

UNIVERSIDADE DE CAXIAS DO SUL

CRISTIAN JEAN SCARIOT

**MODELAGEM E ANÁLISE DE DESEMPENHO DE UM SISTEMA ELÉTRICO
FOTOVOLTAICO ISOLADO UTILIZANDO ARMAZENADORES HÍBRIDOS A
BATERIA E SUPERCAPACITOR**

**Caxias do Sul
2019**

CRISTIAN JEAN SCARIOT

**MODELAGEM E ANÁLISE DE DESEMPENHO DE UM SISTEMA ELÉTRICO
FOTOVOLTAICO ISOLADO UTILIZANDO ARMAZENADORES HÍBRIDOS A
BATERIA E SUPERCAPACITOR**

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao curso de graduação em Engenharia Elétrica da Universidade de Caxias do Sul, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: André Bernardes Michel

**Caxias do Sul
2019**

CRISTIAN JEAN SCARIOT

**MODELAGEM E ANÁLISE DE DESEMPENHO DE UM SISTEMA ELÉTRICO
FOTOVOLTAICO ISOLADO UTILIZANDO ARMAZENADORES HÍBRIDOS
A BATERIA E SUPERCAPACITOR**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como parte dos requisitos para a obtenção de grau de Bacharel em Engenharia Elétrica da Universidade de Caxias do Sul.

Orientador:

Prof. Me. André Bernardes Michel

Aprovado em ____/____/____

Banca Examinadora

Prof. Me. André Bernardes Michel (orientador)

Universidade de Caxias do Sul – UCS

Prof. Me. Tiago Cassol Severo

Universidade de Caxias do Sul – UCS

Prof. Dr. Alexandre Mesquita

Universidade de Caxias do Sul – UCS

Dedico este trabalho a todos aqueles que de alguma forma contribuíram com meu desenvolvimento, principalmente aos meus pais, irmão e namorada que sempre estiveram presentes em todos os momentos de minha formação.

Agradecimentos

Agradeço aos meus pais Sady Scariot e Clarice Peruchin Scariot, pelo amor, incentivo, e pela confiança em mim depositada.

Agradeço ao meu irmão Patrik Giovan Scariot, pela paciência e por todo o companheirismo de sempre.

A minha namorada Ingrid Bruna Pasquali, pela paciência, pelo carinho, e por estar sempre ao meu lado nas minhas decisões.

Agradeço ao meu orientador Me. André Bernardes Michel, pelos conhecimentos transmitidos, pelo auxílio e pela excelência na orientação deste trabalho.

Agradeço, por fim, aos amigos e colegas, pelos conhecimentos, pelo coleguismo e pelo auxílio ao longo do curso.

“O insucesso é apenas uma oportunidade para recomeçar com mais inteligência.”

Henry Ford

Resumo

Sistemas fotovoltaicos isolados, normalmente possuem dispositivos de armazenamento de energia, para equilibrar a intermitência na geração fotovoltaica e a variação do consumo nas cargas. Devido ao fato de diversas variáveis influenciarem o desempenho de um sistema fotovoltaico, como temperatura e irradiação, vêm a necessidade de simular estas situações para um melhor dimensionamento de futuros projetos. Desta forma, o objetivo deste trabalho foi implementar um modelo computacional de um sistema fotovoltaico isolado da rede elétrica, com armazenadores híbridos a bateria e supercapacitor, a fim de utilizá-lo em futuros projetos de geração de energia elétrica autônoma. A modelagem do sistema foi realizada por meio do software *Matlab/Simulink*. Um ponto fundamental foi realizar uma análise do comportamento dos armazenadores de energia, a partir de um estudo de caso de uma propriedade em Caxias do Sul, com a finalidade de obter informações sobre o comportamento em regime transitório e permanente. Além disso, foram realizados testes para se analisar o comportamento do sistema quanto a proporção entre baterias e supercapacitores utilizados para formar o armazenamento híbrido. Os resultados mostram uma diminuição da profundidade no estado da carga do banco de baterias, quando utilizado 90% da energia total, armazenada nas baterias e 10% nos supercapacitores.

Palavras-chave: Supercapacitor. Bateria. Fotovoltaica. Modelagem.

Abstract

Stand-alone photovoltaic systems usually have energy storage devices to balance the intermittency in photovoltaic generation and the variation in load consumption. Due to the fact that several variables influence the performance of a photovoltaic system, such as temperature and irradiation, there is a need to simulate these situations for a better design of future projects. Thus, the objective of this work was to implement a computational model of a photovoltaic system isolated from the electric grid, with hybrid battery and supercapacitor storages, in order to use it in future autonomous power generation projects. System modeling was performed using Matlab / Simulink software. A fundamental point was to perform an analysis of the behavior of energy storage, from a case study of a property in Caxias do Sul, with the purpose of obtaining information on the behavior in transient and permanent regime. Tests were also performed to analyze the system behavior regarding the ratio between batteries and supercapacitors used to form the hybrid storage. The results show a decreased depth in the state of charge of the battery bank when 90% of the total energy stored in the batteries and 10% in the supercapacitors is used.

Palavras-chave: Supercapacitor. Battery. Photovoltaic. Modeling.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Configuração de um sistema híbrido	18
Figura 2 – Configuração de um sistema conectado à rede	19
Figura 3 – Configuração de um sistema isolado.	20
Figura 4 – Modelo de bandas.....	21
Figura 5 – Circuito equivalente de uma célula solar real.....	22
Figura 6 – Curva corrente x tensão de uma célula solar.....	24
Figura 7 – Curva de potência de uma célula solar	24
Figura 8 – Curvas corrente x tensão para uma temperatura da célula $T=25^{\circ}\text{C}$ e diferentes níveis de irradiação.....	25
Figura 9 – Curvas corrente x tensão para uma irradiação de $1000\text{W}/\text{m}^2$ e diferentes temperaturas da célula	25
Figura 10 – Célula, módulo e painel fotovoltaico.....	26
Figura 11 – Controlador tipo paralelo ou ‘shunt’	27
Figura 12 – Controlador tipo série.	27
Figura 13 – Operação do módulo fotovoltaico com e sem MPPT	28
Figura 14 – Topologia dos conversores CC-CC.....	30
Figura 15 – Conversor CC-CC reversível ou bidirecional.....	30
Figura 16 – Esquema inversor de frequência monofásico	31
Figura 17 – Esquema inversor de frequência trifásico.	32
Figura 18 – Principais armazenadores de energia.....	34
Figura 19 – Circuito equivalente do supercapacitor.....	35
Figura 20 – Carga e descarga de um supercapacitor	35
Figura 21 – Circuito equivalente da bateria.....	36
Figura 22 – Relação entre profundidade de descarga e ciclos de vida.....	37
Figura 23 – Bloco <i>PV Array</i> do <i>software</i> Simulink	41
Figura 24 – Bloco conversor DC/DC com controlador MPPT.....	42
Figura 25 – Bloco conversor bidirecional	43
Figura 26 – Bloco inversor trifásico do <i>software</i> Simulink	44
Figura 27 – Bloco Bateria do <i>software</i> Simulink.....	45
Figura 28 – Bloco Supercapacitor do <i>software</i> Simulink.....	46
Figura 29 – Diagrama de blocos do sistema de controle.....	48
Figura 30 – Modelo do sistema completo	48
Figura 31 – Interface gráfica do POWER.....	49
Figura 32 – Tensão e corrente na carga em regime permanente para o caso 1	56
Figura 33 – Potência nos armazenadores em regime permanente para o caso 1	57
Figura 34 – SOC nos armazenadores em regime permanente do caso 1.....	58
Figura 35 – SOC nos armazenadores em regime permanente do caso 2.....	58
Figura 36 – Potência nos armazenadores em regime permanente para o caso 3	59

Figura 37 – SOC nos armazenadores em regime permanente do caso 3	60
Figura 38 – Potência do arranjo fotovoltaico.	60
Figura 39 – Tensão e corrente na carga regime permanente caso 4.....	61
Figura 40 – Potência nos armazenadores em regime permanente para o caso 4.....	61
Figura 41 – SOC nos armazenadores em regime permanente do caso 4	62
Figura 42 – SOC nos armazenadores em regime permanente do caso 5	62
Figura 43 – Potência nos armazenadores em regime permanente para o caso 6.....	63
Figura 44 – SOC nos armazenadores em regime permanente do caso 6	63
Figura 45 – Tensão e corrente na carga em regime transitório para o caso 1	64
Figura 46 – Potência dos armazenadores em regime transitório do caso 1.....	65
Figura 47 – SOC nos armazenadores em regime transitório do caso 1	65
Figura 48 – SOC nos armazenadores em regime transitório do caso 2	66
Figura 49 – SOC nos armazenadores em regime transitório do caso 3	67
Figura 50 – Potência do arranjo fotovoltaico em regime transitório	67
Figura 51 – Tensão e corrente na carga em regime transitório para o caso 4.....	68
Figura 52 – Potência dos armazenadores em regime transitório do caso 4.....	68
Figura 53 – SOC nos armazenadores em regime transitório do caso 4	69
Figura 54 – SOC nos armazenadores em regime transitório do caso 5	70
Figura 55 – SOC nos armazenadores em regime transitório do caso 6	70
Figura 56 – Datasheet do painel solar.....	79
Figura 57 – Datasheet do supercapacitor	80
Figura 58 – Datasheet da bateria	81

Lista de tabelas

Tabela 1 – Ganho estático dos conversores básicos	29
Tabela 2 – Sequência de chaveamento inversor monofásico	31
Tabela 3 – Sequencia de chaveamento inversor trifásico.....	33
Tabela 4 – Comparativo entre tecnologias de baterias	36
Tabela 5 – Descrição dos sinais do vetor m do bloco <i>PV array</i>	41
Tabela 6 – Descrição dos sinais do vetor m do bloco bateria	45
Tabela 7 – Descrição dos sinais do vetor m do bloco supercapacitor.....	46
Tabela 8 – Consumo de energia elétrica.....	49
Tabela 9 – Potência mínima.....	55
Tabela 10 – Dimensionamento dos armazenadores	56
Tabela 11 – Cargas da propriedade	77

Lista de abreviaturas e siglas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AEE	Armazenamento de energia elétrica
°C	Graus Célsius
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Continua
CV	Cavalo vapor
K	Kelvin
KVA	Quilovolt Ampères
MPP	Maximum Power Point (Ponto de Máxima Potência)
MPPT	Maximum Power Point Tracking (Rastreamento do Ponto de Máxima Potência)
NASA	National Aeronautics and Space Administration
NREL	National Renewable Energy Laboratory
POWER	Prediction of Worldwide Energy Resource
PV	Fotovoltaico
PWM	Pulse Width Modulation
SOC	State Of Charge

Lista de símbolos

<i>Ah</i>	Ampére-hora
<i>A</i>	Ampére
<i>F</i>	Farad
<i>kW</i>	quiloWatt
Ω	Ohms
<i>V</i>	Volts
<i>Vrms</i>	Volts <i>Root Mean Square</i>
<i>H</i>	Henry
<i>kWh</i>	quiloWatt hora
<i>W</i>	Watt

Sumário

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	JUSTIFICATIVA DO TRABALHO	16
1.2	OBJETIVOS.....	16
1.2.1	Objetivo Geral.....	16
1.2.2	Objetivos Específicos	16
1.3	LIMITAÇÕES.....	17
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	17
2	REVISÃO DA LITERATURA	18
2.1	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	18
2.1.1	Sistema híbrido	18
2.1.2	Sistemas conectados à rede elétrica.....	19
2.1.3	Sistema Solar Isolado.....	19
2.2	COMPONENTES DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	20
2.2.1	Módulo fotovoltaico	20
2.2.2	Controladores e Conversores.....	26
2.2.3	Inversores.....	31
2.2.4	Armazenamento de Energia Híbrido	33
2.2.4.1	Supercapacitor	34
2.2.4.2	Bateria	36
2.3	TRABALHOS SOBRE O TEMA	38
3	METODOLOGIA	40
3.1	MODELAGEM DO SISTEMA	40
3.1.1	Ambiente de simulação	40
3.1.2	Principais blocos	40
3.1.3	Controle do sistema.....	46
3.2	ESTUDO DE CASO.....	48
3.2.1	Aquisição de dados.....	48
3.2.2	Dimensionamento do sistema	50
3.2.3	Testes realizados	53
4	Resultados	55
4.1	Resultados do dimensionamento	55
4.2	Teste em regime permanente	56
4.3	Regime Transitório	64
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	72

Referências	73
APÊNDICES	76
ANEXOS	78

1 INTRODUÇÃO

No início da década de 70, uma crise energética mundial demonstrou que havia uma significativa dependência dos combustíveis fósseis. Assim, houve a necessidade de buscar fontes alternativas para a geração de energia, uma dessas foi o aproveitamento da energia fotovoltaica. Nessa época, deu-se início ao desenvolvimento dessa tecnologia, cuja utilização buscava atender às instalações residenciais e comerciais, podendo ser aplicada em sistemas isolados ou conectados à rede elétrica. Inicialmente, tornou-se viável a instalação de sistemas fotovoltaicos isolados para o atendimento a regiões localizadas em áreas distantes das redes elétricas, como a zona rural (VIDAL et al., 2013) (DURÁN et al., 2011).

Já na década de 90, o crescimento da utilização de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, foi conquistado pelos países desenvolvidos. A motivação principal de tais países era a diminuição da dependência dos combustíveis fósseis, que levam à acumulação na atmosfera, de gases propícios ao efeito estufa, acarretando constantes mudanças climáticas (VIDAL et al., 2013).

A demanda de energia do planeta deve aumentar 30% até 2040, o equivalente a adicionar outra China e Índia à demanda global de hoje. A crescente procura de energia impõe novos desafios no que tange à geração e consumo de energia elétrica. Os três principais eixos de desenvolvimento para atender às demandas energéticas são: extração e processamento de gás natural, aumento das fontes renováveis e eficiência energética (DIAS, 2019).

Devido ao seu potencial incomparável de recursos, a utilização da energia solar tem sido objeto de intensos esforços de pesquisa, desenvolvimento e implantação que se aceleraram durante a última década. Como a energia da luz solar pode ser convertida em eletricidade, calor ou combustível, os esforços concentraram-se no desenvolvimento de módulos fotovoltaicos para a produção de eletricidade solar, na conversão da energia solar em eletricidade ou calor, e em sistemas fotossintéticos artificiais que produzem diretamente combustíveis da luz solar (LEWIS, 2016).

Com a finalidade de melhorar o sistema de armazenamento de energia em sistemas fotovoltaicos isolados, muitos pesquisadores propõem o uso de baterias e supercapacitores juntos. Estes dispositivos geralmente se complementam e combiná-los pode ser uma oportunidade para ajudar a garantir que as necessidades de geração sejam satisfeitas. Esta combinação oferece alta capacidade de armazenamento e um tempo de resposta muito rápido. Especificamente, o excesso de energia fotovoltaica é armazenado em baterias e o controle local de energia em tempo real é obtido por supercapacitores (NOORI et al., 2018).

1.1 JUSTIFICATIVA DO TRABALHO

Sistemas fotovoltaicos isolados possuem a vantagem de não depender do sistema de distribuição, sendo assim, qualquer problema ocorrido no mesmo, como queda de energia, desarmes de proteção, excesso de harmônicos, afundamentos e sobretensão, não afetará o consumo local. Outro fator importante é que sistemas de energia solar isolados, não estão sujeitos as regulamentações estatais, que podem ser facilmente modificadas, e podem prejudicar o produtor e consumidor.

Devido à intermitência da luz do solar, os sistemas de energia solar necessitam utilizar fontes de armazenamento de energia. Mesmo em sistemas conectados a rede elétrica, diversos estudos demonstram que a implementação de armazenadores no sistema de distribuição, são necessários de modo a fornecer energia produzida por fontes renováveis em horários de alta demanda e baixa produção (LEWIS, 2016).

A principal desvantagem de sistemas fotovoltaicos isolados é a necessidade de utilização de apenas baterias como armazenador de energia. Em vista disso, este trabalho possui um propósito de analisar o armazenamento híbrido de energia, que resulta da integração de duas ou mais formas de acumuladores diferentes em um sistema. O modelo, procura juntar as vantagens e características dos diferentes métodos de armazenamento, a fim de melhorar todo o desempenho do sistema, como a combinação de energia e potência, ciclo de vida, duração do período de carga e descarga, e outras características que podem não ser satisfeitas por um único sistema de armazenamento (ARGYROU et al., 2018).

1.2 OBJETIVOS

Nos seguintes subitens serão descritos o objetivo geral e específicos do trabalho.

1.2.1 Objetivo Geral

Implementar um modelo computacional de um sistema fotovoltaico isolado da rede elétrica, com armazenamento híbrido a bateria e supercapacitor a fim de utilizá-lo em futuros projetos de geração autônoma.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Estudar o modelo analítico dos componentes do sistema fotovoltaico isolado.
- Modelar no *software Matlab/simulink* o sistema solar e armazenadores.
- Análisar o comportamento do sistema em regime permanente e transitório, aplicado em um estudo de caso para uma propriedade na cidade de Caxias do Sul, variando-se a proporção entre baterias e supercapacitores no armazenamento híbrido.

1.3 LIMITAÇÕES

No presente trabalho, cabe destacar algumas restrições para que o desenvolvimento seja focado nos objetivos propostos. Sendo assim, não serão analisadas questões relacionadas com a viabilidade econômica do sistema. Além disso, o trabalho não prevê nenhum tipo de análise quantitativa perante a vida útil das baterias e supercapacitores.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

O presente trabalho é constituído por 5 capítulos. No primeiro capítulo é apresentada a justificativa do trabalho bem como o objetivo geral e os específicos. O próximo capítulo adentra-se no desenvolvimento do tema com a revisão bibliográfica, sendo descritos as diferenças das topologias existentes de sistemas fotovoltaicos, bem como se aprofunda no modelo isolado, descrevendo cada componente inserido no sistema. No terceiro capítulo é apresentada a metodologia, que detalha o estudo de caso, bem como a modelagem de todos os dispositivos presentes no sistema e o seus respectivos dimensionamentos. No quarto capítulo é mostrado os resultados para o dimensionamento do sistema e as simulações em regime permanente e transitório. No último capítulo apresenta-se as considerações finais e possíveis futuros trabalhos.

2 REVISÃO DA LITERATURA

Neste capítulo será apresentado uma revisão da literatura necessária para a elaboração do trabalho de conclusão de curso. Serão abordados os conceitos de um sistema solar isolado na totalidade, e separado por cada módulo incorporado neste sistema.

2.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Os sistemas fotovoltaicos são classificados em 3 categorias:

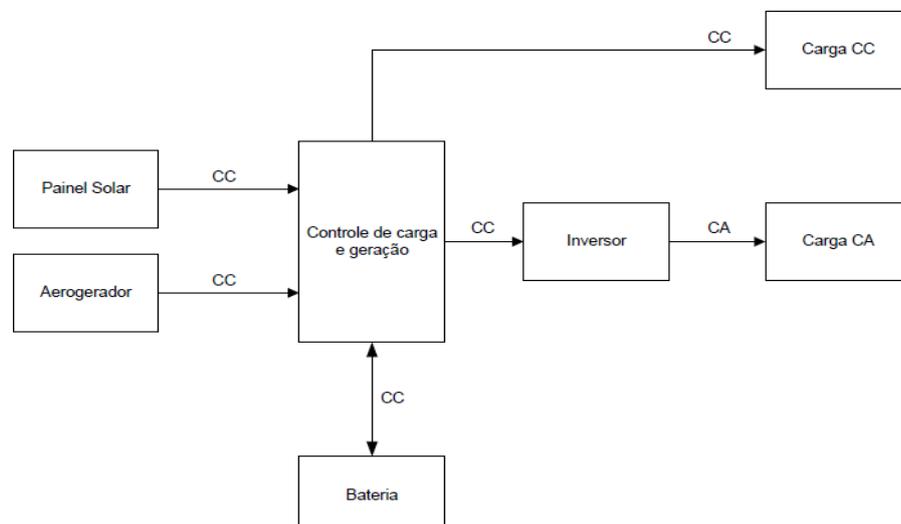
- Sistemas híbridos
- Sistemas conectados à rede elétrica
- Sistemas isolados

2.1.1 Sistema híbrido

Sistemas híbridos, são aqueles conhecidos por estarem operando em conjunto com mais de uma fonte de geração de energia elétrica, além da energia solar. Podem operar com geradores eólicos, a diesel, células de combustível, a gás, entre outros (IMHOFF, 2007).

