circuito aberto	45,60V
Corrente de curto-circuito	18,51A
Eficiência do módulo STC	21,4%

Fonte: (CANADIAN SOLAR, 2019)

Figura 21, os módulos foram alocados em estrutura de solo e distribuídos em 04 fileiras de mesas duplas, com um espaçamento de 2,5m por mesa e com 26 módulos por fileira. Para essa distribuição utilizou-se uma inclinação de 12° e uma orientação de 180° em relação ao sul geográfico, com os módulos direcionados para o norte geográfico. Desta forma, é possível maximizar o aproveitamento de irradiação solar. A Figura 22 traz uma representação em 3D da alocação dos módulos.

Figura 22 - Distribuição dos módulos fotovoltaicos - Topologia conceitual A



Fonte: Autor

Com a distribuição dos módulos definida, o passo seguinte é a especificação do inversor. Nesse caso, optou-se por dois inversores de 50kW de potência, da fabricante Sungrow. A seleção por dois inversores tem o intuito de balancear o sistema, e, caso ocorra alguma falha ou defeito em um dos dois inversores, metade do sistema ainda continuará em operação. As especificações técnicas do modelo de inversor escolhido para essa simulação podem ser visualizadas por meio da Tabela 2.

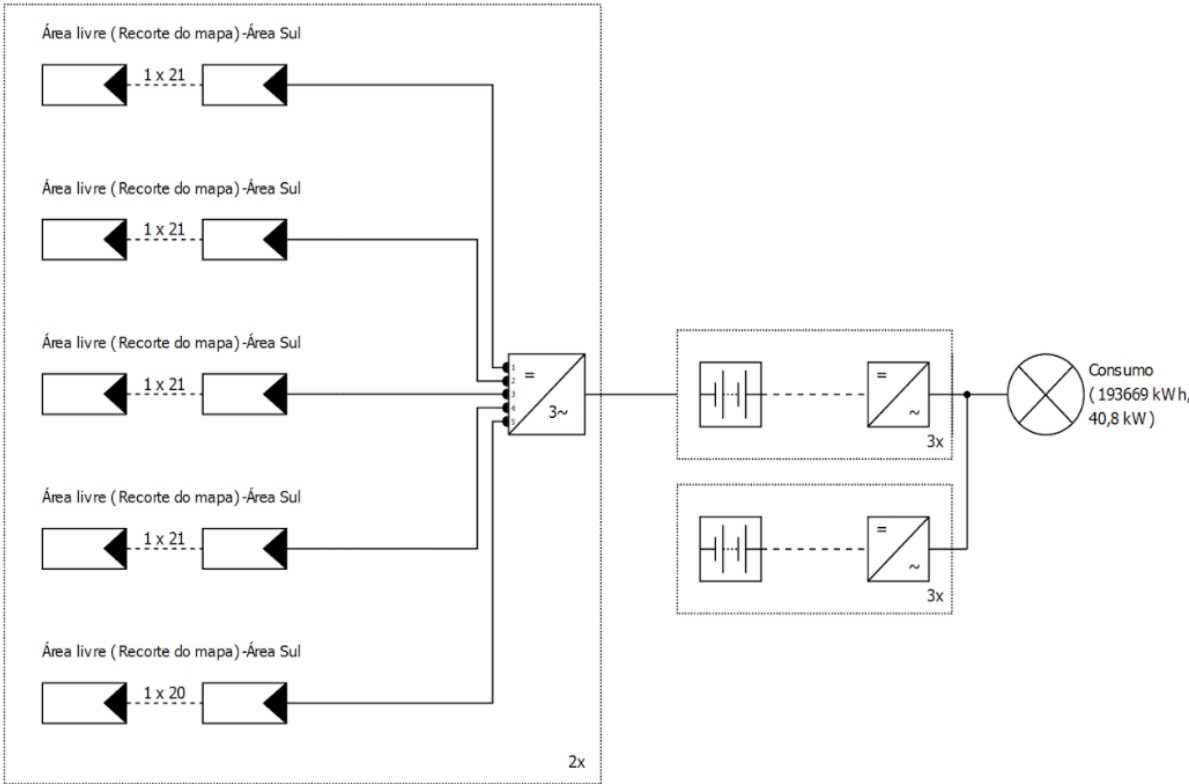
Tabela 2 - Especificações técnicas Inversor Sungrow 50kW

Modelo Sungrow SG50CX	
Nº de entradas MPPT independentes	05
Faixa de tensão de entrada CC	200V - 1000V
Máxima corrente de entrada FV	130A
Faixa de tensão CA	312 a 528 V
Corrente máxima na saída CA	83,6A
Potência Nominal	55kVA @40°C

Fonte: (SUNGROW, 2019)

A Figura 23 nos traz o diagrama unifilar do sistema de geração e armazenamento da topologia conceitual A, em tal representação pode-se observar como idealizou-se a distribuição de módulos por MPPT do inversor 01, esta mesma representação também é aplicável à divisão de módulos por MPPT para o inversor 02. As distribuições dos módulos são semelhantes, pois buscou-se o balanceamento do sistema, com o intuito de que ambos os inversores funcionem em um mesmo regime de trabalho, como descrito anteriormente.

Figura 23 - Diagrama unifilar Topologia conceitual A



Fonte: Autor

Para o sistema de armazenamento, semelhantemente ao sistema de geração, realizou-se a divisão em dois conjuntos de baterias, onde cada conjunto possui 3 controladores de carga de 10kW de potência, da fabricante Deye. As especificações técnicas deste modelo controlador de carga podem ser visualizadas na Tabela 3.

Tabela 3 – Especificações técnicas controlador de carga Deye de 10kW

Modelo <i>SUN-10K-SG01LP3</i>	
Tensão nominal	400V
Corrente CA máxima	260 ^a
Faixa de tensão CC da bateria	40V-60V
Corrente máxima de carga da bateria	240 ^a
Potência Nominal	10kW

Fonte: (DEYE, [s.d.])

Os conjuntos de 03 controladores de carga, são responsáveis por realizar o gerenciamento de 30 baterias ligadas em série, cada bateria com 5kWh de rendimento, de forma que serão utilizadas 60 baterias ao total, da fabricante Puredrive, desta forma cada conjunto de baterias possui uma capacidade de armazenamento de 1280kWh e 25000Ah, esta configuração também pode ser visualizada no diagrama unifilar presente na Figura 23, as especificações técnicas da bateria podem ser visualizadas na Tabela 4 a seguir:

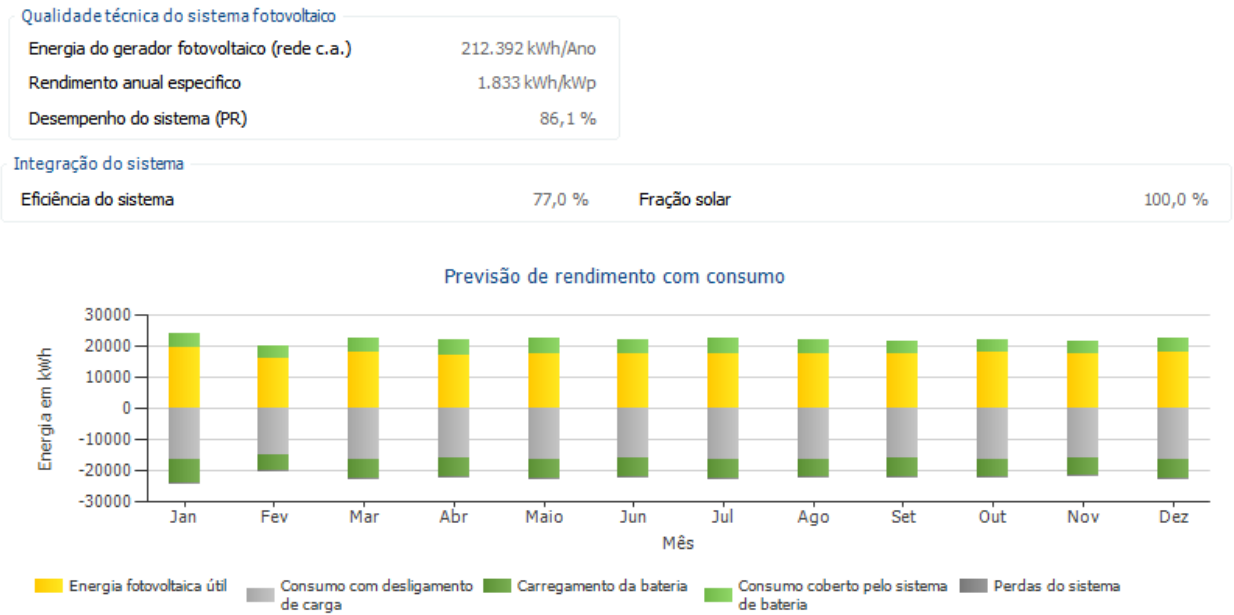
Tabela 4 – Especificações técnicas bateria Puredrive de 5kWh

Modelo	
PureStorage II Batttery 5kWh	
Tipo de bateria	Fosfato de ferro de lítio
Tensão celular	3,2V
Número de células em série	16
Tensão nominal	51,2V
Resistência interna	64mΩ
Autodescarga	3,5%/mês

Fonte: (PUREDRIVE, 2021)

Com o sistema configurado, é possível simular a operação do eletroposto. Sendo assim, a Figura 24 apresenta um gráfico com a previsão de rendimento do sistema, onde é possível observar o balanço energético do despacho da energia gerada. Nota-se o montante geral de energia fotovoltaica útil, a parcela de energia destinada ao carregamento das baterias, o consumo coberto pelo sistema de baterias e por fim as perdas do sistema. É possível observar também com a integração do sistema de geração com o sistema de armazenamento obteve-se um rendimento de geração (eficiência do sistema) de 77,0%. Outros aspectos interessantes exibidos na simulação são os indicadores de qualidade técnica do sistema fotovoltaico. Temos a energia do gerador fotovoltaico, que se trata da energia gerada em kWh/ano, para essa simulação o valor obtido foi de 212.392,00kWh/ano. O rendimento anual específico, que se trata da relação entre a energia gerada pela usina fotovoltaica e a potência nominal da mesma, o valor obtido foi de 1.833,00kWh/kWp. Por fim, têm-se a taxa de desempenho do sistema (PR), que nos mostra o rendimento do sistema descontada as perdas, como temperatura, fiação, rendimento do inversor, entre outras. Para esse sistema obteve-se 86,1% de rendimento.