A principal característica desse sistema é a diminuição do número de arranjos fotovoltaicos instalados e a diminuição da capacidade de armazenamento dos armazenadores de energia. Já que a soma de outro gerador pode garantir o fornecimento de energia em horários específicos, como a noite e períodos de pouca insolação (IMHOFF, 2007). A Figura 1 corresponde a um sistema híbrido isolado, ou seja, não conectado à rede elétrica, onde seus componentes são: painel solar, aerogerador ou outro gerador, armazenador de energia, controladores de carga e de geração, e inversor.

Figura 1 – Configuração de um sistema híbrido.

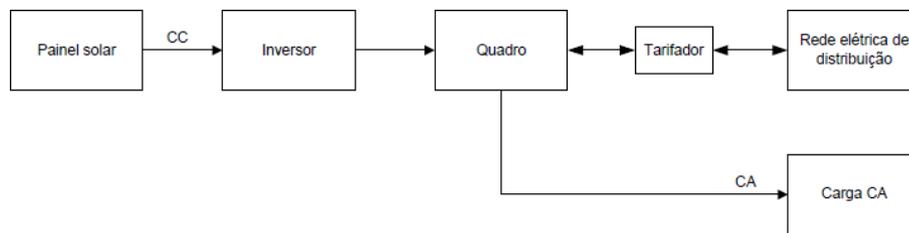


2.1.2 Sistemas conectados à rede elétrica

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede são aqueles que fornecem energia para as redes de distribuição. A energia elétrica gerada é instantaneamente escoada para a rede, que absorve a energia como uma carga. Diferente do sistema autônomo, o sistema conectado é empregado em locais já atendidos por energia elétrica (VILLALVA, 2015)(SOUZA, 2010).

Os sistemas conectados à rede, também chamados de *on-grid*, são mais eficientes e baratos que os sistemas autônomos, pois não utilizam sistemas de armazenamento de energia. Porém, esses sistemas dependem de regulamentação e legislação favorável, pois usam a rede de distribuição das concessionárias (SOUZA, 2010). A Figura 2 representa um sistema conectado à rede elétrica e seus componentes são: Painel solar, inversor e tarifadorbidirecional.

Figura 2 – Configuração de um sistema conectado à rede.



Fonte: Juliana Aramizu (2010)

2.1.3 Sistema Solar Isolado

Um sistema solar autônomo ou isolado pode ser considerado aquele que não é conectado a rede elétrica, e consiste em sistema puramente fotovoltaico, sem qualquer adição de outra geração de energia elétrica. Esses sistemas são empregados, por exemplo, em locais não atendidos por uma rede elétrica. Podem ser usados para fornecer eletricidade para residências em zonas rurais, na praia, no camping, em ilhas e em qualquer lugar onde a energia elétrica não esteja disponível (VILLALVA, 2015; REIS, 2011).

Esses sistemas consistem em várias configurações executáveis (REIS, 2011), dentre elas são:

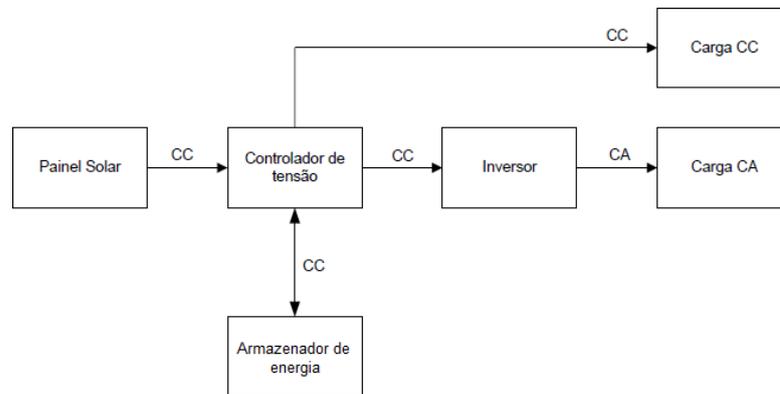
- **Carga CC sem armazenamento** - a energia elétrica produzida é consumida diretamente por equipamentos que atuam em corrente contínua, sem a utilização de alguma fonte de armazenamento de energia (REIS, 2011).
- **Carga CC com armazenamento** - essa configuração possui armazenadores de energia que possibilitam o uso da eletricidade sem a dependência dos painéis solares estarem gerando energia (REIS, 2011).
- **Carga CA sem armazenamento** - assim como o modelo de carga CC sem armazenamento, toda energia consumida é vinda diretamente dos painéis sem armazenamentos de

energia, porém, a carga é em CA, com isso é necessário a utilização de um inversor de frequência entre os painéis fotovoltaicos e a carga a ser alimentada (REIS, 2011).

- **Carga CA com armazenamento** - utilizado para alimentar carga em corrente alternada que necessitam funcionar em qualquer momento, sem a dependência dos painéis solares estarem gerando energia elétrica (REIS, 2011).

Um sistema fotovoltaico autônomo é geralmente composto de um módulo ou um conjunto de módulos fotovoltaicos, um controlador de carga, um sistema de armazenagem de energia e dependendo da aplicação, um inversor de tensão contínua para tensão alternada (VILLALVA, 2015). Na Figura 3 é apresentado um diagrama que retrata um sistema isolado que alimenta cargas CC e CA.

Figura 3 – Configuração de um sistema isolado.



Fonte: Juliana Aramizu (2010)

2.2 COMPONENTES DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO

A seguir serão descritas as características dos componentes existentes em um sistema fotovoltaico isolado.

2.2.1 Módulo fotovoltaico

Para uma boa compreensão de um módulo fotovoltaico de produção de energia elétrica, é necessário um estudo sobre a menor parte deste componente, a célula solar.

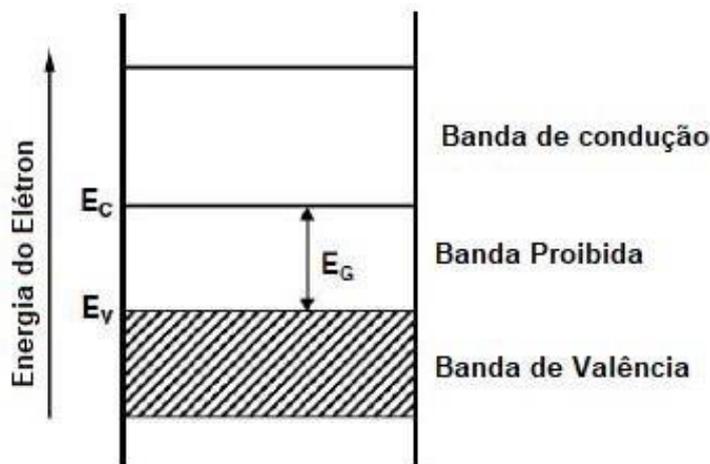
Em 1839 Becquerel observou que alguns materiais, quando expostos à luz, produziam uma corrente elétrica, atualmente esse fenômeno é conhecido como efeito fotovoltaico, e é a base da operação de células fotovoltaicas ou solares (BORGES NETO, 2012).

As células solares são fabricadas a partir de materiais semicondutores como o silício, o arsenieto de gálio, teluriato de cádmio ou disselenieto de cobre e índio. Atualmente, a maioria das células solares é baseada em silício, por ser o segundo elemento químico mais abundante

disponível na Terra, cerca de 95% das células solares ao redor do mundo são feitas de silício (GREENPRO, 2004). No entanto, outros materiais estão sendo estudados e podem substituir o silício a longo prazo.

A maioria dos materiais fotovoltaicos apresenta uma estrutura cristalina. Uma das principais características dessas estruturas são as bandas energias, aonde algumas possuem a presença de elétrons, e outras são proibidas. Em semicondutores, são encontrados 3 diferentes bandas de energia. Estas bandas são conhecidas como, banda de valência, banda proibida e banda de condução. Para um elétron sair de uma banda de valência para a banda de condução, é necessária uma quantidade mínima de energia que é igual ao intervalo de energia da banda proibida (BORGES NETO, 2012). A Figura 4 mostra um simples modelo das bandas citadas anteriormente. Os átomos de silício possuem quatro elétrons em sua camada mais externa (camada de valência). Desse modo para estabelecer uma configuração eletrônica estável, cada átomo de silício junto com quatro átomos adjacentes formam uma ligação covalente, onde cada átomo controla um elétron em cada ligação. Assim, uma ligação consiste em dois elétrons. Em um cristal de silício, oito elétrons estão dispostos em torno de cada átomo de silício, o que significa que a configuração eletrônica desejada foi atingida (HÄBERLIN, 2012).

Figura 4 – Modelo de bandas.



Fonte: Adaptado de Heinrich Häberlin (2012)

Se um átomo de silício é substituído por um átomo de fósforo com cinco elétrons de valência na camada mais externa, um desses elétrons não pode formar uma ligação com um dos quatro átomos adjacentes. Desse modo um elétron pode liberar-se prontamente de seu núcleo atômico, que pode então ficar carregado positivamente. Portanto, um átomo de fósforo entrega um elétron para a rede cristalina e assim é chamado de doador. Nesse caso com uma pequena quantidade energia o elétron salta da banda de valência para a banda de condução. O semicondutor dopado com átomos pentavalentes é denominado tipo N. Por outro lado, se um átomo de silício na rede cristalina for substituído por um átomo de boro, com três elétrons de

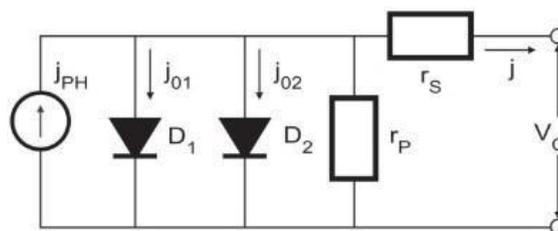
valência, apenas três ligações das quatro necessárias aos átomos de silício vizinhos podem ser realizadas. No entanto, uma das quatro ligações está sem um elétron, gerando assim uma lacuna. Um elétron da ligação de valência de um átomo próximo, pode cair neste espaço vazio, caso em que a lacuna original desaparece, e uma nova é criada em outro lugar, e assim o átomo de boro fica carregado negativamente. Neste caso, com uma pequena quantidade de energia os átomos trivalentes liberam as lacunas para a banda de valência. Um espaço vazio em uma banda de valência pode se mover livremente como um elétron livre na banda de condução. Um átomo de boro pode aceitar um elétron e é assim chamado de receptor. Desta forma, os receptores contribuem para a condutividade por meio de orifícios na banda de valência, isto é, são portadores de carga positiva. Assim são denominados semicondutores do tipo P (HÄBERLIN, 2012).

Ao juntar um cristal do tipo N com um do tipo P, ocorre a formação de uma junção P-N. Quando unidos, as lacunas em excesso no material do tipo P fluem por difusão para o material do tipo N, devido ao forte gradiente de concentração existente nesta junção. Esse deslocamento acaba reduzindo os elétrons no lado N, tornando-o positivo, e um acúmulo de elétrons no lado P, tornando-o negativo. Sendo assim, um campo elétrico surge na chamada região de depleção em torno da junção para parar o fluxo de elétrons livres remanescentes no lado N. A tensão de difusão é criada pela da região de depleção, gerando também uma diferença potencial. (WENHAM et al., 2007).

Segundo Borges Neto (2012) no nível atômico, a luz trabalha como um fluxo de partícula conhecida por fótons. Ao iluminar uma junção P-N, acontece um fenômeno aonde parte dos elétrons absorvem os fótons, fazendo com que estes passem da banda de valência para a de condução. Os elétrons, que agora estão livres, são puxados pelo campo elétrico formado na região de depleção. Por meio de uma ligação externa, esses elétrons são levados para fora da célula e assim ficam disponíveis para uso.

Há uma diferença entre o comportamento de uma célula real e uma ideal. A Figura 5 mostra o circuito equivalente de uma célula solar real, considerando as perdas existentes na mesma.

Figura 5 – Circuito equivalente de uma célula solar real.



Fonte: Manuel R. Borges Neto (2012)

A resistência em série R_s , caracteriza a queda de tensão por meio de perdas ôhmicas encontradas no material semiconductor, e também referente aos contatos metálicos com o se-

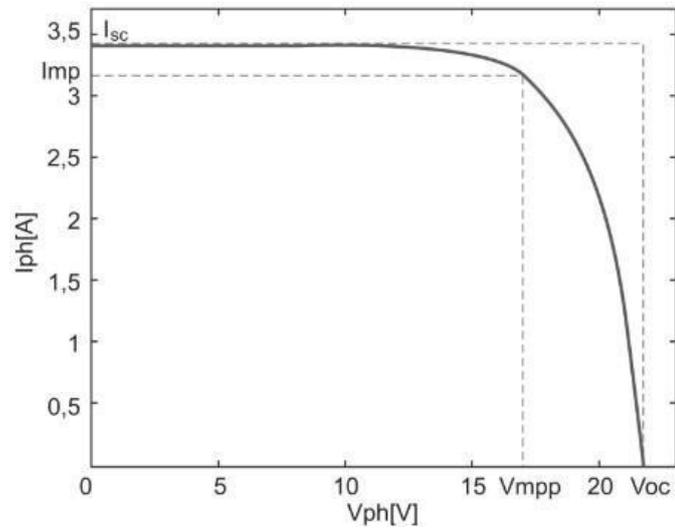
micondutor. A resistência em paralelo R_p , descreve adicionalmente correntes de perdas que surgem essencialmente por ligações elétricas entre as partes da frente e de trás da célula, e algumas perturbações pontuais na região de depleção. Já o diodo D2, ligado em paralelo com o D1, considera as perdas de recombinação da camada de carga espacial. Sob essas condições, tem-se como resultado o chamado modelo de dois diodos da célula solar (BORGES NETO, 2012).

Existem algumas poucas grandezas em que pode-se exibir o comportamento elétrico de uma célula solar. Com isso pode-se facilmente comparar células de diferentes modos construtivos e materiais (BORGES NETO, 2012). Os principais parâmetros para se caracterizar uma célula solar são:

- **Corrente de curto-circuito (I_{sc}):** É a maior corrente, não tendo tensão externa na célula solar (BORGES NETO, 2012).
- **Tensão de circuito aberto (V_{oc}):** Ao contrário do curto-circuito, não existe corrente elétrica externa na célula solar (BORGES NETO, 2012).
- **Ponto de potência máxima (MPP):** É o ponto em que a célula solar entrega a maior potência possível. I_{mpp} e V_{mpp} são, respectivamente, a corrente e tensão entregue nesse ponto (BORGES NETO, 2012).
- **Fator de forma (FF):** Este fator é determinado pela relação entre a potência no MPP e o produto entre a corrente de curto-circuito e a tensão de circuito aberto (BORGES NETO, 2012).
- **Rendimento (η):** Representa a relação entre a potência no MPP e a potência total de luz incidente (BORGES NETO, 2012).

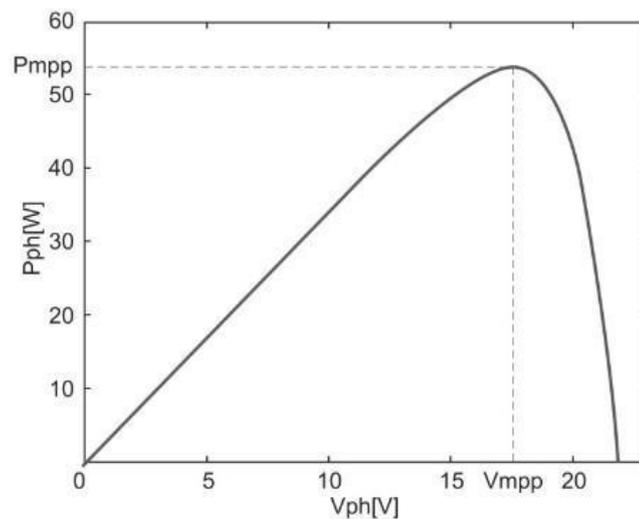
Nas Figuras 6 e 7, segundo Borges Neto (2012) “estão representadas as curvas de corrente x tensão e de potência x tensão de uma célula solar típica, nas quais a corrente de curto-circuito, a tensão de circuito aberto e o ponto de potência máxima (MPP) são fornecidos explicitamente como grandezas características”. Já a temperatura e a irradiação, estão implicitamente nas figuras.

Figura 6 – Curva corrente x tensão de uma célula solar.



Fonte Manuel R. Borges Neto (2012)

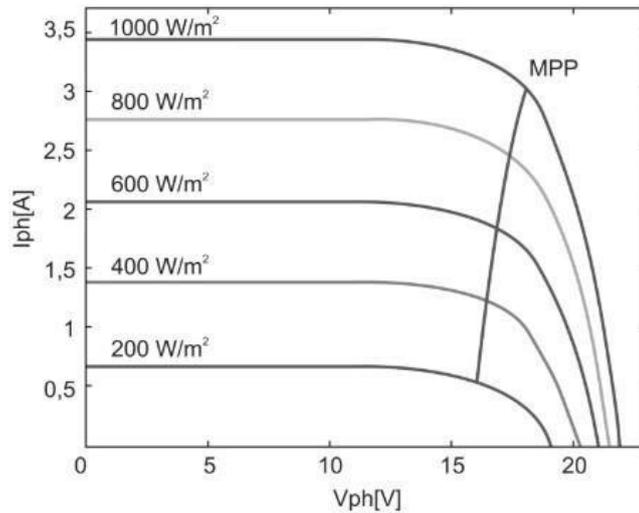
Figura 7 – Curva de potência de uma célula solar.



Fonte: Manuel R. Borges Neto (2012)

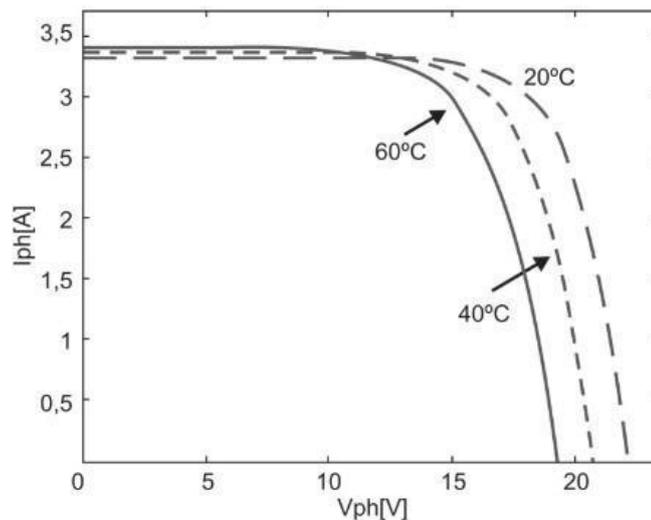
As Figuras 8 e 9 representam o comportamento de uma célula solar para diferentes níveis de irradiação e temperatura, sabendo que a irradiação é proporcional ao número de portadores de carga gerados. Sendo assim, a corrente de curto-circuito aumenta, já a tensão de circuito aberto tem uma pequena elevação. Os equivalentes pontos de máxima potência se encontram, para altos níveis de irradiação, em uma faixa relativamente pequena de tensão (BORGES NETO, 2012).

Figura 8 – Curvas corrente x tensão para uma temperatura da célula $T=25^{\circ}\text{C}$ e diferentes níveis de irradiação.



Fonte: Manuel R. Borges Neto (2012)

Figura 9 – Curvas corrente x tensão para uma irradiação de 1000W/m^2 e diferentes temperaturas da célula.



Fonte: Manuel R. Borges Neto (2012)

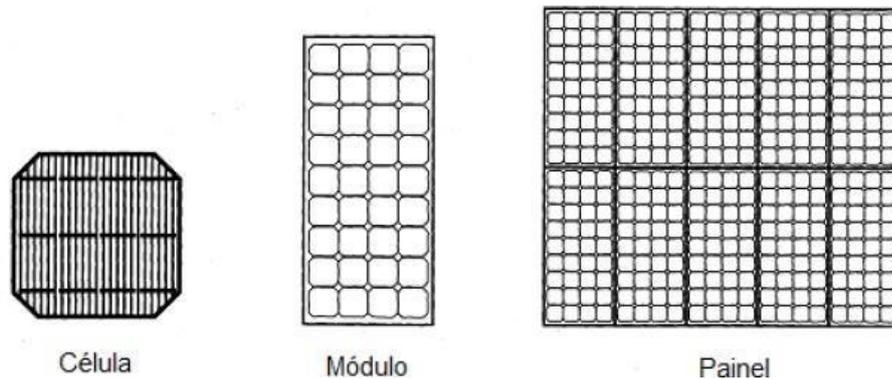
Borges Neto (2012), afirma que

quando há irradiação constante e aumento de temperatura da célula, a corrente de curto-circuito se torna um pouco maior em razão dos portadores de carga gerados adicionalmente por meio do estímulo térmico. No entanto, tal efeito positivo é mais do que compensado pela decrescente tensão de circuito aberto. No total, com o aumento da própria temperatura, a potência da célula diminui. A queda de potência máxima é de aproximadamente $-0,5\%/^{\circ}\text{C}$.

A célula solar, descrita anteriormente, é o bloco de construção básico do sistema de energia fotovoltaica. Normalmente, seu tamanho é de alguns centímetros quadrados e produz

cerca de 1 W de potência. Para obter alta potência, várias dessas células são conectadas em circuitos série e/ou paralelo, formando assim um módulo fotovoltaico. O painel solar é definido como um grupo de vários módulos eletricamente conectados em uma combinação série e/ou paralela para gerar a corrente e a tensão necessárias (PATEL, 2006). Essa descrição é visualizada na Figura 10.

Figura 10 – Célula, módulo e painel fotovoltaico.



Fonte: Mukund R. Patel (2006)

2.2.2 Controladores e Conversores

Em sistemas fotovoltaicos isolados, a tensão do sistema do gerador, terá de ser compatível com a tensão do barramento dos armazenadores de energia (GREENPRO, 2004). Para que isso seja satisfeito, são usados reguladores de tensão, aonde os mesmos atuam como dispositivos de proteção contra cargas e descargas excessivas nos acumuladores de energia (VERA, 2004).

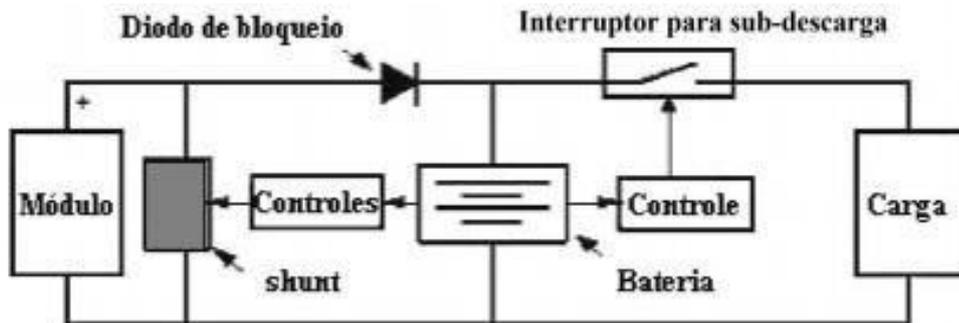
Os controladores são formados por dois diferentes circuitos, que são conhecidos como controle e comutação. O circuito de controle, é aquele que toma a decisão de abrir ou fechar as chaves de acordo com a tensão nos acumuladores. Já o circuito de comutação é composto por chaves, que podem ser um relé eletromecânico ou um transistor eletrônico, que controlam a tensão e/ou a corrente de carga ou descarga dos armazenadores de energia (ARAMIZU, 2010)(VILLALVA, 2015).

Esses controladores são basicamente classificados em três tipos diferentes, paralelo (*'shunt'*), série e eletrônico com PWM (Pulse Width Modulation) e MTTP (Maximum Power Point Tracking - rastreamento do ponto máximo de potência). A diferença básica entre o controlador série e *'shunt'*, é a configuração utilizada para desconectar o armazenador de energia, tanto bateria como supercapacitor, quando ambos atingem plena carga dos painéis fotovoltaicos (IMHOFF, 2007). Já os controladores eletrônicos possuem chaveamento PWM e o recurso MTTP, que possibilita extrair a máxima potência nos painéis fotovoltaicos, independente das condições de irradiação ou temperatura do módulo (VILLALVA, 2015).

Os reguladores do tipo paralelo ou *'shunt'*, constituem em um dispositivo eletrônico,

uma chave que está ligada paralela ao painel fotovoltaico, que desliga ou reduz o fluxo de energia para os acumuladores (VERA, 2004). Na Figura 11 é possível notar que esta chave quando estiver fechada, irá colocar um curto-circuito na saída do painel fotovoltaico. Porém, segundo Villalva (2015) o curto-circuito não é prejudicial aos módulos fotovoltaicos, pois sua corrente máxima é limitada pela máxima corrente especificada pelo fabricante e pela intensidade da radiação solar presente.

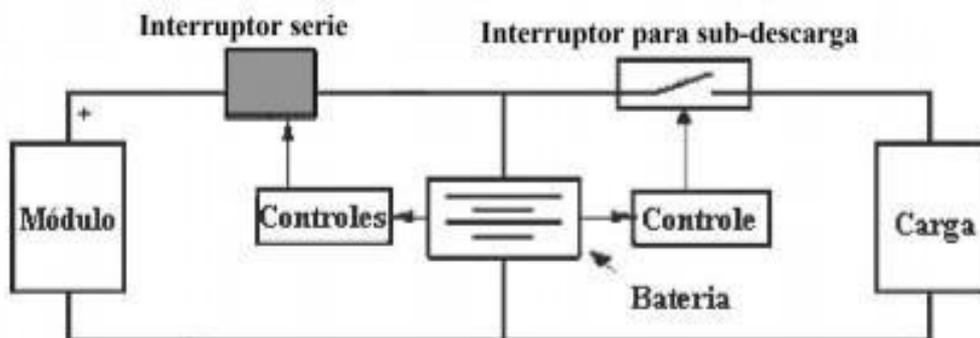
Figura 11 – Controlador tipo paralelo ou ‘shunt’.



Fonte: Marcelo Gradella Villalva (2015)

Os controladores do tipo série funcionam como um elemento que desconecta o painel do restante do sistema. Como pode ser visto na Figura 12, o regulador série não possui um diodo de bloqueio, devido ao fato do interruptor estar conectado em série com o restante do circuito (VILLALVA, 2015).

Figura 12 – Controlador tipo série.



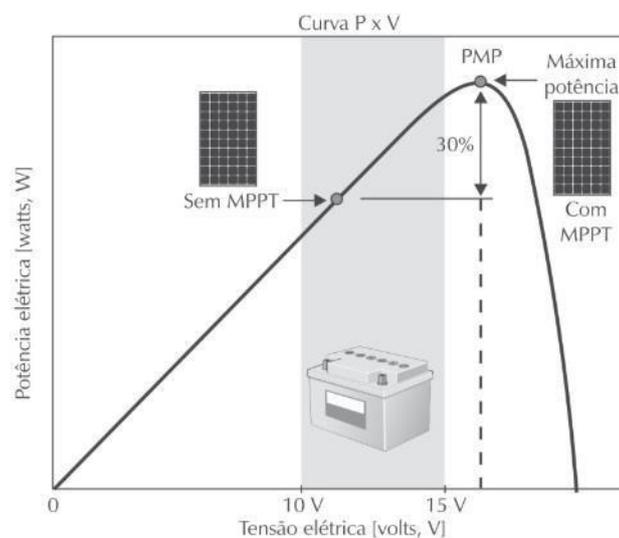
Fonte: Marcelo Gradella Villalva (2015)

Os controladores com PWM e MPPT são mais aprimorados que os citados anteriormente. Isso por que os controladores sem MPPT, consistem com uma conexão direta entre o módulo fotovoltaico e os acumuladores. Com isso no momento em que o módulo fotovoltaico está conectado ao sistema, a tensão proveniente dos armazenadores de energia é imposta a ele. Sendo assim a operação do painel fotovoltaico fica limitada com a variação de tensão dos acumuladores

de energia presentes no sistema. Com o uso do controlador com MPPT o módulo fotovoltaico fica desacoplado do resto do sistema, e com isso pode operar com a tensão necessária para encontrar o ponto de máxima potência, independentemente do valor da tensão vinda do armazenador de energia (VILLALVA, 2015).

A Figura 13, mostra o ponto de operação dos sistemas com e sem o recurso de MPPT. Enquanto nos controladores série e 'shunt' a tensão do módulo é limitada, geralmente situando-se na faixa de 10 V a 15 V em função do estado de carga dos acumuladores, com MPPT o painel opera sempre no seu ponto de máxima potência (VILLALVA, 2015).

Figura 13 – Operação do módulo fotovoltaico com e sem MPPT.



Fonte: Marcelo Gradella Villalva (2015)

Os conversores CC-CC, também conhecidos como *chopper*, são utilizados para se obter uma tensão variável CC a partir de uma fonte CC. O valor da tensão média de saída varia conforme se modifica a proporção do tempo no qual a saída fica ligada à entrada. Essa conversão é obtida por meio da combinação de um indutor e/ou um capacitor e um dispositivo de estado sólido que opere no modo de chaveamento em alta frequência (AHMED, 200).

Existem duas principais categorias de circuitos destes conversores: *step-down* ou *buck* e *step-up* ou *boost*. O conversor *buck* produz uma tensão de saída menor ou igual à tensão de entrada, já o conversor *boost* fornece uma tensão de saída maior ou igual à tensão de entrada (AHMED, 200). A partir destas configurações, podem ser realizados diversos modelos que possuem o mesmo princípio, porém aplicações diferentes. Os conversores mais utilizados, e que serão alvos de estudo neste trabalho são: *Buck*, *Boost*, *Buck-Boost*, *Cúk*, *Sepic*.

A Tabela 1 mostra os ganhos estáticos dos principais conversores CC-CC, onde D é ciclo de trabalho, ou *duty cycle*, responsável pela determinação do tempo em que a saída ficará ligada ou desligada. Os ganhos mostram que o conversor *Buck* é apenas abaixador de tensão e o conversor *Boost* é sempre elevador. Por outro lado, os conversores *Buck-Boost*, *Cúk* e *Sepic*

possuem o mesmo ganho estático. Isso demonstra que todos eles geram na saída uma tensão menor que a de entrada, quando $D < 0,5$ e uma tensão maior que a de entrada quando $D > 0,5$. Se $D = 0,5$ o valor da tensão de saída é igual ao valor da tensão de entrada (MARTINS; BARBI, 2011).

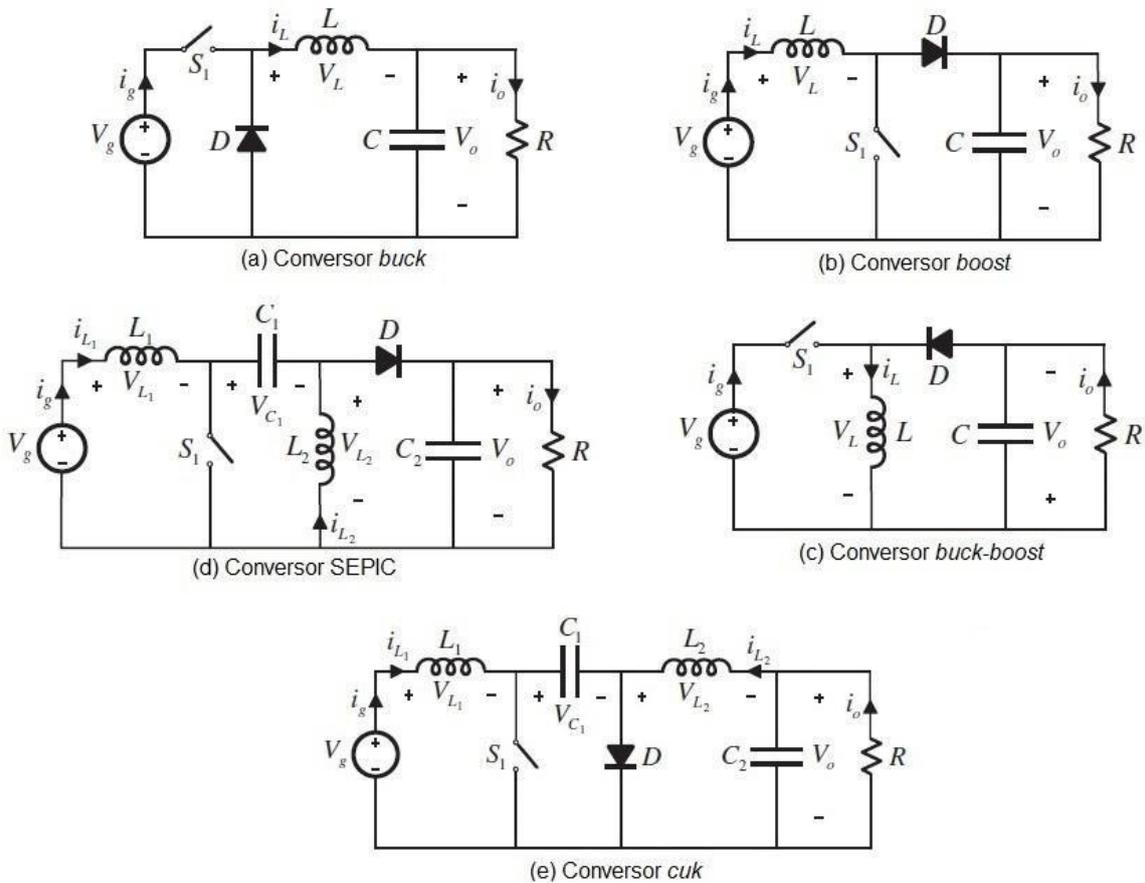
Tabela 1 – Ganho estático dos conversores básicos

Conversor	Ganho estático
Buck	D
Boost	$1/(1-D)$
Buck-Boost	$D/(1-D)$
Cúk	$D/(1-D)$
Sepic	$D/(1-D)$

Fonte: Adaptado de Denizar Cruz Martins; Ivo Barbi (2011)

A Figura 14 mostra as topologias dos conversores descritos na Tabela 1. O conversor *Buck*, Figura 14 (a), é naturalmente empregado em situações onde se deseja alimentar uma carga com características de fonte de corrente contínua, a partir de uma fonte de tensão contínua. Já o conversor *Boost*, Figura 14 (b), possui basicamente os mesmos componentes que o conversor *Buck*, porém rearranjados de forma a se ter uma indutância em série com a fonte de entrada. Assim a fonte de alimentação possui um comportamento de uma fonte de corrente, e sua saída se comporta como uma fonte de tensão. Os conversores *Buck-Boost* e *Cúk*, Figuras 14 (c) e 14 (e) respectivamente, geralmente são utilizados caso se deseje controlar o fluxo de energia, no caso *Buck-Boost* entre uma fonte de tensão contínua e uma carga com características de fonte de tensão contínua, e no caso *Cúk* entre uma fonte de corrente contínua e uma carga com características de fonte de corrente contínua. O conversor *Sepic*, Figura 14 (d), possui uma estrutura naturalmente isolada, uma entrada com características de fonte de corrente e saída com características de fonte de tensão, assim facilitando a utilização de transformadores com múltiplas saídas (MARTINS; BARBI, 2011).

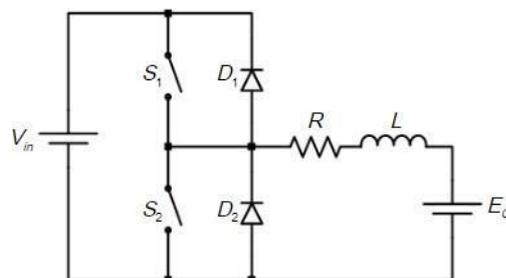
Figura 14 – Topologia dos conversores CC-CC



Fonte: Adaptado de E. Durán et al. (2011)

Como Martins e Barbi (2011) descrevem, “Há inúmeras situações práticas onde os conversores CC-CC devem ser reversíveis, ou seja, devem controlar o fluxo de energia tanto da fonte de entrada para a fonte de saída, ou vice-versa”. Existem conversores reversíveis de dois, quando apenas a corrente muda de sentido, e quatro quadrantes, quando corrente e tensão mudam de sentido (MARTINS; BARBI, 2011). Na Figura 15 está representado o conversor de dois quadrantes, conhecido como bidirecional (RECH, 2010).

Figura 15 – Conversor CC-CC reversível ou bidirecional



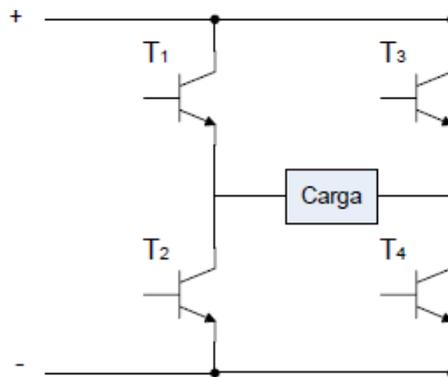
Fonte: Cassiano Rech (2010)

2.2.3 Inversores

Um inversor é um dispositivo que a partir de fontes de corrente contínua (CC) geram uma corrente alternada (CA). Esse equipamento está inserido nos sistemas fotovoltaicos, pois eles geram energia na forma de corrente contínua (CC), assim como os armazenadores de energia, e na maioria das vezes, dependendo da carga a ser ligada, é necessário que a corrente seja alternada. Para alimentar as cargas em CA é necessário que o inversor forneça tensão CA em sua saída com amplitude, harmônicos e frequência adequadas às cargas (WENHAM et al., 2007) (PINHO; GALDINO, 2014).

O princípio de funcionamento de um inversor de frequência nada mais é que uma conexão em ponte de interruptores controlados. São quatro transistores, para circuitos monofásicos, denominados T1, T2, T3 e T4, que são abertos ou fechados, a fim de reverter periodicamente a polaridade da tensão aplicada por meio da fonte CC. Os comutadores são controlados de modo que os transistores T1 e T4, ou T2 e T3 sejam ligados, isto é, a fonte CC está sempre conectada à carga. A Figura 16 e a Tabela 2 mostram o circuito básico do inversor monofásico e a sequência de chaveamento, respectivamente (RASHID, 2011)(VILLALVA, 2015).

Figura 16 – Esquema inversor de frequência monofásico.



Fonte: Juliana Aramizu (2010)

Tabela 2 – Sequência de chaveamento inversor monofásico

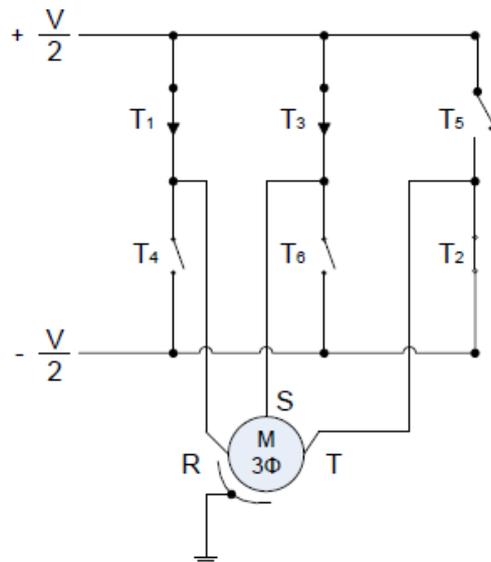
Estado	T1	T2	T3	T4	Tensão de saída
1	Ligada	Desligada	Desligada	Ligada	+
2	Desligada	Ligada	Ligada	Desligada	-

Estado	T1	T2	T3	T4	Tensão de saída
3	Ligada	Desligada	Desligada	Ligada	+
4	Desligada	Ligada	Ligada	Desligada	-

Fonte: Próprio autor (2019)

Muitas aplicações, particularmente o controle de máquinas rotativas, requerem fontes trifásicas CA. Isso pode ser feito usando três inversores monofásicos juntos, gerando um conjunto trifásico. Por meio do controle dos interruptores de cada inversor é produzido uma fase de saída deslocada 120° em relação às saídas dos outros dois inversores. No entanto, seis dos 12 interruptores presentes nesse circuito são repetitivos. Um prático inversor trifásico contém apenas seis interruptores, configurados como uma ponte trifásica (KASSAKIAN et al., 2010). A Figura 17 e a Tabela 3 mostram o circuito básico do inversor trifásico e a sequência de chaveamento, respectivamente.

Figura 17 – Esquema inversor de frequência trifásico.



Fonte: Juliana Aramizu (2010)

Tabela 3 – Sequencia de chaveamento inversor trifásico

Estado	T1	T2	T3	T4	T5	T6
1	Ligado	Ligado	Ligado	Desligado	Desligado	Desligado
2	Desligado	Ligado	Ligado	Ligado	Desligado	Desligado
3	Desligado	Desligado	Ligado	Ligado	Ligado	Desligado
4	Desligado	Desligado	Desligado	Ligado	Ligado	Ligado
5	Ligado	Desligado	Desligado	Desligado	Ligado	Ligado
6	Ligado	Ligado	Desligado	Desligado	Desligado	Ligado

Fonte: Próprio autor (2019)

Como visto anteriormente o inversor possui em sua saída uma onda quadrada, isso pelo fato de que os transistores trabalham como chaves “liga ou desliga”. Porém, para diversas aplicações é necessário que a onda na saída do inversor, seja próxima de uma senoide. Com isso, os transistores são chaveados modulando sua largura de pulso, que consiste na técnica de PWM (FRANCHI, 2013).