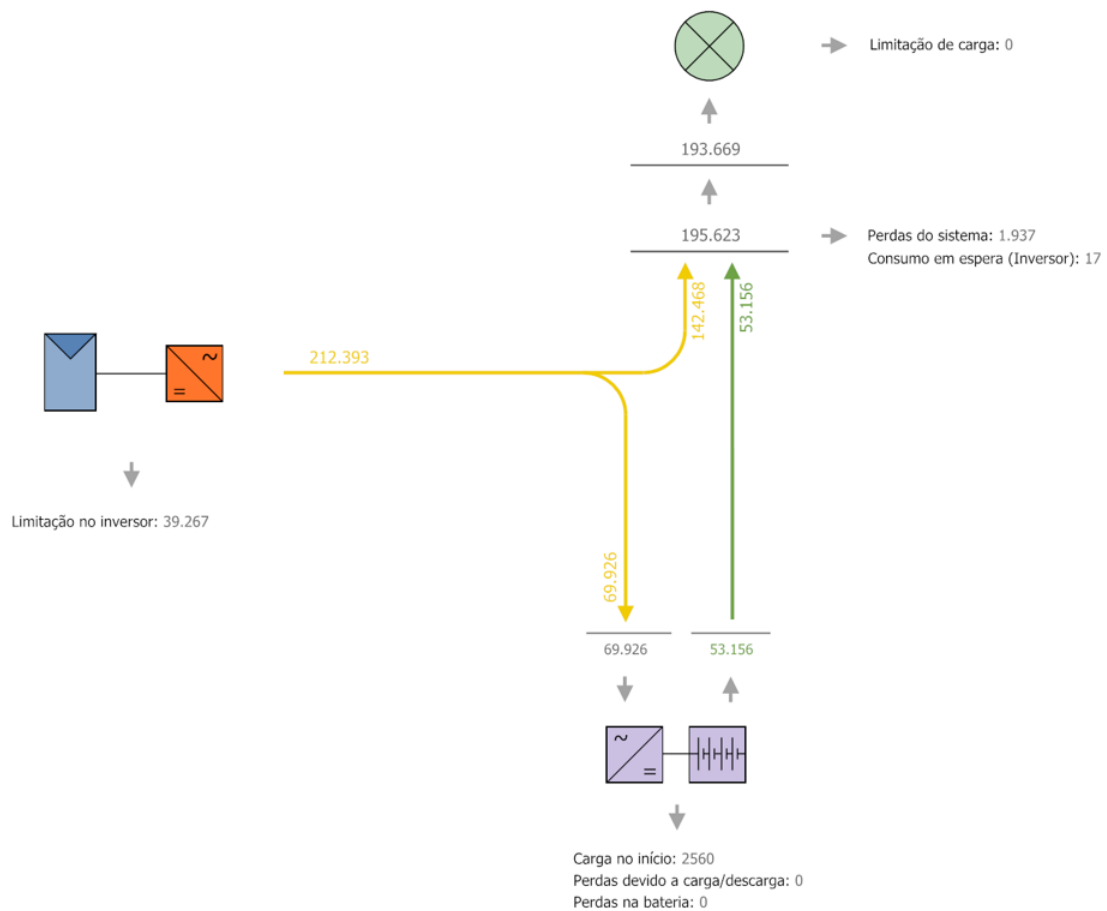
Figura 24 - Previsão de rendimento do sistema - Topologia conceitual A



Fonte: Autor

A Figura 25 nos traz uma representação do fluxo de energia despachado para carga, este fluxograma representa a influência do sistema de geração fotovoltaico e do sistema de armazenamento, qual a contribuição de cada componente para a alimentação da carga (composta pelas estações de recarga e sistema de iluminação).

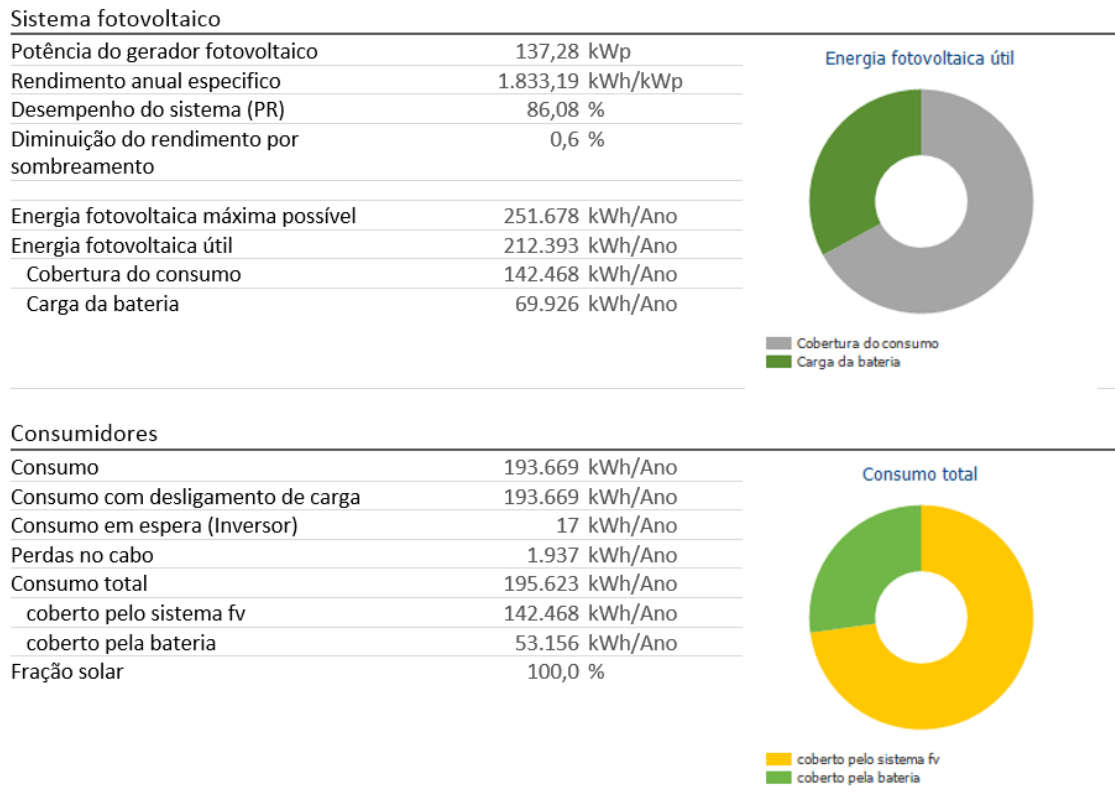
Figura 25 - Gráfico do fluxo de carga - Topologia conceitual A



Fonte: Autor

A Figura 26 apresenta dois gráficos de setores ilustrando o fornecimento de energia, em que o primeiro gráfico ilustra o comportamento do sistema fotovoltaico de geração, onde é possível observar a proporção da energia fotovoltaica útil que é destinada para a cobertura do consumo em relação a quantidade da energia fotovoltaica destinada ao carregamento das baterias. Como o sistema é estruturado como uma microrrede isolada, uma parcela das cargas (que ocorrem durante o dia) são supridas diretamente pelos inversores, enquanto durante a noite as cargas são supridas exclusivamente pelo BESS. O segundo gráfico nos apresenta o comportamento do consumo, o intuito é exibir a proporção do consumo que é coberto pelo sistema fotovoltaico, em relação a proporção do consumo coberto pelo sistema de armazenamento.

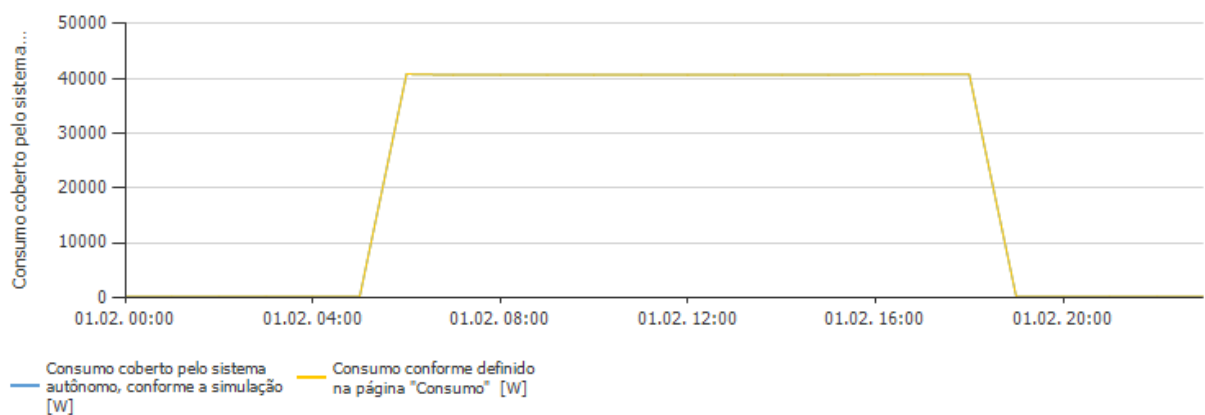
Figura 26 - Gráfico de fornecimento de energia fotovoltaica - Topologia conceitual A



Fonte: Autor

Por fim, na Figura 27 é apresentado o gráfico que ilustra a curva de carga definida anteriormente e a curva de fornecimento de energia do sistema projetado, é possível notar que as curvas se sobrepõem uma sobre a outra. Esta sobreposição indica que o sistema de proposta supre adequadamente por completo o consumo de energia definido para o eletroposto durante todo o dia. Como o sistema é isolado (off-grid), o consumo é coberto integralmente pela geração solar fotovoltaica e baterias (sistema energeticamente e eletricamente autônomo).