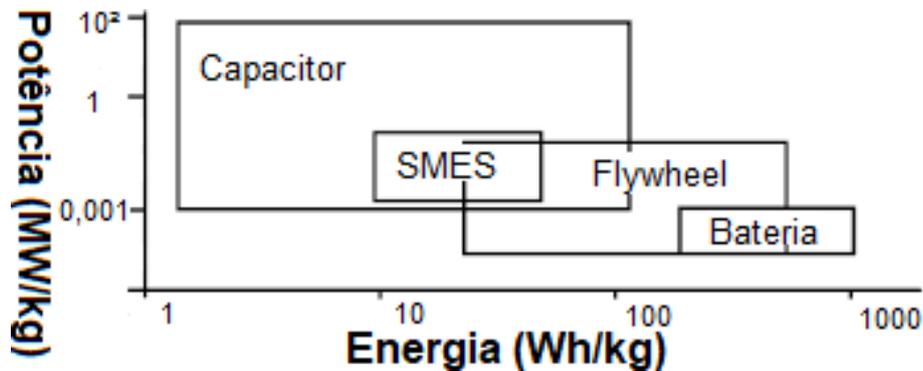
O inversor de onda senoidal PWM produz uma sequência de pequenas ondas quadradas de alta frequência, ao invés de simplesmente produzir uma onda quadrada. Com o uso de sistemas microprocessados, segundo Franchi (2013) “as funções de controle do PWM são efetivamente realizadas pela combinação de uma onda triangular e uma senoidal que produz a forma de onda da saída”. O sinal triangular determina a frequência de chaveamento do inversor, já o sinal senoidal determina a largura dos pulsos e, portanto, o valor de tensão da saída do inversor (FRANCHI, 2013).

2.2.4 Armazenamento de Energia Híbrido

Armazenamento de Energia Elétrica (AEE) refere-se a um processo de converter energia elétrica, de um determinado sistema de energia, em uma forma que possa ser armazenado, para que quando necessário possa ser convertido novamente em energia elétrica. Tal processo permite que a eletricidade seja produzida por fontes de energias intermitentes, tal como solar e eólica, e utilizada em períodos quando nenhum outro meio de geração está disponível (CHEN et al., 2008).

A tecnologia de armazenamento de energia elétrica pode ser classificada por uma variedade de categorias (NOORI et al., 2018). A figura 18 mostra um gráfico entre a densidade de potência e a densidade de energia, das 4 principais tecnologias de armazenamento de energia segundo Andrade (2016). Dentre elas estão: volantes de inércia (*Flywheel*), supercondutores (SMES), supercapacitores e baterias.

Figura 18 – Principais armazenadores de energia.



Fonte: Adaptado de Caio Vinícius Aguiar de Andrade (2016)

O armazenamento híbrido de energia (HES) resulta da integração de duas ou mais tecnologias de armazenamento diferentes em um sistema. Este modelo forma uma combinação das vantagens e características dos diferentes métodos de armazenamento, que são realizados para atingir requisitos e melhorar todo o desempenho do sistema. A combinação de energia e potência, ciclo de vida, duração do período de carga/descarga e outras características podem não ser satisfeitas apenas por uma única categoria de armazenamento (ARGYROU et al., 2018).

Atualmente, duas tecnologias que possuem características complementares e que apresentam tecnologias bem avançadas são os supercapacitores e as baterias. Supercapacitores têm alta taxa de potência e duração de descarga curta, mas densidade energia limitada. Por outro lado, as baterias têm altas taxas de energia e longa duração de armazenamento, mas potência limitada. Portanto, esta junção fornece alta energia e potência, rápida resposta e duração, de carga e descarga, curta e longa. Além disso, os supercapacitores podem reduzir o estresse nas baterias e aumentar a sua vida útil (ARGYROU et al., 2018).

2.2.4.1 Supercapacitor

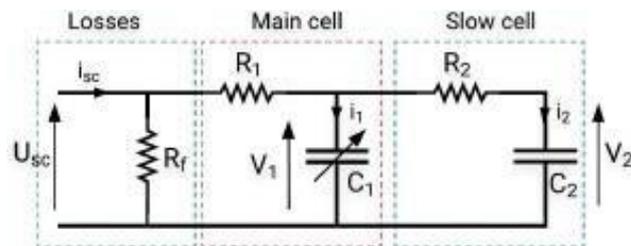
A maneira mais direta de se armazenar energia elétrica é por meio de capacitores. De forma simples, um capacitor consiste em duas placas de metal separadas por um material dielétrico (MONTEIRO, 2017). No entanto, o principal problema apresentado por capacitores convencionais é a baixa densidade de energia. Se for necessária uma grande capacidade, a área do dielétrico deve ser muito grande. Este fato faz com que o uso de grandes capacitores seja pouco econômico e muitas vezes incômodo. Capacitância e densidade de energia, maiores do que os capacitores convencionais, são encontradas em supercapacitores, pois armazenam energia por meio de uma solução de eletrólito entre dois condutores sólidos, em vez de um dielétrico sólido entre os eletrodos, permitindo assim dispositivos menores (LUO et al., 2015).

Os supercapacitores, também denominados capacitores de camada dupla elétrica ou ultracapacitores, contêm dois eletrodos condutores, um eletrólito e um separador de membrana.

Devido às suas estruturas, os supercapacitores podem ter as características dos capacitores tradicionais e das baterias eletroquímicas. A energia é armazenada sob a forma de carga estática nas superfícies entre o eletrólito e os dois eletrodos condutores. Os supercapacitores com alto desempenho são baseados em nanomateriais para aumentar a área de superfície do eletrodo a fim de obter maiores capacitâncias (LUO et al., 2015).

As principais características dos Supercapacitores, segundo (WENHAM et al., 2007) é que eles são ciclados dezenas de milhares de vezes com alta eficiência, baixa resistência interna, e fácil determinação do estado de carga, pois é diretamente relacionado com a tensão. Supercapacitores são inadequados para armazenamento a longo ou médio prazo devido à alta taxa de auto-descarga. No entanto, eles podem encontrar aplicações onde a demanda de potência de pico é alta. Na Figura 19, é demonstrado o circuito equivalente de uma supercapacitor.

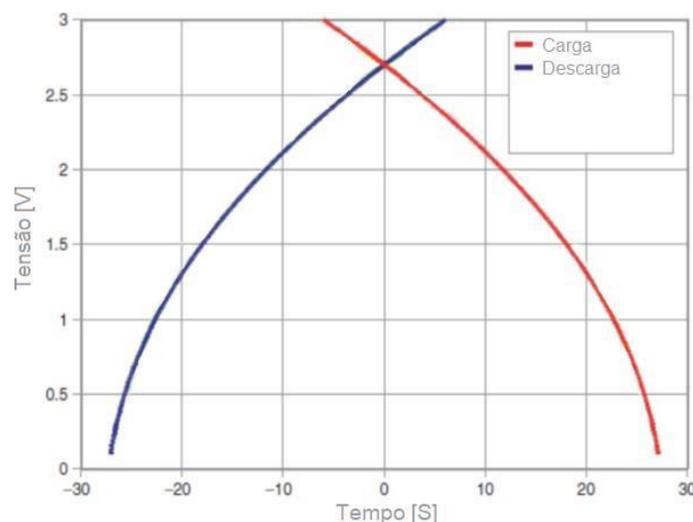
Figura 19 – Circuito equivalente do supercapacitor.



Fonte: Maria C. Argyrou et al. (2018)

A características de um supercapacitor em relação a carga e descarga são mostrados na Figura 20, para uma potência constante. Com isso, deve-se ter atenção para condições de baixa tensão, onde a corrente é muito grande e nesta situação, as perdas de Joule são proporcionalmente maiores, o que resulta em uma eficiência muito menor. (TECHNICAL LITERATURE, 2018).

Figura 20 – Carga e descarga de um supercapacitor

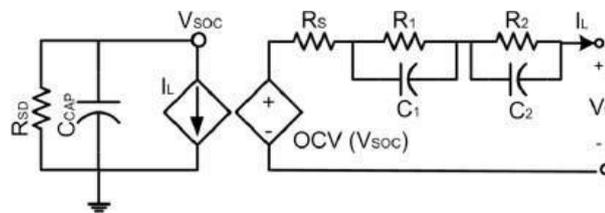


Fonte: Adaptado de Technical Literature (2018)

2.2.4.2 Bateria

A bateria recarregável é uma das tecnologias mais utilizadas na indústria e no dia a dia, sendo também a forma mais antiga de armazenamento de eletricidade, realizada na forma de energia química (LUO et al., 2015). Uma bateria é composta por uma ou mais células eletroquímicas, e cada célula consiste em um eletrólito líquido ou sólido, juntamente com um eletrodo positivo (ânodo) e um eletrodo negativo (cátodo). Durante a descarga, ocorrem reações eletroquímicas nos dois eletrodos, gerando um fluxo de elétrons por meio de um circuito externo. As reações são reversíveis, permitindo que a bateria seja recarregada pela aplicação de uma tensão externa por meio dos eletrodos (CHEN et al., 2008). A Figura 21 mostra o circuito equivalente de uma bateria.

Figura 21 – Circuito equivalente da bateria.



Fonte: Low Wen Yao et al. (2013)

Existem diversas tecnologias de baterias atualmente. A diferença básica entre elas são o tipo do eletrólito, eletrodos e membrana utilizados para a construção da mesma. Os modelos mais relevantes são as de chumbo - ácido (*Pb*), Alcalinas (*Ni-Cd*), de elevada temperatura (*NaS*) e as de Íons de lítio (*Li-on*) (TAVARES, 2015). A Tabela 4, mostra um comparativo entre os quatro principais modelos de baterias atualmente.

Tabela 4 – Comparativo entre tecnologias de baterias

Tecnologia	<i>Pb</i>	<i>Ni-Cd</i>	<i>NaS</i>	<i>Li-on</i>
Eficiência(%)	70-80	65-85	85-90	95-98
Densidade de energia (Wh/l)	50-80	60-150	150-300	200-500
Densidade de potência (W/l)	10-400	80-600	140-180	1500-10000
Ciclos de vida (ciclos)	250-1500	200-4500	2500-4500	500-10000

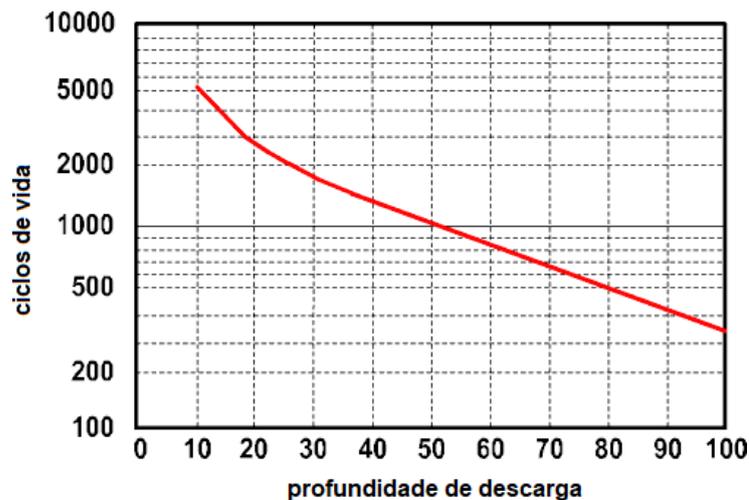
Tecnologia	<i>Pb</i>	<i>Ni-Cd</i>	<i>NaS</i>	<i>Li-on</i>
Tempo de vida útil (anos)	5-15	5-20	10-15	5-15
Auto-descarga (%/mês)	5	20-40	-	2-10
Temperatura de operação (°C)	-30 a +50	-40 a +60	300 a 400	-
Tempo de descarga à potência nominal (horas)	1-6	1-8	6-12	1-8

Fonte: Adaptado de JOÃO HENRIQUE FERREIRA E COSTA TAVARES (2015)

Atualmente, a tecnologia de baterias de lítio é amplamente aplicada em eletrônicos de consumo portáteis, como *laptops* e sistemas móveis. Além disso, há um interesse crescente por aplicações de veículos híbridos e elétricos. Algumas de suas vantagens incluem alta densidade de energia, baixa taxa de autodescarga, largas temperaturas de funcionamento (ARGYROU et al., 2018). As desvantagens são que essas baterias utilizam materiais químicos tóxicos que prejudicam o meio ambiente, caso não forem descartadas corretamente. Além disso, muitas categorias de baterias não podem ser completamente descarregadas devido à sua vida útil (LUO et al., 2015).

A vida da bateria pode ser influenciada por vários fatores. Sendo que um fator importante é a profundidade de descarga das baterias, ou seja, quanto mais energia descarregada pela bateria, menos tempos de ciclo estão disponíveis, conforme mostra a Figura 22. (FAQ, 2014).

Figura 22 – Relação entre profundidade de descarga e ciclos de vida



Fonte: adaptado de FAQ (2014)

Na escolha do tipo de armazenador a ser utilizado, deve-se ter em conta a sua aplicação. Pode-se dividir as aplicações em duas categorias, aplicações de potência e aplicações de energia. As aplicações de energia podem ser utilizadas para nivelamento de carga e completar

o desfasamento entre as horas de produção e as de consumo. Armazenam a energia excedente da produção, entregando depois essa energia nas horas de consumo. Os sistemas que visam aplicações de energia caracterizam-se por possuir uma elevada autonomia (horas, dias ou até meses) e efetuarem ciclos de carga/descarga diários (entre um a dois ciclos). As aplicações de potência caracterizam-se por tempos de descarga curtos, com potências de pico elevadas, efetuando vários ciclos carga/descarga (TAVARES, 2015).

2.3 TRABALHOS SOBRE O TEMA

Para a realização do presente trabalho, foi tomado como base outros trabalhos acadêmicos, com o mesmo tema. A seguir serão descritos alguns trabalhos.

No trabalho de conclusão de curso, desenvolvido por Aramizu (2010), foi apresentado a modelagem de um sistema fotovoltaico operando em modo isolado e em paralelo com a rede elétrica. O objetivo deste trabalho foi verificar a atuação, de cada caso anterior, para uma determinada carga. Foi realizado a variação de alguns parâmetros, como a irradiação solar e a temperatura ambiente sobre o painel fotovoltaico, de modo a analisar o impacto que a carga sofre nestas situações. Após feita as simulações, o resultado obtido foi que o sistema conectado a rede elétrica é mais confiável, pois a carga recebe potência independente das condições climáticas envolvidas.

Na dissertação de mestrado realizado por Carvalho (2013) foi desenvolvido a modelagem e simulação de sistemas fotovoltaicos, com o objetivo de avaliar o potencial de otimização desses sistemas. Primeiramente foram identificados os principais fatores que condicionam o desempenho destes sistemas. Em seguida procedeu-se à modelação, no ambiente MatlabTM/SimulinkTM de algumas configurações de sistemas fotovoltaicos e seus respectivos componentes. Por último, foi realizado uma análise das principais vantagens e desvantagens da utilização de diversas ferramentas de modelação na otimização destes sistemas, assim como da incorporação de técnicas de inteligência artificial para responder aos novos desafios que esta tecnologia enfrentará no futuro. A conclusão deste trabalho constata que as técnicas de modelagem com recurso de inteligência artificial, terão seguramente um papel importante nos próximos anos.

Na dissertação de mestrado executada por Vera (2004) é desenvolvido um programa computacional de dimensionamento e simulação de sistemas fotovoltaicos autônomos. A finalidade deste trabalho é desenvolver um software com capacidade de simular, analisar e dimensionar sistemas fotovoltaicos autônomos, por meio da linguagem de programação Visual Basic 5.0, chamado PVSeiz. A comparação deste programa com outros *softwares* já conceituados na área de atuação, conclui-se que os valores obtidos no PVSize foram próximos aos comparados com esses programas.

O artigo, realizado por Vidal et al. (2013), apresenta uma simulação dos valores de corrente e tensão, gerados por meio de painéis fotovoltaicos, visando a sua utilização em cargas

intermitentes, como é o caso de refrigeradores residenciais. O presente trabalho foi realizado no *software* MATLAB™ implementando um modelo preciso de um painel solar típico de 300 Watts. Os resultados mostraram um excelente desempenho quando comparado com as curvas características da célula do fabricante. Porém, por meio dos cálculos, verifica-se que para a implementação na alimentação de refrigeradores, os custos ainda são um obstáculo, principalmente para modelos com maiores capacidades.

O trabalho de conclusão de curso, realizado por Navarro (2015), apresenta um sistema autônomo de iluminação que utiliza ultracapacitores como fonte de armazenamento de energia, substituindo a bateria convencional, e utilizando energia solar como fonte de alimentação. O estudo comprovou que o uso de ultracapacitores é viável para alimentar uma luminária de LED's, desenvolvida com luminosidade suficiente para que uma pessoa possa caminhar com segurança à noite, durante dois períodos noturnos, utilizando-se um banco capacitivo. A substituição de baterias por ultracapacitores permite que o sistema seja recarregado mais rapidamente, reduzindo os custos de manutenção, uma vez que os ultracapacitores têm vida útil superior às baterias.

3 METODOLOGIA

3.1 MODELAGEM DO SISTEMA

3.1.1 Ambiente de simulação

Para se realizar a simulação e análise do sistema fotovoltaico, foi escolhido o *software* MatLab, que é uma ferramenta de simulação para projetos de circuitos e sistemas. Ele fornece ferramentas simples e fáceis de usar, assim como blocos de simulação (YAO et al., 2013). Além disso, é um *software* amplamente difundido e conhecido pela sua capacidade de tratar funções matemáticas e realizar estudos simulatórios. Como principal ferramenta será utilizada a extensão Simulink, para que seja possível a montagem do modelo do sistema. O motivo da escolha do Simulink, foi pela facilidade de implementação, e integração a ferramenta MatLab, onde serão realizadas as análises das respostas (MATHWORKS, 2019).

3.1.2 Principais blocos

A seguir serão apresentados os blocos que fazem parte do sistema fotovoltaico na simulação, assim como suas devidas configurações para a realização deste trabalho.

— *PV Array*

O bloco *PV Array* implementa uma matriz de módulos fotovoltaicos. O painel é construído por *strings* de módulos conectados em paralelo, aonde cada *string* consiste em módulos conectados em série. Este bloco permite modelar módulos predefinidos a partir do Modelo de Orientação de Sistemas do Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL) (Jan. 2014), bem como módulos PV definidos pelo próprio usuário MATHWORKS (2019).

Este bloco, visto na Figura 23, possui parâmetros que são utilizados para configurar o painel desejado. Os principais parâmetros são descritos a seguir:

- Strings paralelas de 34;
- Módulos conectados em série por string de 5;
- Módulo SPR 315-E, *SunPower*;
- Potência Máxima de 315 W;
- Células por módulo de 96;
- Tensão de circuito aberto de 64,6 V;
- Corrente de curto-circuito 6,14 A;
- Tensão no ponto de potência máxima 54,7 V;

- Corrente no ponto de potência máxima 5,76 A;
- Resistência Shunt 430 Ohm;
- Resistência Série 0,43 Ohm.

Os sinais de entrada do bloco são:

- Ir: irradiação solar variável em W/m^2 ;
- T: variação da temperatura da célula em $^{\circ}C$.

Os sinais de saída do bloco são:

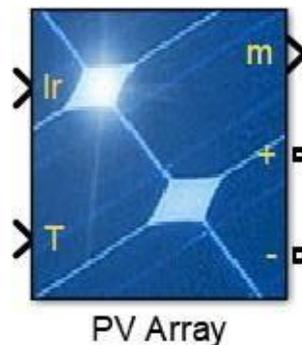
- m: vetor de saída contendo cinco sinais descritos na Tabela 5;
- +: terminal positivo em V;
- -: terminal negativo em V.

Tabela 5 – Descrição dos sinais do vetor m do bloco PV array

Sinal	Nome do sinal	Definição
1	V_PV	Tensão do arranjo fotovoltaico (V)
2	I_PV	Corrente do arranjo fotovoltaico (A)
3	I_diode	Corrente do diodo (A)
4	Irradiância (W/m^2)	Irradiação (W/m^2)
5	Temperatura ($^{\circ}C$)	Temperatura ($^{\circ}C$)

Fonte: Próprio autor (2019)

Figura 23 – Bloco PV Array do software Simulink.



Fonte: MathWorks (2019)

— Conversor DC/DC com controlador MPPT

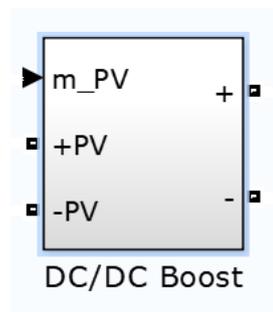
O bloco Conversor DC/DC implementa um conversor de potência utilizado para elevar uma tensão contínua oriunda dos painéis fotovoltaicos. O conversor é modelado para receber um controle MPPT. É possível observar na Figura 24 as entradas deste conversor, que são as seguintes:

- `m_PV`: vetor compostos pelos sinais de tensão e corrente dos painéis fotovoltaicos;
- `+PV`: terminal positivo no lado dos painéis fotovoltaicos;
- `-PV`: terminal negativo no lado dos painéis fotovoltaicos.

A saída é composta por:

- `+`: terminal positivo no lado de maior tensão;
- `-`: terminal negativo no lado de maior tensão.

Figura 24 – Bloco conversor DC/DC com controlador MPPT



Fonte: MathWorks (2019)

- Conversor bidirecional

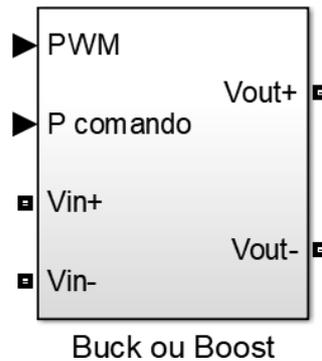
O bloco Conversor bidirecional implementa um conversor de energia com fluxo de corrente para ambos os lados. Por meio da Figura 25 é possível observar as entradas deste conversor, que são as seguintes:

- `PWM`: Frequência de chaveamento;
- `Pcomando`: informa qual a potência desejada;
- `Vin+`: terminal positivo no lado dos armazenadores;
- `Vin-`: terminal negativo no lado dos armazenadores.

A saída é composta por:

- Vout+: terminal positivo no lado do barramento DC;
- Vout-: terminal negativo no lado do barramento DC.

Figura 25 – Bloco conversor bidirecional



Fonte: MathWorks (2019)

— Inversor

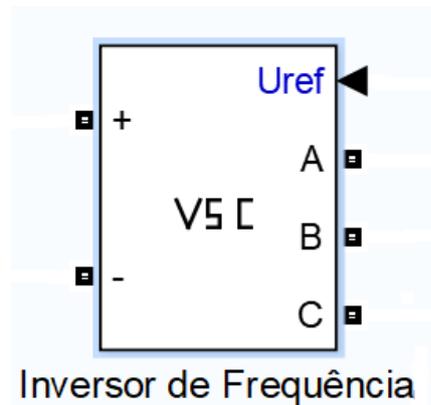
O bloco Inversor trifásico é responsável por realizar a conversão da tensão contínua, oriunda dos painéis e/ou dos armazenadores, para uma tensão alternada utilizada pelas cargas do sistema. Conforme a Figura 26, é possível observar as entradas deste bloco, que são descritas a seguir:

- Uref: sinal de referência;
- +: terminal positivo no lado DC;
- -: terminal negativo no lado DC.

As saídas existentes neste bloco são:

- A, B, C: os terminais trifásicos no lado CA.

Figura 26 – Bloco inversor trifásico do *software* Simulink



Fonte: MathWorks (2019)

— Bateria

O bloco de bateria implementa um modelo dinâmico genérico parametrizado para representar os tipos mais populares de baterias recarregáveis. Os parâmetros envolvidos neste bloco são obtidos por meio da bateria de *lithium-ion* escolhida, NCR18650PF Panasonic e são descritos a seguir:

- Tensão Nominal 3,6 V;
- Capacidade nominal 2,9 Ah;
- Estado inicial da carga inicial 100%.

Na Figura 28 é possível observar as entradas deste conversor, que são as seguintes:

- +: terminal positivo;
- -: terminal negativo;

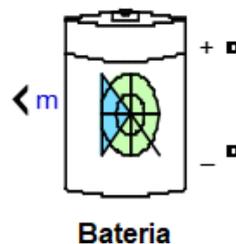
A saída é composta por:

- +: terminal positivo;
- -: terminal negativo;
- m: vetor de saída contendo três sinais descritos na Tabela 6.

Tabela 6 – Descrição dos sinais do vetor m do bloco Bateria

Sinal	Definição	Unidade
SOC	O estado de carga SOC, <i>state of charge</i> , de 0 e 100	%
Corrente	Corrente na Bateria	A
Tensão	Tensão na Bateria	V

Fonte: Próprio autor (2019)

Figura 27 – Bloco Bateria do *software* Simulink

Fonte: MathWorks (2019)

— Supercapacitor

O bloco Supercapacitor implementa um modelo genérico parametrizado para representar os tipos mais populares de supercapacitores. Os parâmetros envolvidos neste bloco são obtidos por meio do supercapacitor escolhido para ser modelado, Maxwell BCAP3000, e são descritos a seguir:

- Capacitância nominal de 3000 F;
- Resistência da série CC equivalente 0,29 mK;
- Tensão nominal 2,7 V;
- Tensão inicial 0 V;
- Temperatura de operação 25 °C.

Na Figura 28 é possível observar as entradas deste conversor, que são as seguintes:

- +: terminal positivo;
- -: terminal negativo;

A saída é composta por:

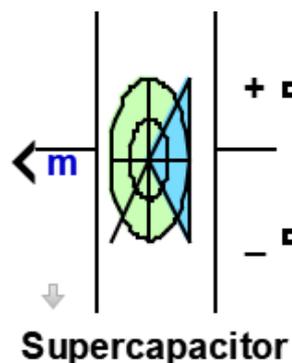
- +: terminal positivo;
- -: terminal negativo;
- m: vetor de saída contendo três sinais descritos na Tabela 6.

Tabela 7 – Descrição dos sinais do vetor m do bloco Supercapacitor

Sinal	Definição	Unidade
1	Corrente do Supercapacitor	A
2	Tensão do Supercapacitor	V
3	O estado de carga SOC, <i>state of charge</i> , de 0 e 100	%

Fonte: Próprio autor (2019)

Figura 28 – Bloco Supercapacitor do software Simulink



Fonte: MathWorks (2016)

3.1.3 Controle do sistema

A variação de tensão no barramento CC é provocada pela diferença da potência gerada pelos painéis fotovoltaicos e a carga sendo consumida. Essa tensão aumenta ou diminuiu por causa do aumento ou redução da potência gerada. Dessa forma, controlando a tensão do barramento CC é possível controlar o fluxo de potência entre a carga, a geração e o armazenamento, de modo que, a equação 3.1 seja satisfeita.

$$P_{gerada} + P_{armazenadores} = P_{carga} \quad (3.1)$$

onde:

P_{gerada} : Potência gerada pelo arranjo fotovoltaico;

$P_{armazenadores}$: Potência fornecida ou recebida pelos armazenadores;

P_{carga} : Potência da carga.

Segundo Dias (2016), a modelagem para controle da tensão do barramento CC é dada pelo modelo de planta $H(S)$, mostrado na equação 3.2.

$$H(S) = \frac{1}{sC_{bar}} \quad (3.2)$$

onde:

C_{bar} : capacitor do barramento CC.

O modelo de planta para a realização do controle de corrente do conversor bidirecional, quando o mesmo está operando como *buck*, é mostrado pela equação 3.3. Quando o mesmo estiver operando como um *boost*, o modelo da planta é expresso pela equação 3.4. (BARBI, 2015).

$$I(S) = \frac{V_{in}}{sL} \quad (3.3)$$

onde:

L : Indutor do conversor.

$$I(S) = -\frac{V_{out}}{sL} \quad (3.4)$$

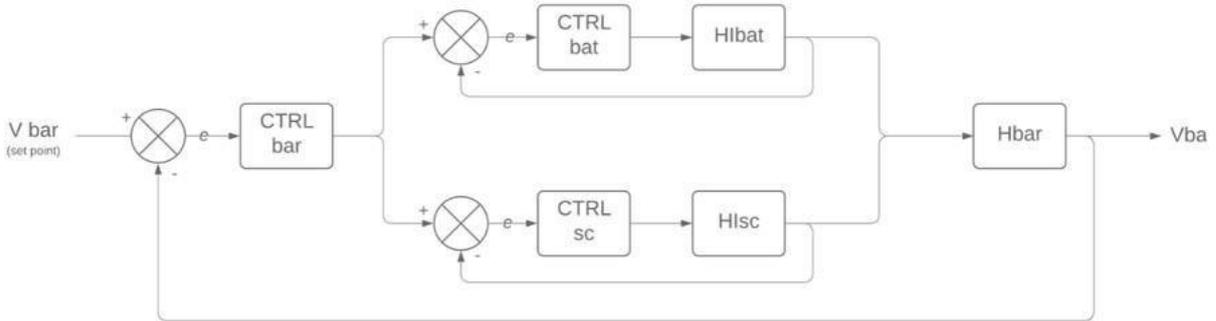
Com base na expressão 3.2 pode-se construir o diagrama de blocos da malha externa de controle de tensão, já com as equações 3.3 e 3.4 é possível realizar a malha interna de corrente. A Figura 29 mostra o diagrama de controle do sistema. O $CTRL_{bar}$, $CTRL_{bat}$ e $CTRL_{sc}$ são o controle PI do sistema descritos pela equação 3.5.

$$CTRL_{PI} = k_p + \frac{k_i}{S} \quad (3.5)$$

k_p : Controlador proporcional;

k_i : Controlador Integrador.

Figura 29 – Diagrama de blocos do sistema de controle.

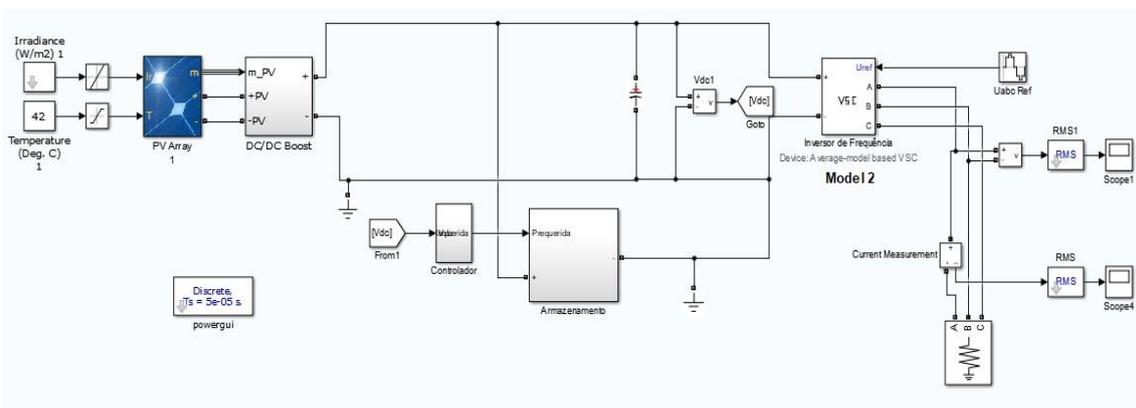


Fonte: Adaptado de Túlio Albuquerque Dias (2016)

3.2 ESTUDO DE CASO

Este trabalho possui como proposta uma análise de um sistema fotovoltaico isolado com sistema híbrido de armazenamento de energia, que é simulado para uma propriedade rural situada no interior de Caxias do Sul, no estado do Rio Grande do Sul. O Apêndice A mostra todas as cargas utilizadas. A Figura 30 demonstra o modelo do sistema fotovoltaico isolado com armazenamento híbrido, realizado no *software Matlab/Simulink*.

Figura 30 – Modelo do sistema completo.



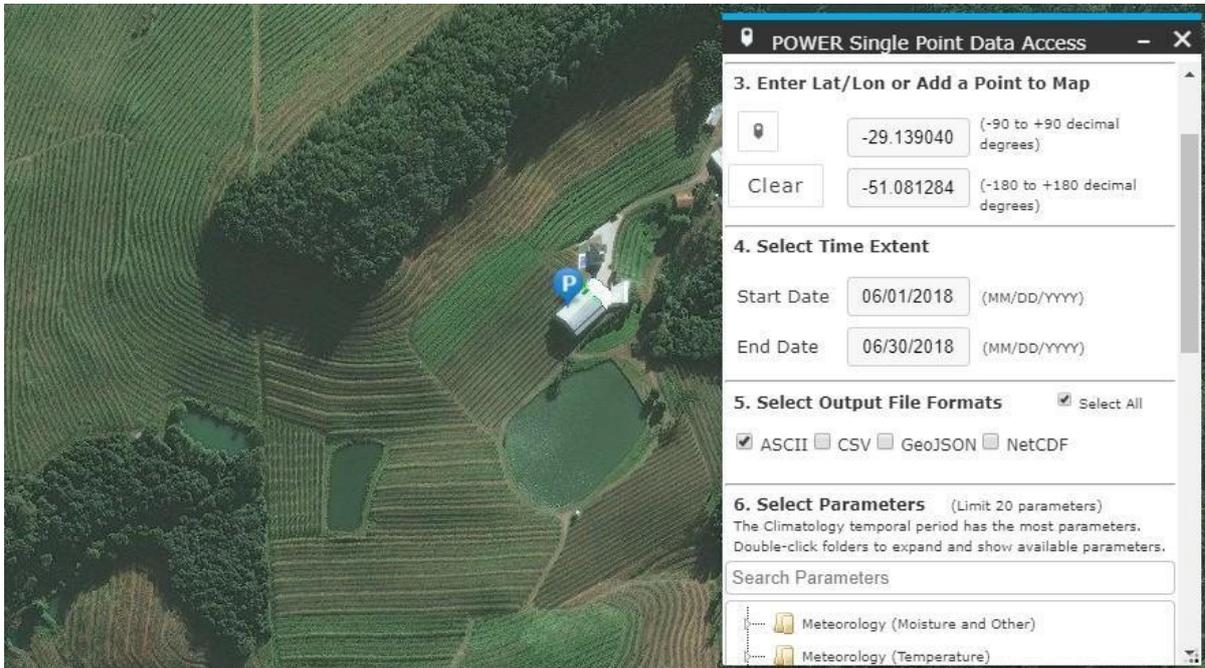
Fonte: Próprio autor (2019)

3.2.1 Aquisição de dados

A aquisição dos dados climáticos necessários para a realização das simulações, foram retirados de um projeto da NASA, *National Aeronautics and Space Administration*, chamado de *Prediction of Worldwide Energy Resource (POWER)*. Esse programa foi desenvolvido para melhorar o atual conjunto de dados sobre energias renováveis e criar acervos de dados a partir de novos sistemas de satélites. O projeto POWER tem como alvo três comunidades, as energias renováveis, edifícios sustentáveis e agroclimatologia (NASA, 2018). A partir desse sistema,

foram coletados os dados diários de irradiação solar em uma superfície horizontal e temperatura média, para a propriedade rural em estudo, localizada nos pontos de latitude e longitude, -29.139° -51.081° , respectivamente. A Figura 31 mostra a interface do programa POWER e também o local de aquisição dos dados.

Figura 31 – Interface Gráfica do POWER.



Fonte: NASA (2018)

Os dados do consumo foram adquiridos por meio da fatura de energia elétrica do local em estudo. A Tabela 8 mostra o consumo diário de cada mês, do ano de 2018, visto que o consumo de energia da propriedade não é uniforme durante o ano.

Tabela 8 – Consumo de energia elétrica

Mês	Consumo (kWh)	Dias	Consumo diário (kWh)
Janeiro	5777	31	186,35
Fevereiro	8086	30	269,53
Março	6135	29	211,55
Abril	5087	28	181,67

Mês	Consumo (kWh)	Dias	Consumo diário (kWh)
Maio	5388	33	163,27
Junho	3271	31	105,51
Julho	1274	28	45,5
Agosto	1100	32	34,37
Setembro	1017	31	32,8
Outubro	487	32	15,21
Novembro	500	30	16,66
Dezembro	3730	29	128,62

Fonte: Próprio autor (2019)

3.2.2 Dimensionamento do sistema

a) Dimensionamento dos módulos fotovoltaicos

Segundo Nóbrega et al. (2016) para se determinar quantos módulos fotovoltaicos, são necessários os dados de irradiação solar do mês mais crítico do ano. A potência mínima do sistema, que deve ser suficiente para suprir o consumo diário neste mês, pode ser calculada por meio da equação (3.6).

$$P_m = \frac{C_d}{I_d} \quad (3.6)$$

Onde:

- P_m : Potência mínima em kW;
- C_d : Consumo diário em kWh;
- I_d : irradiação solar em kWh/m²/dia.

Considerando as perdas na conversão de energia dos armazenadores em 10% a potência mínima necessária é determinada com a seguinte equação (3.7). (DIAS, 2016).

$$P_n = \frac{P_m}{0,9} \quad (3.7)$$

Onde:

- P_n : Potência necessária em kW.

Para suprir a demanda de energia, o número de módulos no painel consiste da divisão entre a potência necessária e a potência de pico do módulo escolhido.

b) Dimensionamento do banco de baterias

Para este caso é dimensionando um sistema no qual a profundidade de descarga máxima é de 80%, com energia armazenada nas baterias para 48 horas de uso, ou seja, se não houver sol durante dois dias seguidos haverá energia armazenada no banco para suprir dois dias de consumo e ao final as baterias vão estar com um SOC de 20% (VILLALVA, 2015). Como este sistema está funcionando em conjunto com supercapacitores, o dimensionamento será feito de acordo com um fator de proporção, que indica qual a porcentagem de cada armazenamento é utilizado.

Para o dimensionamento foram consideradas baterias de *lithium-ion*, NCR18650PF da Panasonic. Considerando que o mês de maior consumo de energia é o de fevereiro, o consumo diário é de 269,53 (kWh/dia). Como são necessários dois dias de armazenamento, tem-se que multiplicar o consumo diário em duas vezes (VILLALVA, 2015). Porém, como dito anteriormente, será dividido a capacidade de armazenamento, dessa forma o consumo diário precisa ser multiplicado pelo fator de proporção desejado. Com isso, considerando 80% de descarga diária, a energia nominal mínima das baterias é mostrada na equação (3.8).

$$E_a = \frac{C_d}{P_d} \quad (3.8)$$

Onde:

- E_a : Energia armazenada no banco de bateria em Wh;
- P_d : Profundidade de descarga em %.

Considerando que são utilizadas baterias com tensão nominal de 3,6V, foi realizado uma associação série para elevar a sua tensão. Nesse caso são utilizadas 100 baterias em série, sendo assim a tensão do banco de 360V (VILLALVA, 2015). A capacidade do banco é dada pela equação (3.9).

$$C_{banco} = \frac{E_a}{T_{banco}} \quad (3.9)$$

Onde:

- C_{banco} : Capacidade de carga do banco de bateria em Ah;
- T_{banco} : Tensão do banco de baterias em V.

Considerando que a capacidade de cada bateria é de 2,9Ah, pode-se determinar o número de baterias conectadas em paralelo (VILLALVA, 2015), por meio da equação (3.10).

$$N_{paralelo} = \frac{C_{banco}}{C_{bateria}} \quad (3.10)$$

Onde:

- $N_{paralelo}$: Número de ramos em paralelo;

- $C_{bateria}$: Capacidade de carga da bateria em Ah.
- c) Dimensionamento do banco de supercapacitores

Para esta etapa do dimensionamento, é utilizado o método realizado por Navarro (2015). Neste caso, são utilizados os mesmos critérios do dimensionamento do banco de baterias. Considerando o mês com maior consumo diário, que é de 269,53 (kWh/dia), pode ser calculada a energia necessária em *Joule*, dado pela seguinte equação (3.11).

$$E_{carga} = C_d \times 3600 \quad (3.11)$$

A partir da expressão (3.12) é possível calcular a capacidade do banco de supercapacitores. É possível observar que para obedecer ao critério de no máximo 80% de descarga dos armazenadores, foi incrementado um valor de 0,8 na equação. Considerando que o supercapacitor escolhido possui uma tensão de 2,7V, a tensão nominal é proveniente de uma associação em série. Nesse caso serão associados 200 supercapacitores, fornecendo um total de 540V.

$$C_{sc} = \frac{2E_{carga}}{0,8V_{nominal}^2} \quad (3.12)$$

Onde:

- C_{sc} : Capacidade do banco de supercapacitores em F;
- $V_{nominal}$: Tensão nominal do banco de supercapacitores em V.

Para calcular o número de ramos em paralelo que o banco deve ter, é necessário calcular a capacitância do ramo série. O ramo série consiste na divisão da capacitância individual pelo número de supercapacitores no ramo. Para se obter a capacitância total do banco, é preciso calcular o número de ramos em paralelo, que é possível ser encontrado pela equação(3.13):

$$N_{SC_{paralelo}} = \frac{C_{sc}}{C_{serie}} \quad (3.13)$$

Onde:

- $N_{SC_{paralelo}}$: Número de supercapacitores em paralelo;
- C_{serie} : Capacitância de cada ramo.

Realizando a multiplicação entre o número de supercapacitores no ramo série e o número de ramos em paralelo, tem-se que o banco de supercapacitores.