Figura 27 - Gráfico de consumo coberto pelo sistema autônomo x curva de consumo - Topologia conceitual A

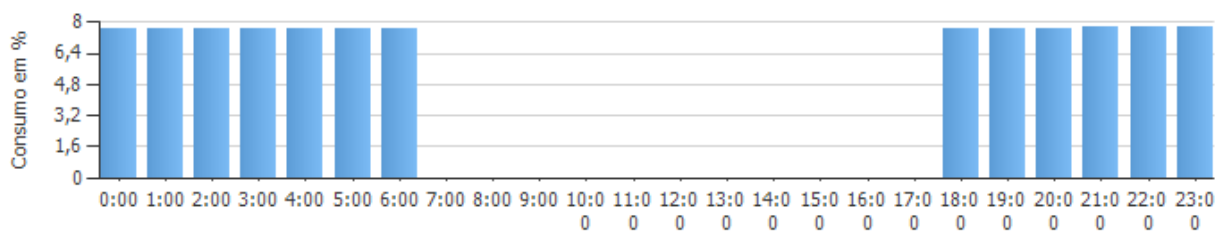


Fonte: Autor

4.2 Simulação topologia conceitual B

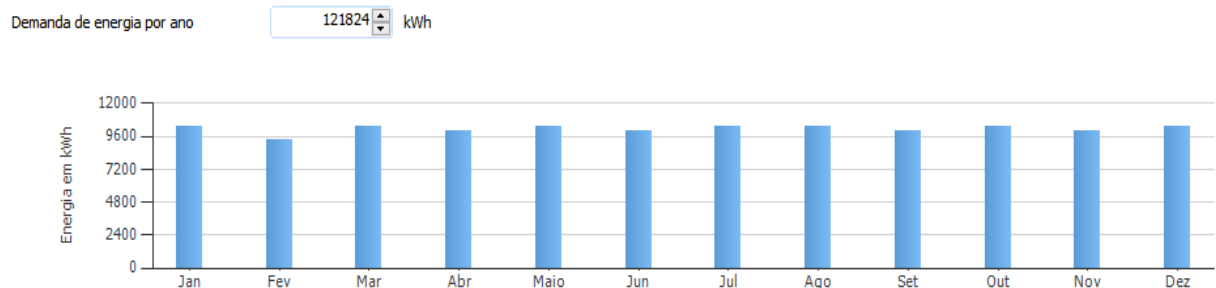
De forma análoga ao apresentado anteriormente na simulação da topologia conceitual A, a simulação da topologia conceitual B requer a representação/modelagem da curva de carga de consumo diário. Para esta configuração definiu-se que o horário de funcionamento do eletroposto se dará no período noturno de (18h às 06h). A curva de carga pode ser visualizada na Figura 28. Para o consumo anual o método de cálculo utilizado é análogo ao apresentado anteriormente, onde multiplica-se o valor de consumo diário, pela quantidade de dias do ano, ou seja, 365 dias. O valor de consumo anual obtido para a topologia conceitual B, foi de 121.824,00kWh/ano. A curva com os dados de consumo distribuídos ao longo dos meses do ano, para a topologia conceitual B, pode ser visualizada na Figura 29.

Figura 28 - Curva de carga de consumo diário - Topologia conceitual B



Fonte: Autor

Figura 29 - Curva de carga consumo anual - Topologia conceitual B



Fonte: Autor

Os próximos passos desta segunda simulação são análogos aos passos apresentados na simulação anterior (para a topologia A). O local escolhido para a alocação desta usina será o semelhante ao local escolhido anteriormente, os motivos da escolha seguem a mesma linha de raciocínio, com localização pode ser visualizada na

Figura 21. Para essa configuração de carga, foram utilizados 78 módulos de 660W da fabricante Canadian Solar, totalizando uma usina de 71,28kWp. Por se tratar do mesmo modelo de módulo utilizado na topologia conceitual A, as especificações técnicas podem ser visualizadas na Tabela 1.

A Figura 30 traz uma representação em 3D da distribuição dos módulos fotovoltaicos. Para a alocação da usina utilizou-se uma estrutura de solo, onde os módulos foram distribuídos em 03 fileiras de mesas duplas, com um espaçamento de 2,5m por mesa e com 13 módulos por fileira. Para essa configuração, utilizou-se uma inclinação de 12° e uma orientação de 180° em relação ao sul geográfico, de forma análoga a configuração de montagem da topologia A.

Figura 30 - Distribuição dos módulos fotovoltaicos - Topologia conceitual B



Fonte: Autor

Para essa configuração de instalação de módulos, utilizou-se dois inversores de 33kW de potência, da fabricante Sungrow. As especificações técnicas do modelo de inversor escolhido para essa simulação podem ser visualizadas na Tabela 5.

Tabela 5 - Especificações técnicas Inversor Sungrow 33kW

Modelo Sungrow SG33CX	
N° de entradas MPPT independentes	03
Faixa de tensão de entrada CC	200V - 1000V
Máxima corrente de entrada FV	78,0A
Faixa de tensão CA	312 a 528 V
Corrente máxima na saída CA	66,9A
Potência Nominal	36,6 kVA @40°C

Fonte: (SUNGROW, 2019)

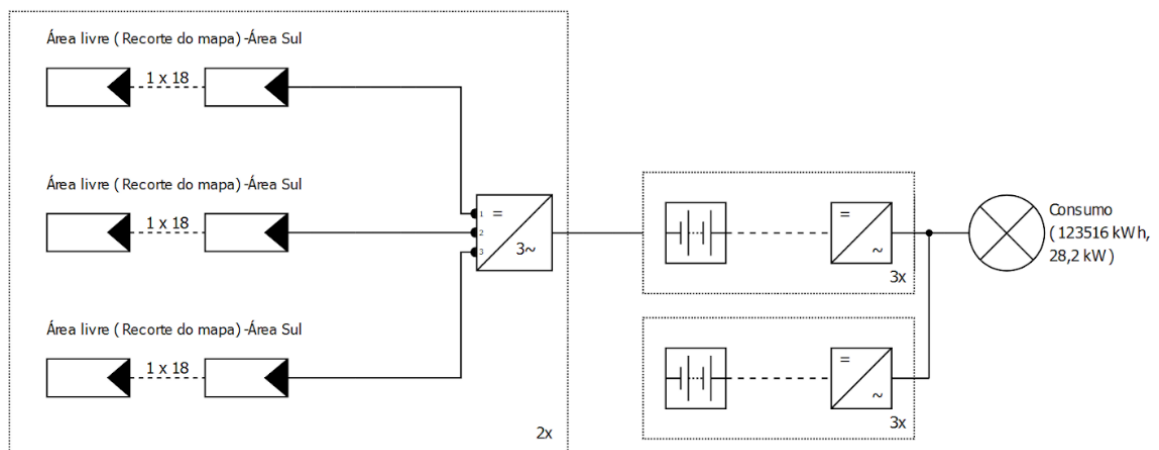
O diagrama unifilar do sistema fotovoltaico autônomo da topologia conceitual B, pode ser visualizado na Figura 31. Este diagrama contém a distribuição dos módulos por MPPT do inversor 01, esta mesma distribuição também serve para ilustrar a divisão de módulos por MPPT do inversor 02, seguindo a mesma linha de raciocínio descrita anteriormente: as quantidades dos módulos são semelhantes, pois o intuito é obter um balanceamento do sistema, de modo que os inversores funcionem em um mesmo regime de trabalho, além de garantir que o sistema continue produzindo mesmo que ocorra uma falha em um dos inversores. Definido o sistema de geração, realizou-se o dimensionamento do sistema de armazenamento. Para a topologia B, as baterias foram agrupadas em dois conjuntos, cada um possuindo 26 baterias de 5kWh, ligadas em série, onde cada conjunto de baterias tem uma capacidade de armazenamento de 1331,2 kWh e 26000Ah, as baterias são da fabricante *Puredrive*, mesmo modelo utilizado na simulação anterior, sendo assim as especificações técnicas podem ser visualizadas na Tabela 1. Para o gerenciamento do carregamento de cada conjunto de baterias, utilizou-se três carregadores de 8kW, da fabricante *SMA Solar Technology AG*. As especificações técnicas do controlador de carga podem ser visualizadas na Tabela 6.

Tabela 6 - Especificações técnicas controladores de carga SMA de 8kw

DADOS TÉCNICOS	
Modelo	<i>Sunny Island 8.0H</i>
Tensão nominal	230V
Corrente CA máxima	50 ^a
Faixa de tensão CC da bateria	42V-63V
Corrente máxima de carga da bateria	140 ^a
Potência Nominal	08kW

Fonte: (SOLAR TECHNOLOGY, 2020)

Figura 31 - Diagrama unifilar Topologia conceitual B



Fonte: Autor

A Figura 32 apresenta os dados de previsão de rendimento para o sistema, nota-se que a eficiência da integração do sistema de geração e o sistema de armazenamento é de 79,7%. A energia do gerador fotovoltaico é de 128.334,00kWh/ano, um rendimento anual específico de 1.900.00kWh/kWp e um desempenho de 89,2%, o maior dentre os sistemas simulados. Os parâmetros apresentados nesse gráfico são semelhantes aos apresentados na simulação anterior, de forma que a análise dos dados é análoga a análise exibida anteriormente. Dando continuidade à simulação, a Figura 33 apresenta um gráfico de fluxo de carga, onde é possível observar a influência do sistema fotovoltaico e a influência do sistema de armazenamento, em relação ao fluxo de energia elétrica. Nota-se que praticamente toda a energia gerada é destinada para o carregamento das baterias.

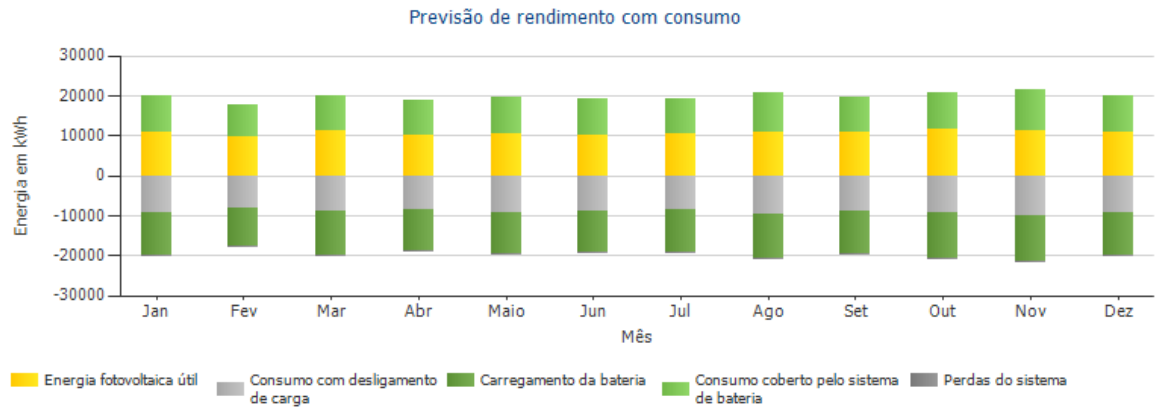
Figura 32 - Previsão de rendimento do sistema - Topologia conceitual B

Qualidade técnica do sistema fotovoltaico

Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.)	128.334 kWh/Ano
Rendimento anual específico	1.900 kWh/kWp
Desempenho do sistema (PR)	89,2 %

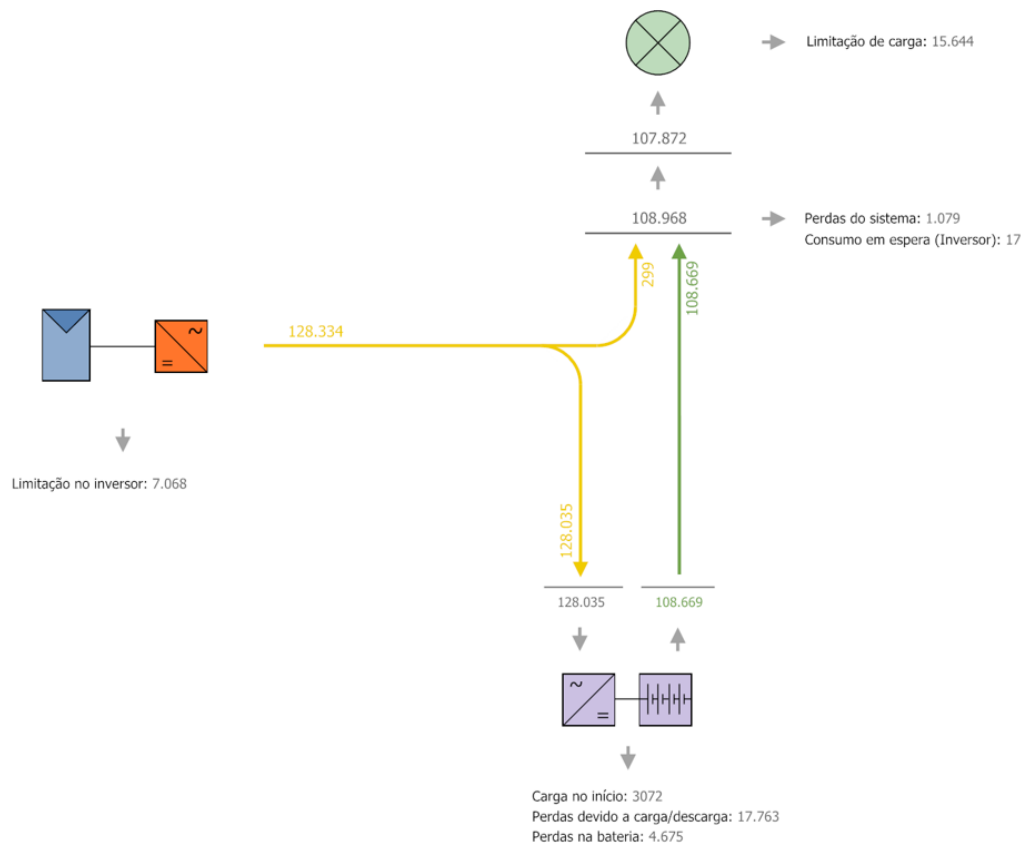
Integração do sistema

Eficiência do sistema	79,7 %	Fração solar	100,0 %
-----------------------	--------	--------------	---------



Fonte: Autor

Figura 33 - Gráfico do fluxo de carga - Topologia conceitual B

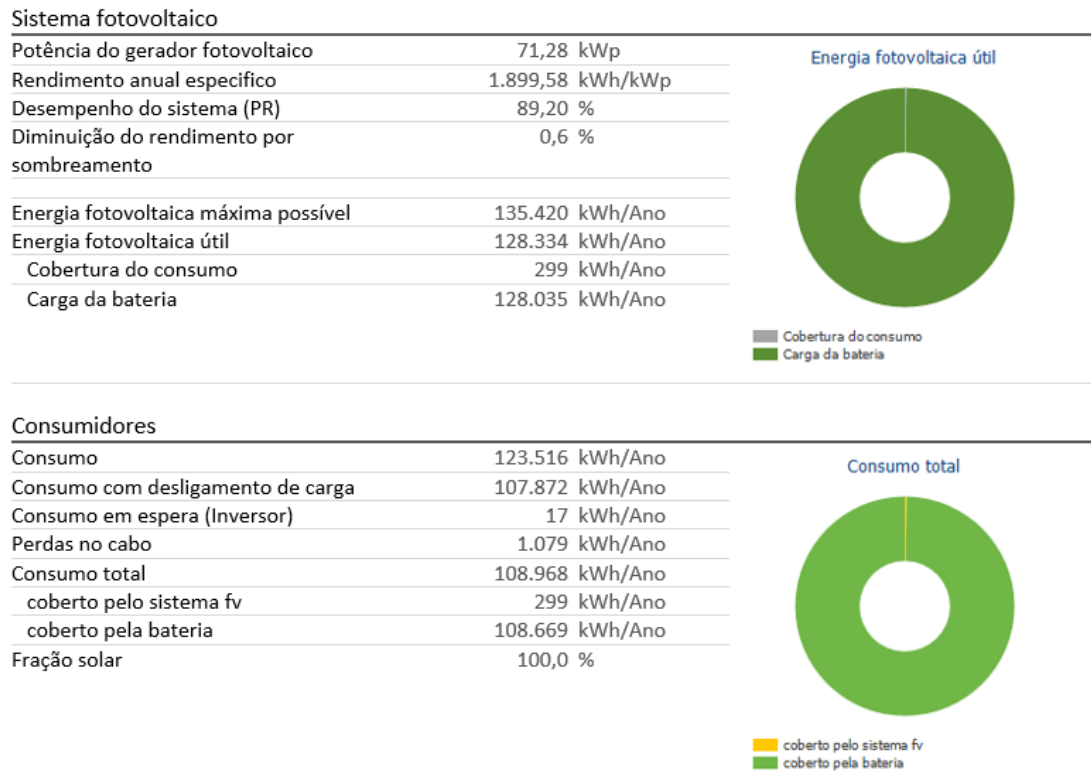


Fonte: Autor

A Figura 34 apresenta dois gráficos de setores, onde é válido destacar que a proporção da energia fotovoltaica útil, destinada para o carregamento da bateria, é muito superior à proporção destinada ao consumo, isso ocorre pelo fato de que o eletroposto funciona majoritariamente no período noturno, período no qual as cargas são supridas exclusivamente pelo sistema de baterias, o segundo gráfico de setores ilustra bem esse comportamento do consumo, onde a proporção do consumo coberto pela bateria é muito superior em relação ao consumo coberto pelo sistema fotovoltaico. Por fim, a

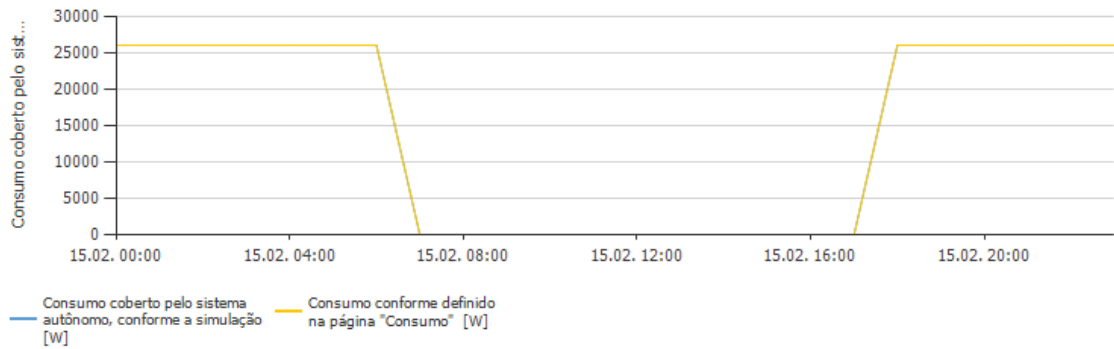
Figura 35 apresenta a curva de consumo da carga definida anteriormente e a curva de fornecimento de energia, nota-se que uma curva se sobrepõe a outra, de forma que o sistema projetado supre de forma satisfatória o consumo de energia definido.