- d) Dimensionamento do conversor Bidirecional

Pelo fato de ser um conversor Bidirecional, é necessário calcular o valor do indutor para ambos os casos de operação, sendo assim é calculado tanto para o modo *Buck*, quanto para o *Boost*. Após o cálculo do indutor, é escolhido aquele que satisfaz a pior condição, ou seja, o

maior indutor. A equação 3.14 apresenta o cálculo do indutor para o conversor *Buck*, já a equação 3.15 mostra o cálculo para o modo *Boost*.

$$L \geq \frac{V_e \cdot D(1-D)}{f \cdot \Delta I} \quad (3.14)$$

onde:

V_e : Tensão de entrada;

D : *Duty cycle*, ciclo de trabalho do conversor;

f : Frequência de chaveamento;

ΔI : Variação da corrente no indutor.

$$L \geq \frac{V_e \cdot D}{f \cdot \Delta I} \quad (3.15)$$

3.2.3 Testes realizados

Neste subitem, são descritos os testes feitos a partir do modelo realizado no *software Simulink/Matlab*. Os testes estão descritos a seguir:

a) Combinação dos armazenadores

Devido ao fato de não haver referências que indiquem qual a melhor proporção entre baterias e supercapacitores para formar um armazenamento híbrido, estes testes consistem em algumas combinações diferentes. Com o objetivo de se analisar as diferenças entre elas, foram realizados três combinações: o primeiro com 50% da energia total necessária para cada banco, o segundo com 70% da energia total em baterias e 30% nos supercapacitores e o último com 90% em baterias e 10% em supercapacitores.

b) Período transitório:

Para os testes realizados em regime transitório foram considerados dois casos. O primeiro variando a carga de 14400 VA para o dobro dela, ou seja, 28800 VA e depois de vinte segundos voltando para os 14400 VA. O segundo caso tem o propósito em verificar uma variação na irradiação solar, saindo de 800 W/m² para 100 W/m² e após vinte segundos retornando para 800 W/m². Considerando as três configurações de armazenamento de energia os serão simulados os seguintes casos:

- Caso 1: Irradiação = 800 W/m², Temperatura = 42°C, Armazenamento 50%-50%, SOC inicial 80%, Carga = 14400 VA > 28800 VA > 14400 VA;
- Caso 2: Irradiação = 800 W/m², Temperatura = 42°C, Armazenamento 70%-30%, SOC inicial 80%, Carga = 14400 VA > 28800 VA > 14400 VA;

- Caso 3: Irradiação = 800 W/m^2 , Temperatura = 42°C , Armazenamento 90%-10%, SOC inicial 80%, Carga = $14400 \text{ VA} > 28800 \text{ VA} > 14400 \text{ VA}$;
- Caso 4: Irradiação = $800 \text{ W/m}^2 > 100 \text{ W/m}^2 > 800 \text{ W/m}^2$, Temperatura = 42°C , Armazenamento 50%-50%, SOC inicial 80%, Carga = 14400 VA ;
- Caso 5: Irradiação = $800 \text{ W/m}^2 > 100 \text{ W/m}^2 > 800 \text{ W/m}^2$, Temperatura = 42°C , Armazenamento 70%-30%, SOC inicial 80%, Carga = 14400 VA ;
- Caso 6: Irradiação = $800 \text{ W/m}^2 > 100 \text{ W/m}^2 > 800 \text{ W/m}^2$, Temperatura = 42°C , Armazenamento 90%-10%, SOC inicial 80%, Carga = 14400 VA .

c) Regime permanente:

As simulações em regime permanente foram feitas considerando dois casos, o primeiro no período da noite e o outro durante o dia, ambos com a mesma carga. Sendo assim, considerando as configurações de armazenamento propostas, são simulados 6 casos.

- Caso 1: Irradiação = 0 W/m^2 , Temperatura = 25°C , Armazenamento 50%-50%, SOC inicial 100%, Carga = 13430 VA ;
- Caso 2: Irradiação = 0 W/m^2 , Temperatura = 25°C , Armazenamento 70%-30%, SOC inicial 100%, Carga = 13430 VA ;
- Caso 3: Irradiação = 0 W/m^2 , Temperatura = 25°C , Armazenamento 90%-10%, SOC inicial 100%, Carga = 13430 VA ;
- Caso 4: Irradiação = 800 W/m^2 , Temperatura = 42°C , Armazenamento 50%-50%, SOC inicial 50%, Carga = 13430 VA ;
- Caso 5: Irradiação = 800 W/m^2 , Temperatura = 42°C , Armazenamento 70%-30%, SOC inicial 50%, Carga = 13430 VA ;
- Caso 6: Irradiação = 800 W/m^2 , Temperatura = 42°C , Armazenamento 90%-10%, SOC inicial 50%, Carga = 13430 VA .

Em todos os casos, são extraídos e analisados os seguintes dados:

- Estado de carga de cada armazenador de energia
- Potência em cada armazenador de energia
- Tensão na carga
- Corrente na carga

4 Resultados

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos por meio das simulações realizadas no *software MatLab/Simulink*. São mostrados valores e gráficos de modo a se observar as diferenças entre as configurações propostas de armazenamento híbrido de energia, contendo análises do sistema atuando em regime transitório e permanente.

4.1 Resultados do dimensionamento

Neste sub-item são mostrados os resultados do dimensionamento do sistema, obtidos por meio da metodologia descrita na seção 3.2.2.

A partir da equação 3.6 foi verificado que o mês de Maio é o mais crítico para produção de energia elétrica. A Tabela 9 mostra o resultado de todos os meses.

Tabela 9 – Potência mínima

Mês	Consumo diário (kWh)	Irradiação (kWh/m ² /dia)	Pm (kW)
Janeiro	186,35	6,17	30,20
Fevereiro	269,53	6,62	40,71
Março	211,55	4,75	44,54
Abril	181,67	4,16	43,67
Maio	163,27	2,92	55,91
Junho	105,51	2,36	44,71
Julho	45,5	2,25	20,22
Agosto	34,37	3,33	10,32
Setembro	32,8	3,78	8,68
Outubro	15,21	4,76	3,20
Novembro	16,66	6,31	2,64
Dezembro	128,62	6,57	19,58

Fonte: Próprio autor (2019)

Considerando as perdas existentes no sistema, a equação 3.7 resulta na potência necessária de 62,12 kW. Considerando a potência de pico do painel escolhido de 315 W, o número de painéis solares necessários é 195.

O banco de armazenadores é calculado com diferentes valores de energia para cada banco. Dessa forma, o banco de baterias foi cálculo para 50%, 70% e 90% do total de energia necessária, para se obter uma profundidade de no máximo 20% após 48 horas. Já os supercapacitores foram calculados com os valores de 50%, 30% e 10% do valor de energia total necessária. Considerando

que o armazenamento total de energia é 539,06 kWh, por meio da equação 3.9 é possível verificar a capacidade de carga no banco de baterias e com a equação 3.12 é possível determinar que a capacidade do banco de supercapacitor. A Tabela 10 mostra os resultados para as diferentes combinações do banco híbrido.

Tabela 10 – Dimensionamento dos armazenadores

Config.	Energia BAT [kW/h]	Energia SC [kW/h]	Quant. BAT	Quant. SC	banco BAT [Ah]	banco SC [F]
50%-50%	336,9	336,9	32268	110934	935,8	8320
70%-30%	471,67	202,13	45180	66534	1310,2	4990
90%-10%	606,44	67,36	58086	22187	1684,5	1664

Fonte: Próprio autor (2019)

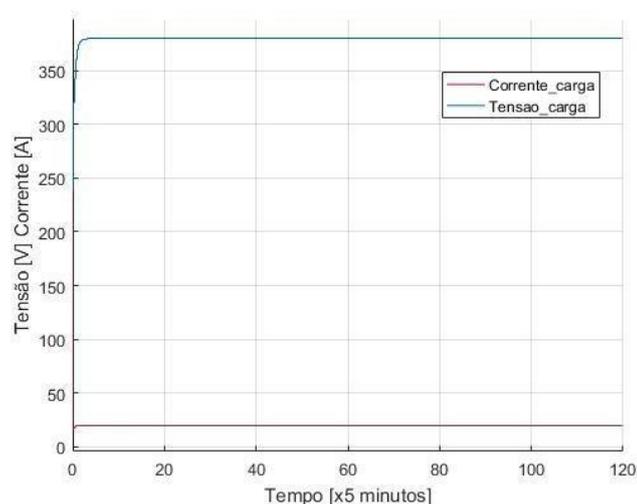
Por meio das equações 3.14 e 3.15, foi calculado os valores dos indutores para os conversores bidirecionais. Assim, o indutor do conversor do banco de baterias é de 65 mH, enquanto o do banco de supercapacitores é de 55 mH.

4.2 Teste em regime permanente

a) caso 1 - armazenamento 50%-50%

Devido ao fato da simulação deste caso ser realizada no período da noite, ou seja, a irradiação é 0 kWh/m²/dia. Com isso, a potência entregue na carga é oriunda dos armazenadores, pois os painéis não estão gerando energia elétrica. A Figura 32 mostra a tensão e corrente na carga.

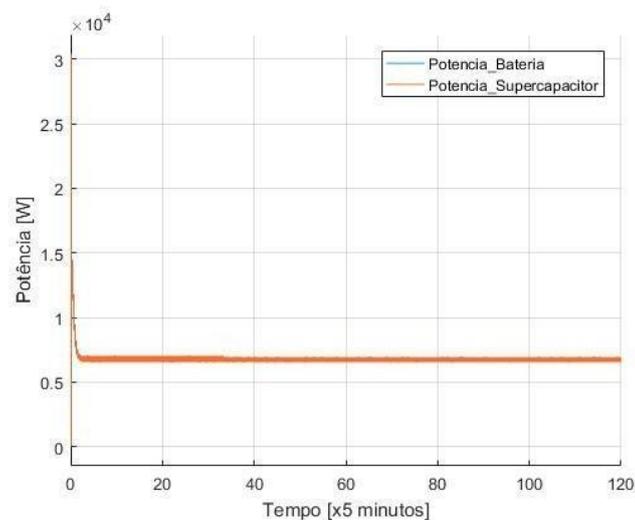
Figura 32 – Tensão e corrente na carga em regime permanente para o caso 1



Fonte: Próprio autor (2019)

Analisando a Figura 32, é possível extrair a potência aparente sendo consumida pela carga. Desse modo, com uma tensão de 380 Vrms e uma corrente de aproximadamente 20,4 A, a potência aparente é de 13430 VA. Nota-se que no início da simulação ocorre um período transitório, isso se deve ao valor inicial da irradiação incidente sobre os painéis ser diferente do valor desejado, demorando um curto período de tempo para se estabilizar. Este acontecimento também é visto na potência entregue pelo banco de baterias e supercapacitor mostrado na Figura 33.

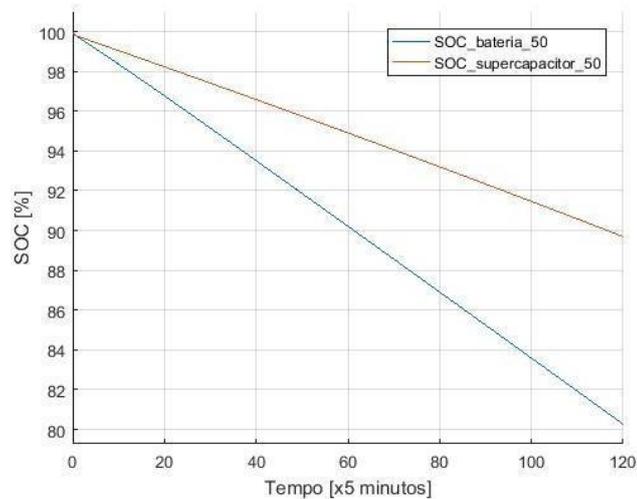
Figura 33 – Potência nos armazenadores em regime permanente para o caso 1



Fonte: Próprio autor (2019)

Como pode ser observado na Figura 33, tanto a bateria quanto o supercapacitor entregaram a mesma potência, aproximadamente 6740 W. Sendo assim, somando-se as duas potências obtém-se o resultado próximo a 13480 W. Desse modo, é possível observar que a potência consumida pela carga é similar a potência entregue pelos armazenadores. O estado da carga (SOC) em ambos os armazenadores é mostrado na Figura 34.

Figura 34 – SOC nos armazenadores em regime permanente do caso 1



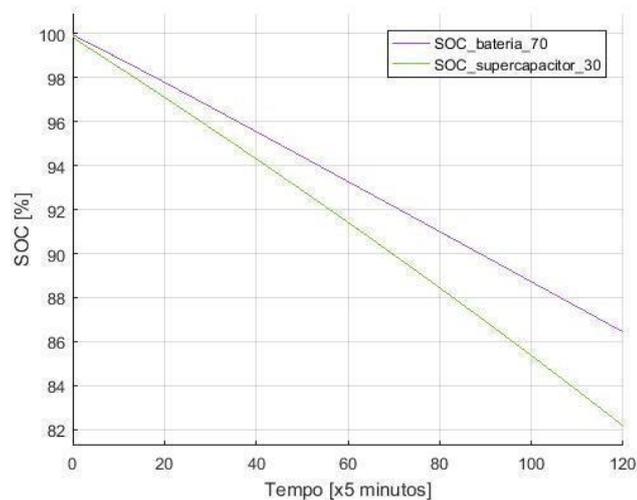
Fonte: Próprio autor (2019)

Como foi mostrado na secção 2.2.4 o comportamento de descarga da bateria é diferente do supercapacitor. Isso é confirmado no trabalho, como mostrado na Figura 34, uma vez que com a mesma quantidade de energia em cada elemento, a taxa de descarga foi maior na bateria do que no supercapacitor. Considerando que em um sistema híbrido, a grande vantagem seria uma menor taxa de descarga na bateria, assim aumentando a sua expectativa de vida, como visto na secção 2.2.4.2, o resultado mostra que a bateria não terá uma alta expectativa de vida.

b) caso 2 - armazenamento 70%-30%

Neste caso, os resultados da tensão e corrente na carga, assim como a potência nos armazenadores, são muitos próximos aos encontrados no caso 1. Assim, a diferença entre os casos fica apenas com o SOC dos armazenadores, visto na Figura 35 .

Figura 35 – SOC nos armazenadores em regime permanente do caso 2



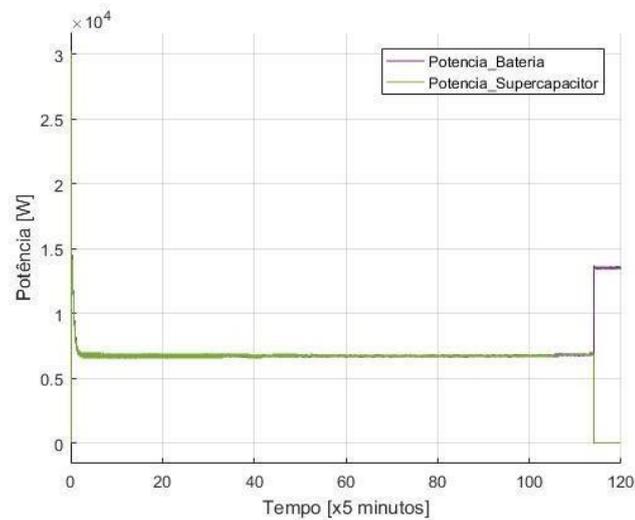
Fonte: Próprio autor (2019)

Pelo fato de ter sido usado um banco híbrido, com energias diferentes armazenadas entre os armazenadores (70% bateria e 30% supercapacitor) e aplicando a mesma potência para ambos, a profundidade de descarga do supercapacitor vai ser maior do que a bateria. Assim, esse caso possui uma descarga na bateria menor que o caso anterior, possuindo um resultado melhor que o caso 1, teoricamente com uma maior expectativa de vida da bateria.

c) caso 3 - armazenamento 90%-10%

Assim como no caso 2, este também possui os resultados de tensão e corrente na carga muito próximos do caso 1. Porém, a potência nos armazenadores acaba sendo diferente, como pode ser visto na Figura 36.

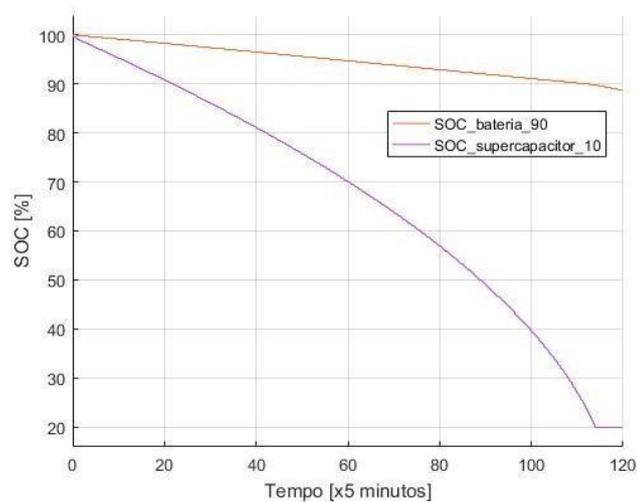
Figura 36 – Potência nos armazenadores em regime permanente para o caso 3



Fonte: Próprio autor (2019)

É possível identificar que no final da simulação a potência do supercapacitor chega a 0 W, enquanto a bateria chega a cerca de 13480 W. Isso se deve ao fato da profundidade de descarga do supercapacitor chegar ao limite estabelecido de 20%, como pode ser visto na Figura 37, assim a bateria passa a receber toda a potência requerida pelo sistema.

Figura 37 – SOC nos armazenadores em regime permanente do caso 3



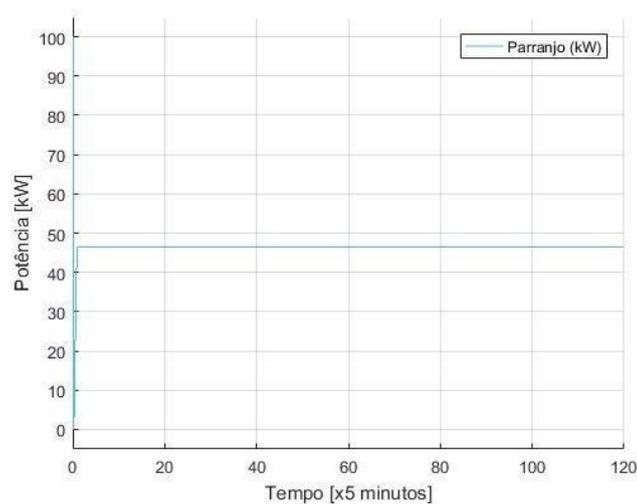
Fonte: Próprio autor (2019)

Ainda, segundo a Figura 37, a bateria obteve seu menor valor de profundidade de descarga, aproximadamente 88%. Desse modo, este caso é o melhor caso para uma alta expectativa de vida da bateria.

d) caso 4 - armazenamento 50%-50%

A Figura 38 mostra a potência sendo gerada pelos painéis fotovoltaicos para os casos 4, 5 e 6.

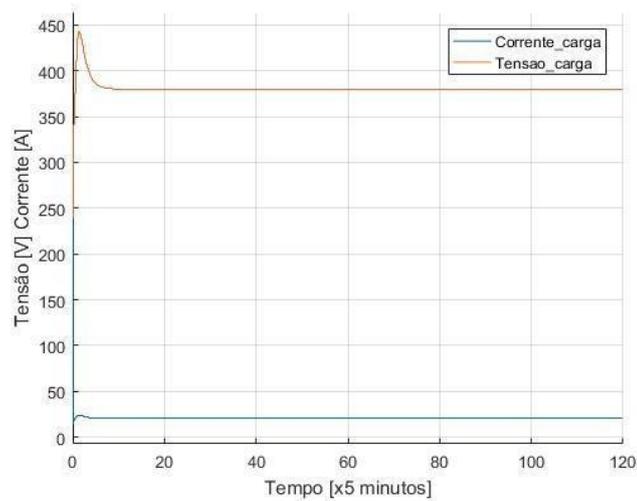
Figura 38 – Potência do arranjo fotovoltaico.



Fonte: Próprio autor (2019)

Como pode ser observado na Figura 38, o arranjo fotovoltaico está gerando aproximadamente 46500 kW de potência, recebendo uma irradiação solar de 800 W/m². Por meio da Figura 39, pode ser visto a tensão e a corrente na carga.

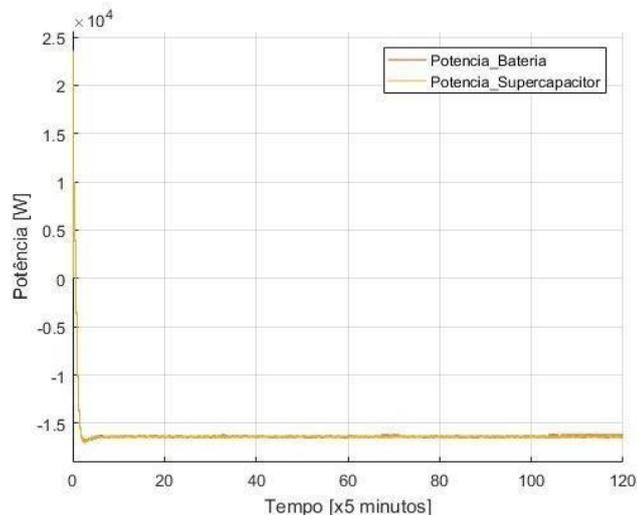
Figura 39 – Tensão e corrente na carga regime permanente caso 4



Fonte: Próprio autor (2019)

Pode-se observar na Figura 39 que mesmo o arranjo fotovoltaico gerando energia, a tensão e corrente na carga estão com mesmo valores obtidos quando apenas os armazenadores forneciam potência. O valor de potência aparente na carga contínua próximo de 13430 VA. A Figura 40 mostra a potência nos armazenadores.

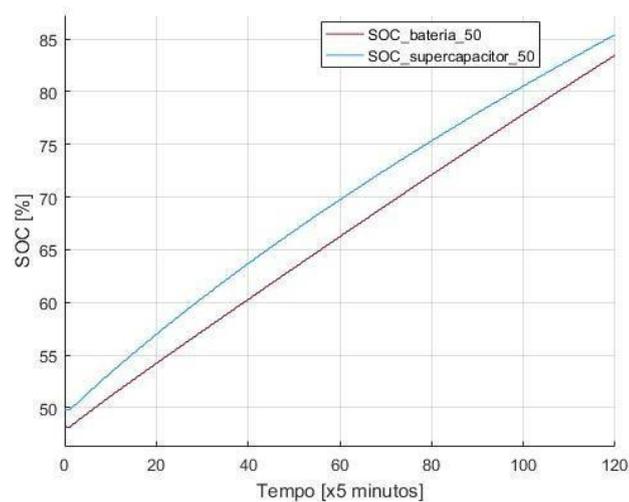
Figura 40 – Potência nos armazenadores em regime permanente para o caso 4



Fonte: Próprio autor (2019)

Pode-se observar na Figura 40 que neste caso a potência está negativa, isso se deve ao fato dos armazenadores estarem carregando. O sinal negativo remete simplesmente ao fluxo de energia. Como o arranjo fotovoltaico está gerando próximo de 46500 W e a carga está consumindo cerca de 13430 VA, os armazenadores precisam estar recebendo cerca de 33070 W, ou seja, 16535 W cada. Ambos estão recebendo cerca de -16500 W, assim a potência que falta é as perdas. O SOC dos armazenadores pode ser observado na Figura 41.

Figura 41 – SOC nos armazenadores em regime permanente do caso 4



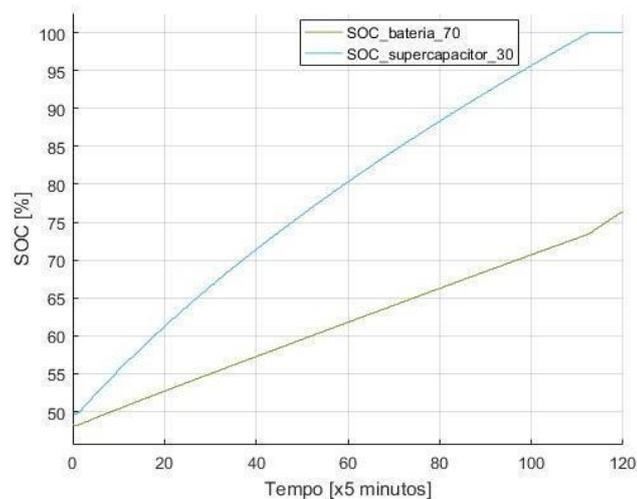
Fonte: Próprio autor (2019)

Como visto na secção 2.2.4, o estado de carga da bateria em relação ao supercapacitor é diferente. Considerando que neste caso os armazenadores estão sendo carregados, pode-se notar que a bateria possui uma leve diferença em relação ao supercapacitor.

e) caso 5 - armazenamento 70%-30%

Para este caso, a tensão e corrente na carga, assim como a potência sendo armazenada no banco de baterias e supercapacitor, são muito próximos dos valores obtidos pelo caso 4. Sendo assim, neste caso será mostrado apenas a Figura 42, que demonstra o SOC dos armazenadores.

Figura 42 – SOC nos armazenadores em regime permanente do caso 5



Fonte: Próprio autor (2019)

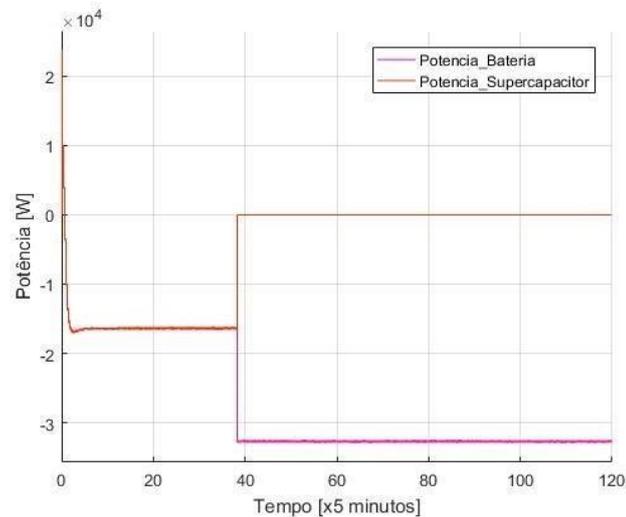
Pode-se observar que o estado de carga do supercapacitor é maior que a bateria, ou seja, pelo fato do mesmo possuir em seu banco menos energia armazenada, ele consegue carregar

mais rápido que o banco de baterias, pois a potência armazenada é a mesma para os dois.

f) caso 6 - armazenamento 90%-10%

Para este caso, o valor de tensão e corrente na carga é aproximadamente ao caso 4. Já a potência nos armazenadores difere dos outros casos, como pode ser visto na Figura 43.

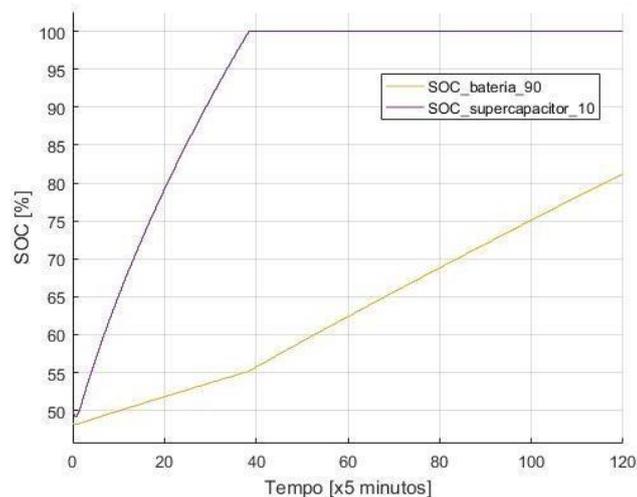
Figura 43 – Potência nos armazenadores em regime permanente para o caso 6



Fonte: Próprio autor (2019)

Observando o gráfico da Figura 43, nota-se que em um determinado tempo a potência do supercapacitor, que estava próxima de -16500 W, foi para 0 W. Já a potência da bateria que estava recebendo o mesmo valor, foi para cerca de -33000 W. Isso ocorre pelo fato do SOC do supercapacitor chegar aos 100%, como pode ser visto na Figura 44. Sendo assim a potência que ele estava carregando passou a ser carregada pela bateria.

Figura 44 – SOC nos armazenadores em regime permanente do caso 6



Fonte: Próprio autor (2019)

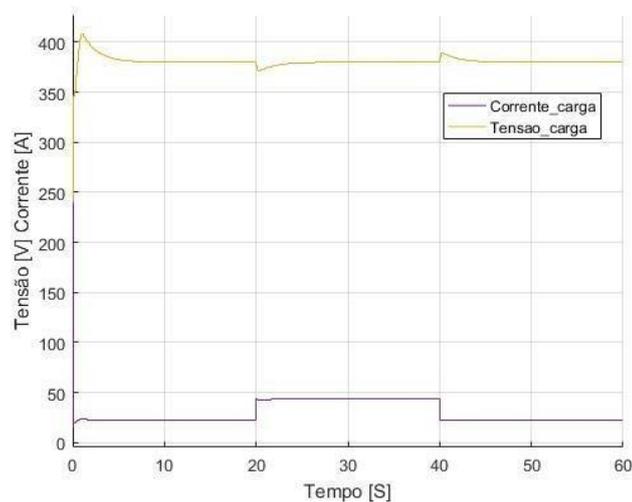
Pelo fato do banco de supercapacitores conter apenas 10% da energia total do armazenador híbrido, e ambos sendo carregado com a mesma potência, o SOC do supercapacitor chega ao seu valor máximo mais rápido que o SOC da bateria.

4.3 Regime Transitório

a) caso 1 - armazenamento 50%-50%

Como neste caso está sendo considerando uma irradiação de 800 W/m^2 e uma temperatura nos painéis de 42°C , a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico é de aproximadamente 46500 W . A Figura 45 mostra a tensão e corrente na carga.

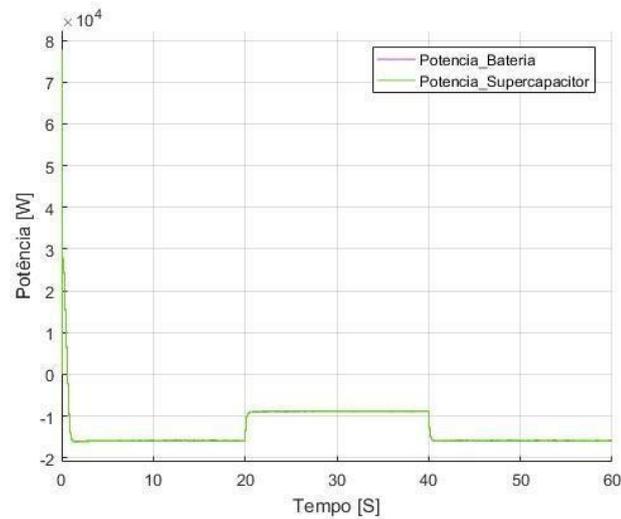
Figura 45 – Tensão e corrente na carga em regime transitório para o caso 1



Fonte: Próprio autor (2019)

Pode ser observado na Figura 45 que quando a carga foi dobrada, a corrente aumenta de aproximadamente $21,88 \text{ A}$ para próximo de $43,76 \text{ A}$. Enquanto isso, a tensão leva cerca de cinco segundos para se estabilizar em $380 \text{ V}_{\text{rms}}$, em cada período transitório. A potência entregue na carga é cerca de 28800 VA entre o período de vinte a quarenta segundos. Nos demais períodos é aproximadamente 14400 VA . A potência dos armazenadores é mostrado na Figura 46.

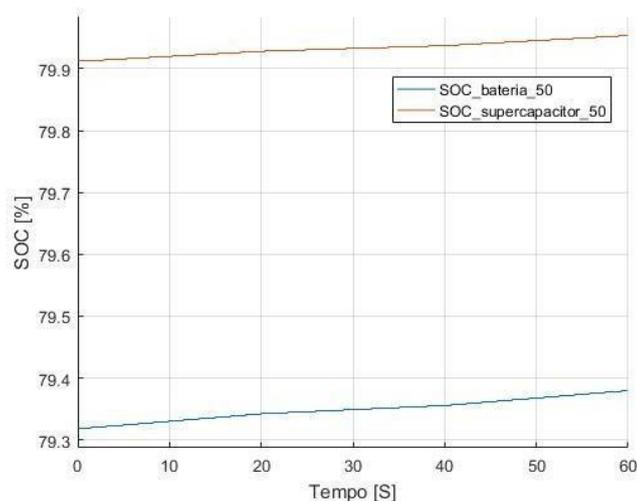
Figura 46 – Potência dos armazenadores em regime transitório do caso 1



Fonte: Próprio autor (2019)

Como pode ser observado na Figura 46, a potência dos armazenadores é negativa, isso se deve ao fato de que a potência consumida pela carga é menor que a potência gerada pelos painéis fotovoltaicos. Com isso a potência excedente é alocada nos armazenadores. Considerando que a carga está consumindo cerca de 28800 VA e a potência gerada é próximo a 46500 W, no período entre vinte e quarenta segundos, a potência sendo armazenada pelo supercapacitor e bateria tem que ser próximo a 17700 W. Isso é confirmado pela Figura 46, onde a potência para cada um está perto de -8800 W. Nos demais períodos a potência de cada armazenador é de -16000 W, pois a potência da carga é de 14400 VA. A Figura 47 mostra o estado de carga de cada armazenador.

Figura 47 – SOC nos armazenadores em regime transitório do caso 1



Fonte: Próprio autor (2019)

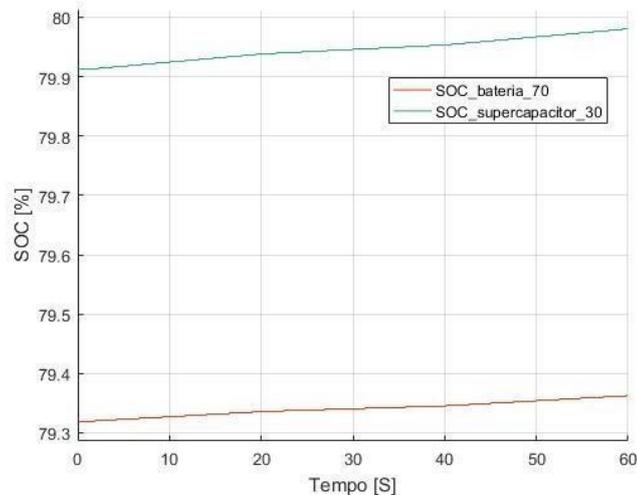
Pelo fato do período de simulação ser de 60 segundos, não é possível verificar uma diferença entre os dispositivos. Apenas é possível observar que ambos estão aumentando o SOC,

ou seja, estão carregando.

b) caso 2 - armazenamento 70%-30%

Para este caso, a tensão e corrente na carga assim como a potência nos armazenadores, mostraram um comportamento muito próximo do caso 1. Sendo assim neste caso será apresentado apenas o SOC dos armazenadores, visto na Figura 48.

Figura 48 – SOC nos armazenadores em regime transitório do caso 2



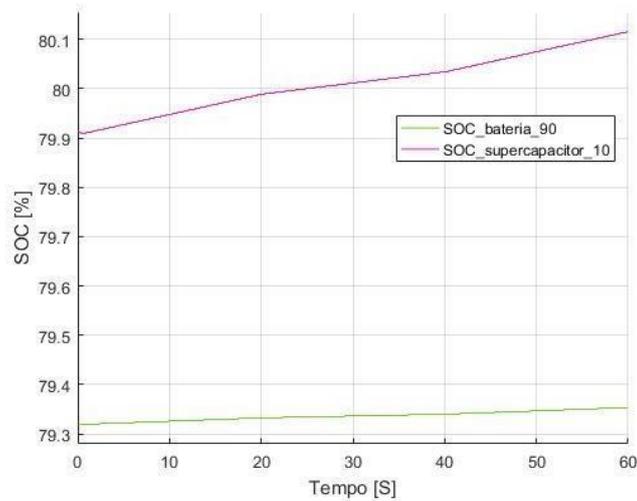
Fonte: Próprio autor (2019)

Se for comparado o SOC dos armazenadores deste caso com o do caso 1, é possível identificar que ambos possuem praticamente o mesmo comportamento. Isso se deve pelo fato dos dois casos serem simulados em um curto período de tempo, sendo assim não é possível identificar diferenças entre as configurações de armazenamento de energia.

c) caso 3 - armazenamento 90%-10%

A potência nos armazenadores, bem como a tensão e corrente na carga, mostraram um comportamento muito próximo do caso 1 e 2. Apenas o SOC dos armazenadores possui uma pequena variação em relação aos outros casos, como pode ser visto na Figura 49.

Figura 49 – SOC nos armazenadores em regime transitório do caso 3



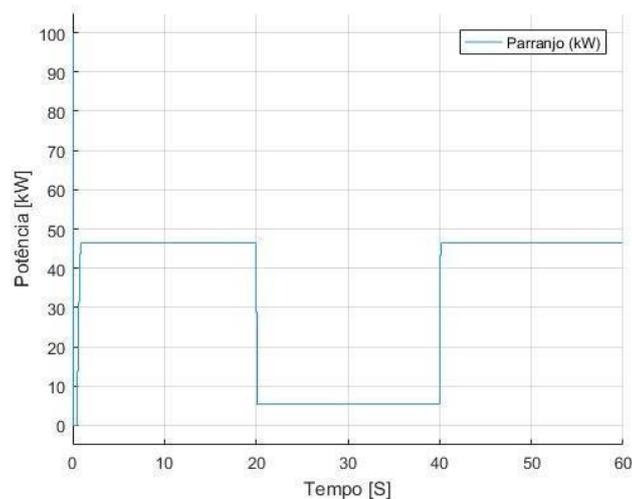
Fonte: Próprio autor (2019)

Pode-se observar que na Figura 49, por se tratar de uma diferença maior de energia armazenada, entre a bateria e o supercapacitor, com relação as outras configurações, o supercapacitor acaba carregando mais rapidamente que a bateria.

d) caso 4 - armazenamento 50%-50%

Para este caso, é considerado uma carga constante de 14400 VA e uma variação na irradiação, incidente sobre o arranjo fotovoltaico, de 800 W/m² para 100 W/m² e retornando a 800 W/m², gerando uma potência mostrada na Figura 50.

Figura 50 – Potência do arranjo fotovoltaico em regime transitório

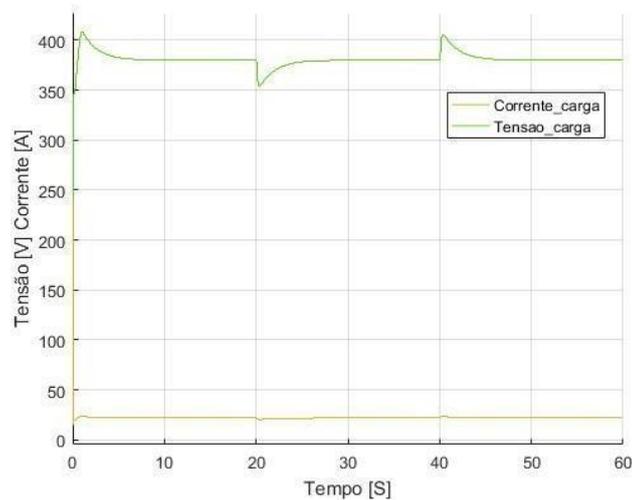


Fonte: Próprio autor (2019)

A potência gerada pelos painéis possui uma queda no período de vinte a quarenta segundos, pois a irradiação desse período é de 100 W/m². A potência no período é de aproximadamente

5450 W. Nos demais períodos a irradiação é de 800 W/m², assim a potência gerada é próxima a 46500 W. A tensão e corrente na carga podem ser vistas pela Figura 51.

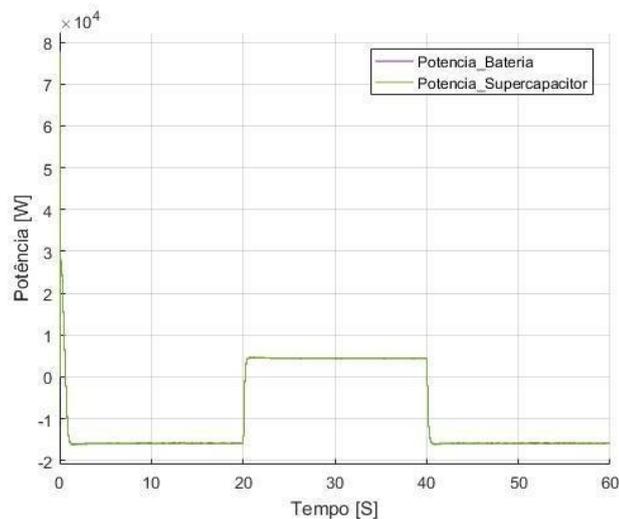
Figura 51 – Tensão e corrente na carga em regime transitório para o caso 4



Fonte: Próprio autor (2019)

Pode-se observar na Figura 51 que no período em que a potência gerada possui uma queda, a tensão na carga possui um afundamento, chegando próximo de 355 Vrms. Porém, no momento em que a potência gerada volta aos 46500 W, acontece uma sobretensão na carga, chegando em 405 Vrms. Esses períodos transitórios duram cerca de 5 segundos até a tensão voltar aos 380 Vrms. Já a corrente possui uma variação próximo de 1 A nos períodos de transição da irradiação incidente sobre o arranjo fotovoltaico. A Figura 52 mostra a potência em cada armazenador de energia.