Figura 34 - Gráfico de fornecimento de energia fotovoltaica - Topologia conceitual B



Fonte: Autor

Figura 35 - Gráfico de consumo coberto pelo sistema autônomo x curva de consumo - Topologia conceitual B

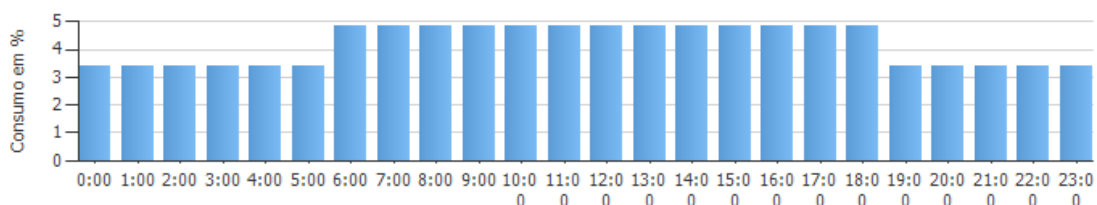


Fonte: Autor

4.3 Simulação topologia conceitual C

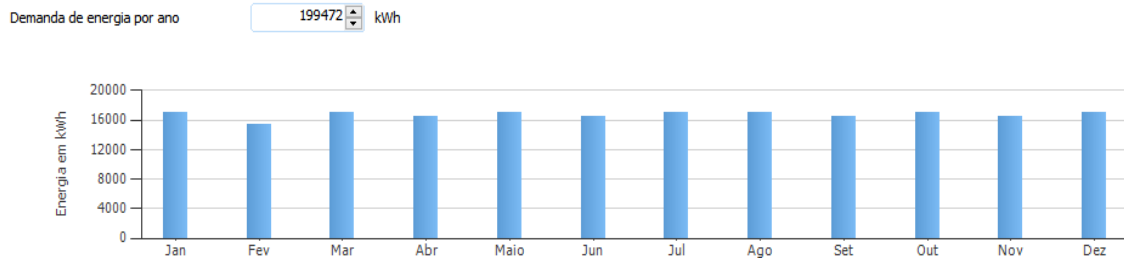
Seguindo a mesma sequência apresentada nas duas simulações anteriores, iniciou-se a simulação pela modelagem da curva de carga. Diferentemente dos exemplos anteriores, o funcionamento deste eletroposto se dará tanto no período diurno, quanto no período noturno (operação por 24 horas). Durante o dia no intervalo de 12 horas (06h às 18h) funcionará a estação de recarga de 22kW, já durante a noite no intervalo de 12 horas (18h às 06h), funcionarão as duas estações de recarga de 7kW em conjunto com um sistema de iluminação, como descrito anteriormente, a Figura 36 ilustra o perfil de consumo diário para a topologia conceitual C. Para o consumo de energia anual desta configuração, multiplicou-se o consumo diário por 365 dias. Desta forma, obteve-se um consumo de 199.472,00 kWh/ano, a partir desse resultado o PVsol foi responsável por definir a curva de consumo de carga anual, que distribui o consumo total nos doze meses do ano, de forma análoga aos exemplos anteriores. Essa curva está representada na Figura 37.

Figura 36 - Curva de carga consumo diário - Topologia conceitual C



Fonte: Autor

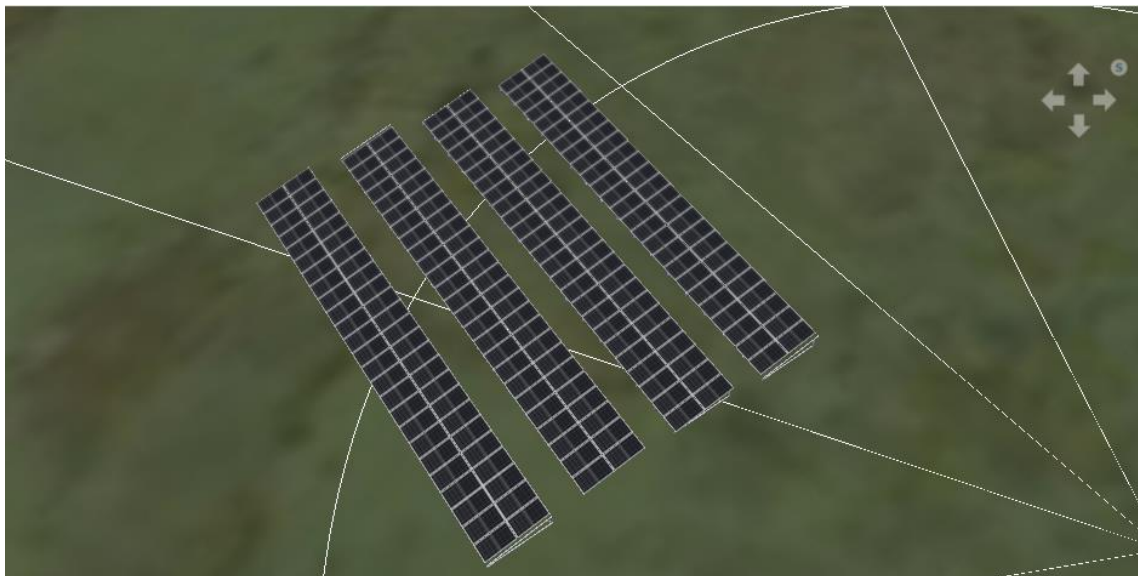
Figura 37 - Curva de carga consumo anual - Topologia conceitual C



Fonte: Autor

Na configuração de carga associada à Topologia C são utilizados 200 módulos de 660W da fabricante Canadian Solar, totalizando uma usina de 132,00kWp, os módulos escolhidos são idênticos aos já utilizados nos dois exemplos anteriores, as especificações técnicas deste modelo, podem ser visualizadas na Tabela 1. A Figura 38 traz uma representação em 3D de como da instalação dos módulos: a distribuição consiste em 04 mesas duplas, com um espaçamento de 2,5m por mesa e cada fileira possuindo 50 módulos. Para essa distribuição utilizou-se uma inclinação de 12° e uma orientação de 180° em relação ao sul geográfico, com o intuito de buscar a melhor irradiação solar.

Figura 38 - Distribuição dos módulos fotovoltaicos - Topologia conceitual C

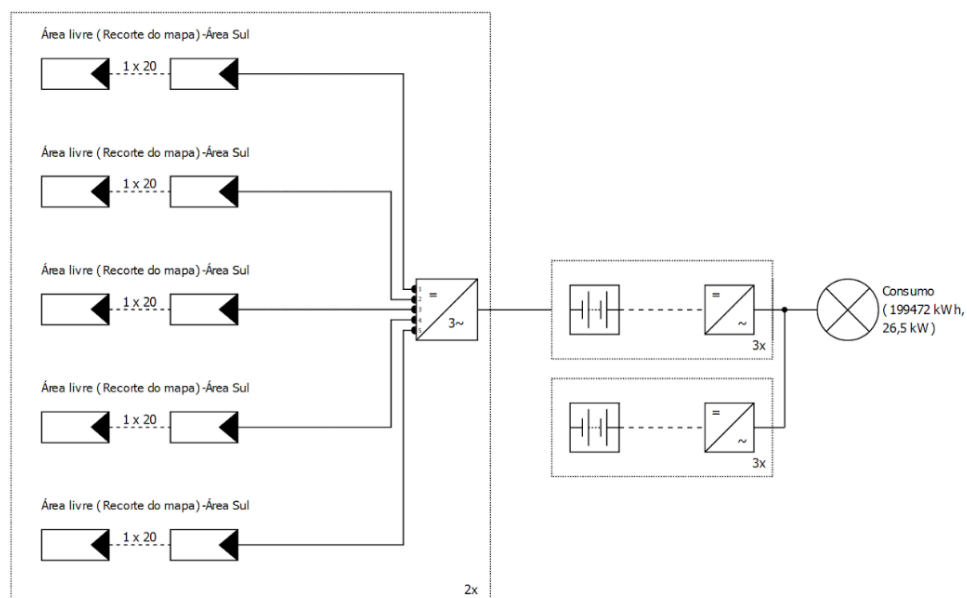


Fonte: Autor

Com a distribuição dos módulos definida, o passo seguinte é a especificação do inversor. Nesse caso, optou-se por dois inversores de 50kW de potência, da fabricante *Sungrow*. A seleção por dois inversores tem o intuito de balancear o sistema, e, caso ocorra alguma falha ou defeito em um dos dois inversores, metade do sistema ainda continuará em operação. As especificações técnicas do modelo de inversor escolhido para essa simulação, podem ser visualizadas por meio da Tabela 2 apresentada anteriormente.

A Figura 39 se trata do diagrama unifilar do sistema fotovoltaico autônomo da topologia conceitual C, onde é possível representar a distribuição de módulos por MPPT do inversor 01, esta mesma representação também serve para ilustrar a divisão de módulos por MPPT do inversor 02, de forma análoga aos dois exemplos anteriores. Já o sistema de armazenamento desta configuração consiste em dois conjuntos de baterias, cada conjunto possuindo três controladores de carga de 8kW, da fabricante *SMA Solar Technology AG*, as especificações técnicas do controlador de carga podem ser visualizadas na Tabela 6. Estes controladores são responsáveis por gerenciar o carregamento de 45 baterias ligadas em série, de 5kWh cada, da fabricante *Puredrive*. As especificações técnicas deste modelo podem ser visualizadas na Tabela 4. Cada conjunto de baterias tem uma capacidade de armazenamento de 2304 kWh e 45000Ah.