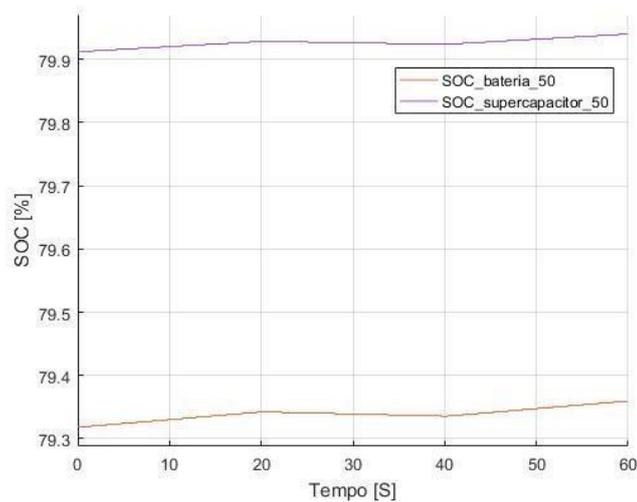
Figura 52 – Potência dos armazenadores em regime transitório do caso 4



Fonte: Próprio autor (2019)

Nota-se que no período entre vinte e quarenta segundos a potência dos armazenadores é de aproximadamente 4500 W cada, ou seja, a potência entregue é de 9000 W. Nos demais períodos a potência de cada armazenador é de -16000 W, totalizando 32000 W sendo armazenados. A Figura 53 apresenta o SOC dos armazenadores para este caso.

Figura 53 – SOC nos armazenadores em regime transitório do caso 4



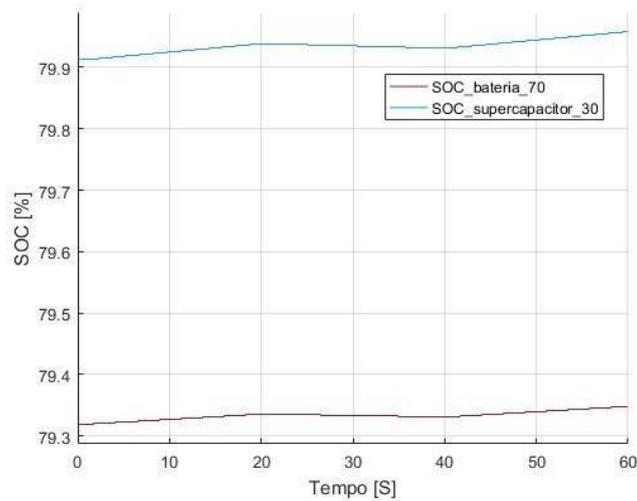
Fonte: Próprio autor (2019)

Nota-se na Figura 53, que o SOC neste caso mostra que, tanto a bateria quanto o supercapacitor, no período entre vinte e quarenta segundos estão descarregando. Isso se deve pelo fato da potência gerada no arranjo fotovoltaico ser menor que a potência requerida pela carga.

e) caso 5 - armazenamento 70%-30%

O presente caso possui o comportamento da tensão e corrente muito próximo do caso 4. A potência nos armazenadores também dispõe de valores próximos ao caso 4. O SOC é observado na Figura 54.

Figura 54 – SOC nos armazenadores em regime transitório do caso 5



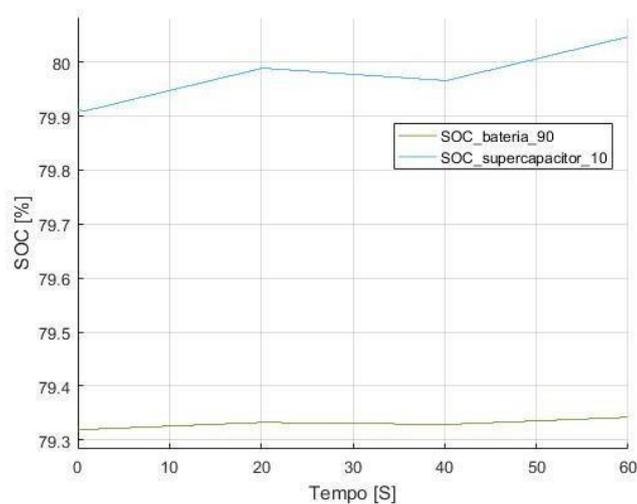
Fonte: Próprio autor (2019)

É possível observar que o SOC do caso 4 é semelhante ao da Figura 54, devido ao fato do período de simulação ser de apenas 60 segundos. Assim, é verificado apenas que os armazenadores estão descarregando entre vinte e quarenta segundos.

f) caso 6 - armazenamento 90%-10%

Do mesmo modo que o caso 5, a potência dos armazenadores, bem como a tensão e corrente na carga, possuem resultados iguais ao caso 4. O SOC é visto pela Figura 55.

Figura 55 – SOC nos armazenadores em regime transitório do caso 6



Fonte: Próprio autor (2019)

Verifica-se, por meio da Figura 55, que entre vinte e quarenta segundos os armazenadores estão descarregando. É possível identificar que o SOC do supercapacitor, por estar com um

armazenamento total de apenas 10%, varia mais o seu estado de carga em relação ao SOC da bateria.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste trabalho, foi realizado um estudo do referencial bibliográfico sobre armazenamento híbrido de energia em sistemas fotovoltaicos isolados, assim como os demais componentes que compõem este sistema. Além disso, foi modelado todo o sistema no *software Matlab/Simulink*, bem como simulado situações em regime permanente e transitório, com variação da porcentagem de armazenamento de energia em cada componente do armazenador híbrido em ambas as simulações.

Os testes realizados em regime permanente demonstraram valores de tensão e corrente constantes ao longo do período simulado, em todos os casos. O estado da carga da bateria variou conforme as diferentes configurações de armazenamento. Assim para o caso 1, se obteve um resultado inferior comparado aos casos 2 e 3, obtendo 80% do SOC após dez horas de descarga, enquanto o caso 2 resultou em 82% e o caso 3 obteve 88%. Teoricamente, a configuração 90% de bateria e 10% supercapacitor obteve uma maior expectativa de vida da bateria, segundo a Figura 22 na seção 2.2.4.2.

As simulações realizadas para períodos transitórios, mostraram elevações e quedas na tensão da carga que nominalmente é de 380 Vrms. Segundo a norma NBR 17094/08, que estipula o limite máximo e mínimo do valor de tensão dos motores de indução, visto que são a maior parte da carga no lugar estudado, podem ter uma variação de até 10% para mais ou para menos em um curto período de tempo. Assim os valores obtidos quando a uma variação na irradiação, são de 405 Vrms e 355 Vrms, não ultrapassando os limites de 418 Vrms e 342 Vrms.

É interessante destacar que mesmo utilizando apenas 10% da energia total armazenada com banco de supercapacitores, foi obtido um resultado que aumenta a expectativa de vida da bateria. Assim, pode-se dizer que o presente trabalho, além de cumprir com seus objetivos, mostrou que esse sistema possui ganhos que podem ser benéficos em sistemas fotovoltaicos isolados, e que em uma futura implementação poderá trazer retornos financeiros.

Um dos grandes problemas para a realização deste trabalho foi o controle do sistema. Por isso, um dos trabalhos futuros é a implementação de um controlador que consiga obter o máximo das características da bateria e do supercapacitor. A vida das baterias é um quesito muito importante quando se fala em armazenamento híbrido e poderia ser alvo de um futuro trabalho. Assim como a vida das baterias, o custo deste sistema é algo que pode ser explorado para se obter um resultado da viabilidade econômica que o sistema possui.

Referências

- AHMED, A. **Eletrônica de Potência**. São Paulo: Pearson, 200.
- ANDRADE, C. V. A. de. **ANÁLISE DE DESEMPENHO DA REDE ELÉTRICA DE DISTRIBUIÇÃO A PARTIR DA INSERÇÃO DE ARMAZENADORES DE ENERGIA**. 2016. 56 p. Monografia (Curso de Engenharia de Energia) — Universidade de Brasília - UnB.
- ARAMIZU, J. **Modelagem e análise de desempenho de um sistema fotovoltaico em operação isolada e em paralelo com uma rede de distribuição elétrica**. 2010. 112 p. Monografia (engenharia elétrica com ênfase em sistemas de energia e automação) — Universidade de São Paulo.
- ARGYROU, M. C. et al. Hybrid battery-supercapacitor mathematical modeling for PV application using Matlab/Simulink. In: IEEE, 2018, Limassol, Cyprus. **53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)**. Limassol, Cyprus, 2018. p. 1 – 6.
- BARBI, I. **Modelagem de conversores CC-CC empregando modelo médio de espaço de estados**. [S.l.]: editado pelo autor, 2015.
- BORGES NETO, M. R. **Geração de energia elétrica: Fundamentos**. São Paulo: Érica, 2012.
- CARVALHO, P. M. S. D. **Modelação e Simulação de Sistemas Fotovoltaicos**. 2013. 130 p. Dissertação (Mestre em Engenharia Mecânica) — INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA.
- CHEN, H. et al. Progress in electrical energy storage system: A critical review. **Progress in Natural Science**, Elsevier, v. 19, n. 0, p. 291 – 312, 04 2008.
- DIAS, R. **Como atenderemos a demanda de energia?** 2019. Disponível em: <https://www.cubienergia.com/insights-demandadeenergia/>. Acesso em: 13/06/2019.
- DIAS, T. A. **ESTRATÉGIAS DE CONTROLE DE FLUXO DE POTÊNCIA ASSOCIADAS À UTILIZAÇÃO DE BANCO DE BATERIAS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A REDE ELÉTRICA**. 2016. 116 p. Dissertação (Centro de Engenharia Elétrica e Informática Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica).
- DURÁN, E. et al. A high-flexibility DC load for fuel cell and solar arrays power sources based on DC–DC converters. **Applied Energy**, Elsevier, v. 88, n. 1, p. 1690 – 1702, 01 2011.
- FAQ. **Deep Cycle Battery FAQ**. 2014. Disponível em: <https://www.solar-electric.com/learning-center/deep-cycle-battery-faq.html/>. Acesso em: 28/04/2019.
- FRANCHI, C. M. **Inversores de Frequência: Teoria e Aplicação**. São Paulo: Érica, 2013.
- GREENPRO. **Energia Fotovoltaica - Manual sobre tecnologias, projecto e instalação**. [S.l.], 2004.
- HÄBERLIN, H. **PHOTOVOLTAICS: SYSTEM DESIGN AND PRACTICE**. [S.l.], 2012.
- IMHOFF, J. **Desenvolvimento de conversores estáticos para sistemas fotovoltaicos autônomos**. 2007. 146 p. Dissertação (Programa de pós-graduação em engenharia elétrica) — Universidade Federal de Santa Maria.

KASSAKIAN, J. G. et al. **Principles of Power Electronics**. 1. ed. [S.l.]: Pearson, 2010.

LEWIS, N. S. **Research opportunities to advance solar energy utilization**. 2016. Disponível em: <https://science.sciencemag.org/content/351/6271/aad1920>. Acesso em: 26/05/2019.

LUO, X. et al. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. **Applied Energy**, Elsevier, v. 137, n. 0, p. 511 – 536, 01 2015.

MARTINS, D. C.; BARBI, I. **Conversores CC-CC Básicos Não Isolados**. Florianópolis: Edição do Autor, 2011.

MATHWORKS. **Matlab: Simulink**. 2019. Disponível em: <https://la.mathworks.com/help/simulink/modeling.html>. Acesso em: 08/06/2019.

MONTEIRO, R. V. A. **RECONFIGURAÇÃO OTIMIZADA DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM PENETRAÇÃO FOTOVOLTAICA, COM A UTILIZAÇÃO DE ARMAZENADORES DE ENERGIA E COM O AUXÍLIO DE INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL**. 2017. 186 p. Dissertação (Programa de pós-graduação em engenharia elétrica).

NASA. **Prediction of Worldwide Energy Resource**. 2018. Disponível em: <https://power.larc.nasa.gov/>. Acesso em: 01/06/2019.

NAVARRO, L. C. **SISTEMA AUTÔNOMO DE ILUMINAÇÃO UTILIZANDO ENERGIA SOLAR**. 2015. 79 p. Monografia (Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista).

NÓBREGA, F. A. da et al. **DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS OFF-GRID PARA ABASTECIMENTO DE CASAS POPULARES NO MUNICÍPIO DE PATOSPB**. 2016.

NOORI, A. et al. Towards establishing standard performance metrics for batteries, supercapacitors and beyond. **The Royal Society of Chemistry**, v. 48, n. 207890, p. 1272 – 1341, 09 2018.

PATEL, M. R. **Wind and Solar Power Systems: Design, Analysis, and Operation**. [S.l.]: Taylor & Francis Group, 2006.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 2014.

RASHID, M. H. **Power Electronics Handbook: Devices, Circuits, and Applications**. 3. ed. [S.l.]: Elsevier, 2011.

RECH, C. **Reversibilidade dos conversores CC-CC**. 2010. Disponível em: http://www.joinville.udesc.br/portal/professores/batschauer/materiais/4_4_Reversiveis_2_quadrantes.pdf. Acesso em: 25/05/2019.

REIS, L. B. D. **Geração de energia elétrica**. 2. ed. Barueri: Manole, 2011.

SOUZA, R. di. **Os sistemas de energia solar fotovoltaica: livro digital de introdução dos sistemas solares**. Ribeirão Preto, 2010.

TAVARES, J. H. F. e C. **DESENVOLVIMENTO, IMPLEMENTAÇÃO E SIMULAÇÃO DE UM CONTROLADOR PARA SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA COM BATERIAS**. 2015. 131 p. Dissertação (ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA E DE COMPUTADORES) — UNIVERSIDADE DO PORTO.

TECHNICAL LITERATURE. **Supercapacitor Discharge Curve**. 2018. Disponível em: <https://www.spscap.com/supercapacitor-discharge-curve.html>. Acesso em: 25/04/2019.

VERA, L. H. **Programa computacional para dimensionamento e simulação de sistemas fotovoltaicos autônomos**. 2004. 187 p. Dissertação (Programa de pós-graduação em engenharia mecânica) — Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

VIDAL, L. de C. et al. Modelagem e Simulação de um gerador fotovoltaico em MATLAB™ para estudo do uso de Cargas intermitentes. 2013.

VILLALVA, M. G. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 2. ed. São Paulo: Saraiva, 2015.

WENHAM, S. et al. **APPLIED PHOTOVOLTAICS**. [S.l.], 2007.

YAO, L. W. et al. Modeling of Lithium-Ion Battery Using MATLAB/Simulink. In: IEEE CONFERENCES, 2013, Skudai. **IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society**. Skudai, 2013. p. 1729 – 1734.

Apêndices

Apêndice A

Tabela 11 – Cargas da propriedade

Descrição	Quantidade	Potência eixo (CV)	Fp	n (%)	Potência (kW)	Potência (KVAr)	Potência (KVA)
Motor esteira	1	0,4	0,66	80	0,368	0,418	0,557
Motor esteira 2	1	0,25	0,65	61,8	0,297	0,348	0,457
Motor classificadora	1	1	0,84	67,8	1,084	0,700	1,291
Motor escova	1	1	0,84	78	0,942	0,609	1,122
Motor elevador	1	1	0,71	80	0,919	0,911	1,294
Bomba	1	0,75	0,7	80	0,689	0,703	0,984
Motor tombador	1	3	0,83	85	2,594	1,743	3,125
Bomba da torre	1	1,5	0,85	72,5	1,521	0,942	1,789
Motor exaustor	1	2	0,72	73,8	1,992	1,920	2,766
Motor degelo	1	1,5	0,85	72,5	1,521	0,942	1,789
Compreensor	1	12,5	0,8	80	11,484	8,613	14,355
Motor da umidade	1	1	0,81	80,5	0,913	0,661	1,127
Motor forçador	6	0,75	0,7	71	4,658	4,753	6,655
Motor forçador 2	6	0,75	0,7	71	4,658	4,753	6,655
Motor exaustor 2	1	0,75	0,75	68	0,811	0,715	1,081
Bomba da torre 2	1	0,75	0,8	75	0,735	0,551	0,919
Motor degelo 2	1	1,5	0,85	72,5	1,521	0,942	1,789
Compreensor 2	1	12,5	0,8	80	11,484	8,613	14,355
Iluminação	21	0,02	0,93		0,420	0,166	0,452
TOTAL					48,611	39,004	62,563

Fonte: Próprio autor

Anexos

Figura 56 – Datasheet do painel solar

SUNPOWER

315 SOLAR PANEL

EXCEPTIONAL EFFICIENCY AND PERFORMANCE

Electrical Data		
Measured in Standard Test Conditions (STC) irradiance of 1000W/m ² , air mass 1.5, and cell temperature 25°C		
Peak Power (P _{max})	P _{max}	315 W
Rated Voltage	V _{mp}	56.7 V
Rated Current	I _{mp}	5.56 A
Open Circuit Voltage	V _{oc}	66.6 V
Short Circuit Current	I _{sc}	6.14 A
Maximum System Voltage	UL	600 V
Temperature Coefficients		
	Power	-0.38% / K
	Voltage (V _{oc})	-176.6mV / K
	Current (I _{sc})	2.5mA / K
NOCT		45°C ±1/2° C
Series Fuse Rating		15 A

Current/voltage characteristics, with dependence on irradiance and module temperature.

Mechanical Data	
Solar Cells	96 SunPower all-back contact monocrystalline
Front Glass	High transmission tempered glass with anti-reflective (AR) coating
Junction Box	IP-65 rated with 3 bypass diodes Dimensions: 32 x 155 x 128 (mm)
Output Cables	1000mm length cables / MC4Connect (MC4) connectors
Frame	Anodized aluminum alloy type 6063 (black); stacking pins
Weight	41.0 lbs (18.6 kg)

Tested Operating Conditions	
Temperature	-40° F to +185° F [-40° C to +85° C]
Max load	50 psf 2.45 kg/m ² (1600 Pa) front and back – eq. wind
Impact Resistance	Hail 1 in (25 mm) at 50mph (23 m/s)

Warranties and Certifications	
Warranties	25 year limited power warranty 10 year limited product warranty
Certifications	Tested to UL 1703, Class C Fire Rating

Dimensions

→ Mounting Hole
□ Mounting Pin

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

Visit sunpowercorp.com for details

SP-POH3 and the SP-POH3 logo are trademarks or registered trademarks of SunPower Corporation.
© 2011 SunPower Corporation. All rights reserved. Specifications included in this document are subject to change without notice.

sunpowercorp.com
Document #300-021140 Rev 1.0 / 01/11

Figura 57 – Datasheet do Supercapacitor

DATASHEET K2 SERIES ULTRACAPACITORS

FEATURES AND BENEFITS*

- Up to 1,000,000 duty cycles or 10 year DC life
- High power density
- 650F to 3,000F capacitance range
- Threaded terminals or laser-weldable posts

TYPICAL APPLICATIONS

- Automotive subsystems
- Wind turbine pitch control
- Hybrid vehicles
- Rail
- Heavy industrial equipment
- UPS & telecom systems



PRODUCT SPECIFICATIONS

ELECTRICAL	BCAP0650	BCAP1200	BCAP1500	BCAP2000	BCAP3000
Rated Capacitance ¹	650 F	1,200 F	1,500 F	2,000 F	3,000 F
Minimum Capacitance, initial ¹	650 F	1,200 F	1,500 F	2,000 F	3,000 F
Maximum Capacitance, initial ¹	780 F	1,440 F	1,800 F	2,400 F	3,600 F
Maximum ESR _{DC} ¹ , initial ¹	0.8 mΩ	0.58 mΩ	0.47 mΩ	0.35 mΩ	0.29 mΩ
Test Current for Capacitance and ESR _{DC} ¹	65 A	75 A	100 A	100 A	100 A
Rated Voltage	2.70 V				
Absolute Maximum Voltage ²	2.85 V				
Absolute Maximum Current	680 A	930 A	1150 A	1500 A	1900 A
Leakage Current at 25°C, maximum ³	1.5 mA	2.7 mA	3.0 mA	4.2 mA	5.2 mA
LIFE					
DC Life at High Temperature¹ (held continuously at Rated Voltage and Maximum Operating Temperature)	1,500 hours				
Capacitance Change (% decrease from minimum initial value)	20%	20%	20%	20%	20%
ESR Change (% increase from maximum initial value)	100%	100%	100%	100%	100%
Projected DC Life at 25°C¹ (held continuously at Rated Voltage)	10 years				
Capacitance Change (% decrease from minimum initial value)	20%	20%	20%	20%	20%
ESR Change (% increase from maximum initial value)	100%	100%	100%	100%	100%
Projected Cycle Life at 25°C^{1, 4, 10}	1,000,000 cycles				
Capacitance Change (% decrease from minimum initial value)	20%	20%	20%	20%	20%

Figura 58 – Datasheet da Bateria