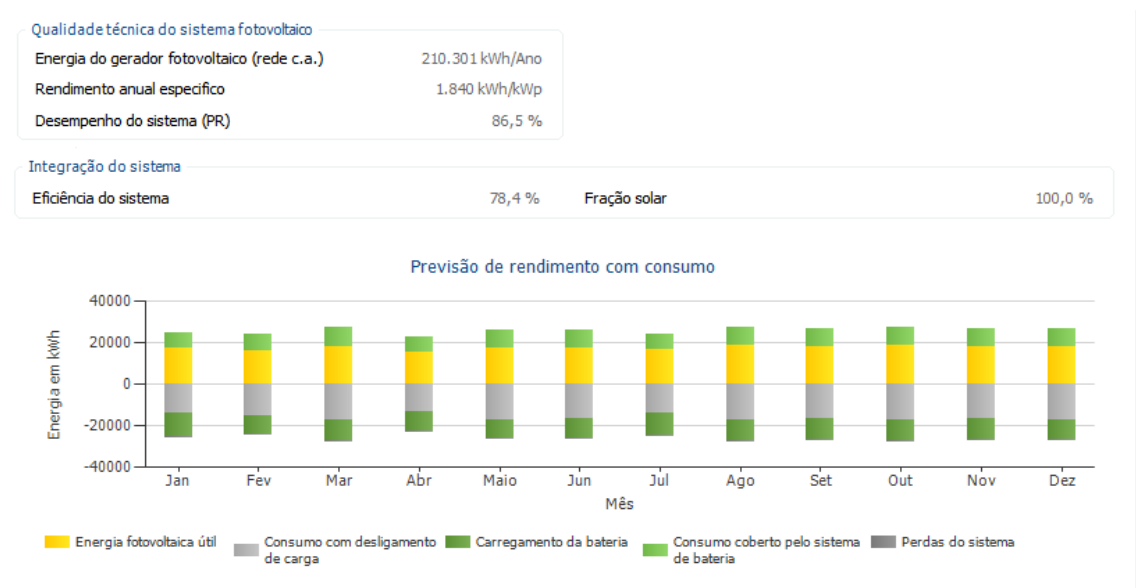
Figura 39 - Diagrama unifilar Topologia conceitual C



Fonte: Autor

Com o sistema totalmente parametrizado deu-se início a simulação, a Figura 40 exibe os dados de previsão de rendimento para o sistema projetado, percebe-se que a eficiência da integração dos sistemas de geração e o sistema de armazenamento é de 78,4%, sendo o segundo maior rendimento de integração, dentre as simulações realizadas. A energia do gerador fotovoltaico foi de 210.301,00kWh/ano. O rendimento anual específico foi de 1.840,00kWh/kWp. Por fim o desempenho do sistema foi de 86,5%.

Figura 40 - Previsão de rendimento do sistema - Topologia conceitual C

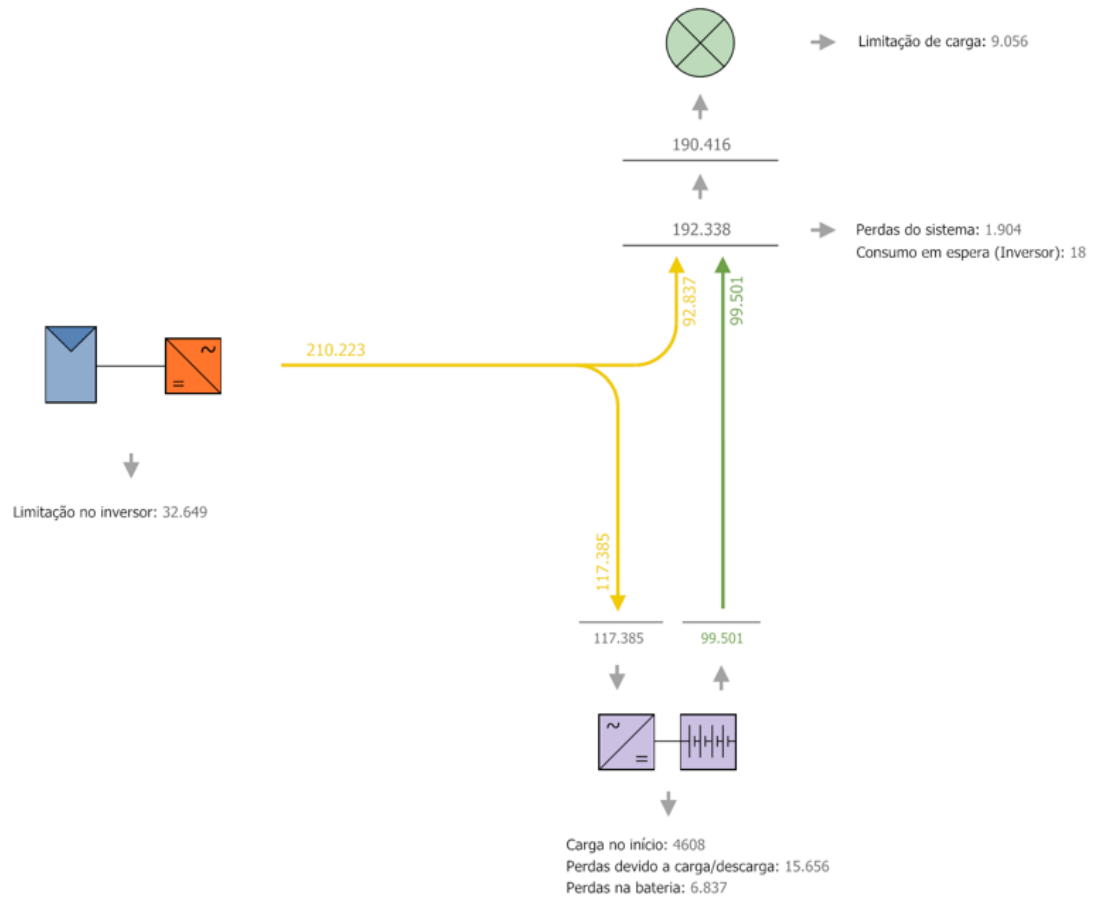


Fonte: Autor

Figura 41 apresenta o gráfico de fluxo de energia, onde é possível ter uma visão da contribuição tanto do sistema de geração quanto do sistema de armazenamento para a alimentação da carga.

A Figura 42 apresenta os gráficos de fornecimento de energia. Nota-se que no gráfico de energia fotovoltaica útil, a relação proporcional entre a cobertura do consumo e a carga de bateria, são bastante próximas, devido ao fato de um eletroposto funcionar durante 24 horas. Essa configuração de carga se torna mais evidente no gráfico de consumo, onde a disparidade na proporção relativa de cobertura de consumo, pelo sistema fotovoltaico e pelas baterias, é quase igual. Por fim, o gráfico da Figura 43 representa a curva de consumo de carga definida para essa topologia e a curva de fornecimento de energia, onde uma sobrepõe a outra, indicando que o fornecimento de energia para o sistema é satisfatório para a operação ilhada, como o planejado.

Figura 41 - Gráfico do fluxo de carga - Topologia conceitual B



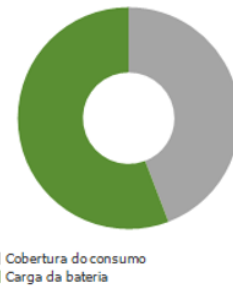
Fonte: Autor

Figura 42 - Gráficos de fornecimento de energia fotovoltaica - Topologia conceitual C

Sistema fotovoltaico

Potência do gerador fotovoltaico	132,00 kWp
Rendimento anual específico	1.839,94 kWh/kWp
Desempenho do sistema (PR)	86,46 %
Diminuição do rendimento por sombreamento	0,7 %
Energia fotovoltaica máxima possível	242.889 kWh/Ano
Energia fotovoltaica útil	210.223 kWh/Ano
Cobertura do consumo	92.837 kWh/Ano
Carga da bateria	117.385 kWh/Ano

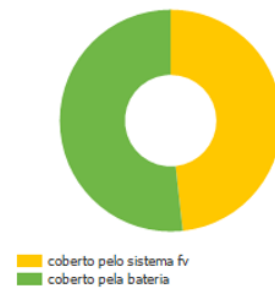
Energia fotovoltaica útil



Consumidores

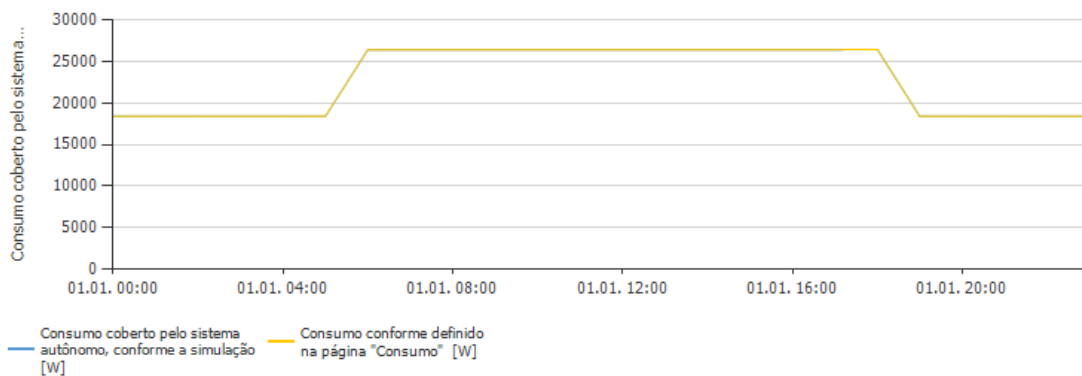
Consumo	199.472 kWh/Ano
Consumo com desligamento de carga	190.416 kWh/Ano
Consumo em espera (Inversor)	18 kWh/Ano
Perdas no cabo	1.904 kWh/Ano
Consumo total	192.338 kWh/Ano
coberto pelo sistema fv	92.837 kWh/Ano
coberto pela bateria	99.501 kWh/Ano
Fração solar	100,0 %

Consumo total



Fonte: Autor

Figura 43 - Gráfico de consumo coberto pelo sistema autônomo x curva de consumo - Topologia conceitual C



Fonte: Autor

5 ANÁLISE FINANCEIRA - COMPARAÇÃO DE CUSTOS DAS TOPOLOGIAS

Este capítulo apresenta uma comparação econômica das alternativas/topologias para os eletropostos avaliados, em termos de custos de implantação e custo equivalente da energia disponibilizada.

Para a análise financeira, buscou-se uma estimativa inicial dos valores dos principais equipamentos associados à implementação do projeto. Esta análise financeira tem como parâmetro comparativo o custo de aquisição dos principais equipamentos elétricos utilizados em cada uma das topologias estudadas, não foram levados em conta os custos com transporte dos equipamentos até a ilha, mão de obra para montagem e manutenção da usina e nem o custo com possíveis licenças ambientais. Em seguida, realizou-se uma análise do valor gasto para geração de energia durante toda a vida útil do sistema. Para os equipamentos que serão importados, pois a aquisição no Brasil é inviável, utilizou-se o Simulador de tratamento tributário e administrativo das importações da Receita Federal, esse *software* tem o intuito de nos apresentar um panorama mais próximo da realidade, em relação aos valores que serão gastos com tributações relativas à importação dos equipamentos. As importações serão somente dos equipamentos do sistema de armazenamento, pelo fato de que no Brasil a implementação de sistemas autônomos ainda não é bastante difundida, sendo assim a busca por novas tecnologias dentro do mercado brasileiro é bastante embrionária, de forma que se faz necessário a busca no mercado internacional, que estão bem avançados em relação ao mercado brasileiro e possuem as melhores e mais novas tecnologias.

5.1 Custos para aquisição dos equipamentos - topologia conceitual A

Como destacado anteriormente, os controladores de carga utilizados na configuração de montagem A, serão do modelo SUN-10K-SG01LP3 de empresa chinesa Deye. Esse modelo não é encontrado (de maneira direta) no mercado brasileiro. Logo, se faz necessário sua importação. Tendo em vista tal problemática, para se ter uma noção do seu valor total, utilizou-se o simulador de tributação da receita federal, disponibilizado no próprio site da receita.

A Figura 44 apresenta a simulação do valor do controlador já acrescido com os valores de tributos de importação. Além dos controladores de carga, as baterias do modelo *PURE Storage II*, da fabricante *Puredrive*, também serão importadas pelo mesmo motivo apresentado para os controladores de carga. Desta forma, a Figura 45 nos apresenta a simulação do valor da

bateria já acrescido com os valores de tributo de importação. Para o restante dos equipamentos não será necessária a importação, pois são de fácil acesso no mercado brasileiro. A Tabela 7 apresenta uma estimativa dos valores do custo de aquisição dos equipamentos.

Tabela 7 - Custo de aquisição dos equipamentos para a Topologia conceitual A

ITEM	QUANTIDADE	VALOR (UN)	VALOR TOTAL
Módulo Canadian Hiku7 CS7N-660MS	208	R\$ 1.282,31	R\$ 266.720,48
Inversor Sungrow SG50CX	2	R\$ 17.829,00	R\$ 35.658,00
Estrutura de solo Modular para 208 módulos	1	R\$ 43.659,20	R\$ 43.659,20
Controlador de Carga Deye SUN-10K-SG01LP3	6	R\$ 16.537,96	R\$ 99.227,76
Bateria CC PURE Storage II de 5kWh	60	R\$ 23.458,72	R\$ 1.407.523,20
Estação De Recarga Weg - Wemob Parking G2 C/Totem - 22Kw - C/Ihm C/ 2 Cabos	2	R\$ 30.629,23	R\$ 61.258,46
		Total R\$	R\$1.914.047,10

Fonte: Autor

Figura 44 - Simulação de tributação controlador de carga SUN-10K-SG01LP3

■ Dados da Simulação

Código NCM		8504.40.30	
Descrição NCM		CONVERSORES DE CORRENTE CONTÍNUA	
Taxa de Câmbio do Dia 11/3/2023		R\$ 5,1822	
Valor Aduaneiro Convertido		R\$12.178,17	
Alíquota II (%)	7,00	Tributo II	R\$ 852,47
Alíquota IPI (%)	15,00	Tributo IPI	R\$ 1.954,60
Alíquota PIS (%)	2,10	Tributo PIS	R\$ 255,74
Alíquota COFINS (%)	10,65	Tributo COFINS	R\$ 1.296,98

Fonte: (RECEITA FEDERAL, [s.d.])

Figura 45 - Simulação de tributação baterias PURE Storage II

■ Dados da Simulação

Código NCM		8506.80.90	
Descrição NCM		OUTRAS	
Taxa de Câmbio do Dia 11/3/2023		R\$ 6,2705	
Valor Aduaneiro Convertido		R\$17.306,58	
Alíquota II (%)	12,80	Tributo II	R\$ 2.215,24
Alíquota IPI (%)	9,75	Tributo IPI	R\$ 1.903,38
Alíquota PIS (%)	2,10	Tributo PIS	R\$ 363,44
Alíquota COFINS (%)	9,65	Tributo COFINS	R\$ 1.670,08

Fonte: (RECEITA FEDERAL, [s.d.])

5.2 Custos para aquisição dos equipamentos - topologia conceitual B

O modelo de controlador de carga para a topologia conceitual B, será o *SMA Sunny Island 8.0H*, da fabricante SMA, este modelo também será importado do exterior, logo a simulação do valor do controlador já acrescido com os valores de tributos de importação pode ser visualizada na Figura 46. Analogamente a topologia conceitual A, o modelo de bateria utilizado nesta configuração será a *PURE Storage II*, cuja simulação de tributação pode ser visualizada na Figura 45, sendo assim, a Tabela 8 apresenta uma estimativa dos valores do custo de aquisição dos equipamentos para a topologia conceitual B.

Tabela 8 - Custo de aquisição dos equipamentos para a Topologia conceitual B

ITEM	QUANTIDADE	VALOR (UN)	VALOR TOTAL
Módulo Canadian Hiku7 CS7N-660MS	78	R\$ 1.282,31	R\$ 100.020,18
Inversor Sungrow SG33CX	2	R\$ 16.015,99	R\$ 32.031,98
Estrutura de solo Modular para 78 módulos	1	R\$ 16.372,20	R\$ 16.372,20
Controlador de Carga SMA Sunny Island 8.0H 48V Battery	6	R\$ 34.807,61	R\$ 208.845,66
Bateria CC PURE Storage II de 5kWh	50	R\$ 23.458,72	R\$ 1.172.936,00
Carregador Veicular Wallbox Carro Elétrico 7kW - NANSEN	4	R\$ 7.700,00	R\$ 30.800,00
		Total R\$	R\$1.561.006,02

Fonte: Autor

Figura 46 - Simulação de tributação controlador de carga Sunny Island 8.0H

■ Dados da Simulação

Código NCM	8504.40.30		
Descrição NCM	CONVERSORES DE CORRENTE CONTÍNUA		
Taxa de Câmbio do Dia 11/3/2023	R\$ 5,1822		
Valor Aduaneiro Convertido	R\$25.631,52		
Alíquota II (%)	7,00	Tributo II	R\$ 1.794,21
Alíquota IPI (%)	15,00	Tributo IPI	R\$ 4.113,86
Alíquota PIS (%)	2,10	Tributo PIS	R\$ 538,26
Alíquota COFINS (%)	10,65	Tributo COFINS	R\$ 2.729,76

Fonte: (RECEITA FEDERAL, [s.d.])

5.3 Custos para aquisição dos equipamentos - topologia conceitual C

Por fim, para a topologia conceitual C, que possui tanto o modelo de controlador de carga, como o modelo de bateria, semelhantes a topologia conceitual B, as simulações de tributação para o controlador de carga e para a bateria, podem ser visualizadas na Figura 46 e na Figura 45 respectivamente. A Tabela 9 apresenta uma estimativa dos valores do custo de aquisição dos equipamentos para a topologia conceitual C.

Tabela 9 - Custo de aquisição dos equipamentos para a Topologia conceitual C

ITEM	QUANTIDADE	VALOR (UN)	VALOR TOTAL
Módulo Canadian Hiku7 CS7N-660MS	200	R\$ 1.282,31	R\$ 256.462,00
Inversor Sungrow SG50CX	2	R\$ 17.829,00	R\$ 35.658,00
Estrutura de solo Modular para 200 módulos	1	R\$ 41.980,20	R\$ 41.980,00
Controlador de Carga SMA Sunny Island 8.0H 48V Battery	6	R\$ 34.807,61	R\$ 208.845,66
Bateria CC PURE Storage II de 5kWh	90	R\$ 23.458,72	R\$ 2.111.284,80
Carregador Veicular Wallbox Carro Elétrico 7kW - NANSEN	2	R\$ 7.700,00	R\$ 15.400,00
Estação De Recarga Weg - Wemob Parking G2 C/Totem - 22Kw - C/Ihm C/ 2 Cabos	1	R\$ 30.629,23	R\$ 30.629,23
		Total R\$	R\$2.700.259,69

Fonte: Autor

5.4 Comparação de preço pela energia gerada durante a vida útil do sistema

Os valores dos equipamentos do sistema são relevantes para a seleção de um sistema fotovoltaico autônomo. Porém, a comparação do preço da energia produzida durante a vida útil do sistema é uma forma mais direta de avaliar o valor e a eficiência das diferentes opções de topologias apresentadas neste trabalho. O LCOE (*Levelized Cost of Electricity*) Custo Nivelado da Energia é definido como o custo total do projeto dividido pela energia gerada durante as operações da usina. Para esta análise, foi considerado um tempo de vida útil para cada sistema de 20 anos, devido ao sistema de armazenamento. A energia gerada anualmente pelo gerador fotovoltaico foi obtida anteriormente por simulação. Desta forma, o LCOE pode ser obtido por meio da divisão do investimento inicial com a compra dos equipamentos, pela quantidade de energia gerada no decorrer da vida útil do sistema. O resultado desta análise para as três topologias, pode ser visualizado na Tabela 10.

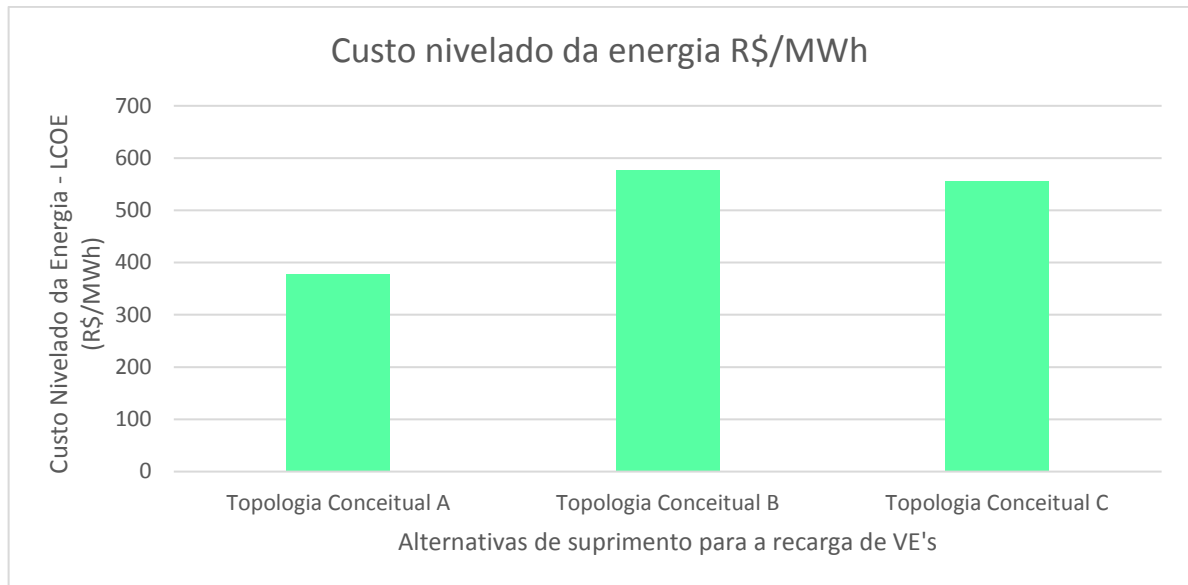
Tabela 10 - Preço do MWh ao longo da vida útil do sistema

	VALOR EQUIPAMENTOS	ENERGIA GERADA (MWh)	LCOE R\$/MWh
Topologia Conceitual A	R\$1.914.047,10	5033,56	380,26
Topologia Conceitual B	R\$1.561.006,02	2708,40	576,36
Topologia Conceitual C	R\$2.700.259,69	4857,79	555,86

Fonte: Autor

A Figura 47 apresenta um gráfico que ilustra a diferença proporcional do LCOE de cada topologia. É possível observar que o valor do LCOE sobe proporcionalmente de acordo com a influência do sistema de armazenamento. Quanto mais a carga necessita de energia oriunda do sistema de armazenamento em relação ao sistema de geração, maior será o custo de operação, pois será necessário um sistema de armazenamento mais robusto. Como visto anteriormente, a maior barreira financeira (maior componente de custo) para este projeto está na aquisição das baterias e controladores de carga, para compor o sistema de armazenamento de energia.

Figura 47 - Custo Nivelado da energia (LCOE)



Fonte: Autor

6 CONCLUSÃO

A análise da implementação de um eletroposto suprido por um sistema fotovoltaico autônomo é uma alternativa para a redução nas emissões de gases poluentes, contribuindo ativamente para a melhorias do meio ambiente e a qualidade de vida. Neste projeto foram estudadas três topologias distintas para implantação de eletroposto de recarga para veículos elétricos, onde diversos fatores foram levados em consideração, tais como: a localização, as condições climáticas, o período de funcionamento do eletroposto, o tipo de estação de recarga, as características da curva de consumo, as características do sistema fotovoltaico, características do sistema de armazenamento, rendimento geral do sistema e, por fim, os aspectos financeiros. Todos esses aspectos são cruciais e dão subsídio para a escolha da melhor topologia.

Com base nos resultados obtidos nas simulações, é possível concluir que a implementação deste modelo de eletroposto, alimentado por um sistema fotovoltaico autônomo é viável tecnicamente. No quesito econômico, a topologia conceitual A possui o menor valor de LCOE, seguido pela topologia conceitual C, a topologia conceitual B ocupa o último lugar na comparação econômica, pois tem a maior influência do sistema de baterias, em relação ao fornecimento de energia devido ao fato das estações de recarga serem totalmente alimentadas pelo sistema de baterias (pois na topologia B o eletroposto funciona totalmente no período noturno). Ressalta-se outro ponto importante: todas as topologias propostas neste trabalho possuem um LCOE de menor valor em relação a UTE Tubarão.

Por fim, conclui-se que os sistemas fotovoltaicos autônomos oferecem maior independência energética, se tornando opções mais sustentáveis e adequadas para suprir áreas remotas ou ajudando a contribuir para um futuro socioambientalmente sustentável.

6.1 Propostas de futuros trabalhos

Em um mundo cada vez mais preocupado com aspectos de sustentabilidade, a utilização de fontes de energia limpa e renovável tem ganhado destaque. Nesse contexto, se torna possível um estudo de mais alternativas que possam aprofundar mais o tema visto neste projeto, sendo assim, algumas alternativas de estudos podem ser visualizadas a seguir:

- Eletropostos alimentados por usinas Eólicas Offshore.
- Substituição das baterias por suprimento de hidrogênio verde.

REFERÊNCIAS

BOCCHI, N.; FERRACIN, L. C.; BIAGGIO, S. R. **QUÍMICA E SOCIEDADE**. [S.l.]: [s.n.], 2000.

BRASIL. **Artigo 14 do Decreto nº 5.163**. Disponível em: <<https://www.jusbrasil.com.br/busca?q=art.+14+do+decreto+5163%2F04>>. Acesso em: 20 mar. 2023.

CANADIAN SOLAR. Datasheet Photovoltaic Module CS7N-650MS / I-V CURVES MECHANICAL DATA. 2019. Disponível em: <www.csisolar.com/au>.

CASTRO, J. F. C. *et al.* Microgrid Applications and Technical Challenges—The Brazilian Status of Connection Standards and Operational Procedures. **Energies**, 21 mar. 2023. v. 16, n. 6, p. 2893. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/16/6/2893>>.

CHAGAS, L. G.; URBANO, A.; SCARMINIO, J. **Princípios Físicos e Químicos de Baterias de Íon Lítio**. Londrina: [s.n.], 2012.

CRESESB. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro : [s.n.], 2014.

EPE. Potencial Solar - SunData v 3.0. 25 jan. 2018. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>>. Acesso em: 20 mar. 2023.

DEYE. Datasheet SUN-8/10/12 K-SG01LP3. [s.d.]. Disponível em: <www.deyeinverter.com>.

EPE. **Fernando de Noronha - Identificação das Alternativas de Suprimento - Avaliação de médio e longo prazo**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2021. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>.

EPE. **SISTEMAS ISOLADOS - Avaliação das Solução de Suprimento -Elaboração de Cenários e Simulações**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2022. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>.

FERREIRA, A. P. **Curso Básico de Eletrônica**. Rio de Janeiro: Biblioteca técnica Freitas Bastos, 1987.

FINKLER, A. *et al.* **Relação do Crescimento Econômico e Consumo de Energia Elétrica 1**. [S.l.]: [s.n.], 2016.

GOOGLE MAPS. Localização Ilha de Fernando de Noronha. [s.d.]. Disponível em: <<https://goo.gl/maps/hT3Zuo8uYWZpVT6Z6>>. Acesso em: 20 mar. 2023.

HORTA, E. F.; AMBROSIO, J. K.; PIRES, J. M. Geração de energia em Fernando de Noronha Alternativas para a diminuição de emissões de CO² no transporte e eletricidade. **WWF-BRASIL**, 2020.

IBGE. História Fernando de Noronha - PE. 2023. Disponível em: <<https://cidades.ibge.gov.br/brasil/pe/fernando-de-noronha/historico>>. Acesso em: 26 abr. 2023.

IRENA. UTILITY-SCALE BATTERIES INNOVATION LANDSCAPE BRIEF. 2019. Disponível em: <<https://bit.ly/34KHTsY>>. Acesso em: 19 mar. 2023.

ISHAQUE, K.; SALAM, Z. An improved modeling method to determine the model parameters of photovoltaic (PV) modules using differential evolution (DE). **Solar Energy**, set. 2011. v. 85, n. 9, p. 2349–2359.

NASCIMENTO, C. A. **PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DA CÉLULA FOTOVOLTAICA**. Minas Gerais: Universidade Federal de Lavras, 2004.

PERNAMBUCO, G. Do E. Programa Noronha Carbono Zero. 7 jan. 2020. Disponível em: <<https://www.noronha.pe.gov.br/meio-ambiente/noronha-carbono-zero-ncz/>>. Acesso em: 26 abr. 2023.

PUREDRIVE. PureStorage-II—DC-5kWh-Datasheet. 2021. Disponível em: <<https://puredrive-energy.co.uk/purestorage-dc-hybrid-battery/>>. Acesso em: 19 mar. 2023.

RECEITA FEDERAL. Simulador do Tratamento Tributário e Administrativo das importações. [s.d.]. Disponível em: <<http://www4.receita.fazenda.gov.br/simulador/BuscaNCM.jsp>>. Acesso em: 20 mar. 2023.

SILVA, R. D. De S. E. TD 2746 - Novas tecnologias e infraestrutura do setor elétrico brasileiro – armazenamento de energia em baterias. **Texto para Discussão**, 28 mar. 2022. p. 1–37.

SOLAR TECHNOLOGY, S. A. SUNNY ISLAND 4.4M / 6.0H / 8.0H - Datasheet. 2020. Disponível em: <www.SMA-Solar.com>. Acesso em: 20 mar. 2023.

SUNGROW. Datasheet Inverter SG33CX/SG40CX/SG50CX IP66. 2019. Disponível em: <<https://en.sungrowpower.com/productDetail/758>>. Acesso em: 20 mar. 2023.

T SOUZA JR, M. E. *et al.* **O QUE SÃO MICRORREDES? -CONCEITOS, COMPONENTES E CONTROLE**. Uberlândia: [s.n.], 2019.

TRINDADE, M.; MARTINS, J. S.; AFONSO, J. L. **Sistema para Optimização da Extração de Energia de Painéis Solares Fotovoltaicos**. [S.l.]: [s.n.], 2005.

VILLALVA, M. G. **Energia Solar Fotovoltaica - Conceitos e Aplicações**. 2. ed. São Paulo: Érica, 2012.