

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ  
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE INFORMÁTICA  
CURSO DE ENGENHARIA DE COMPUTAÇÃO

EVERTON LUIZ PAGNONCELLI

**MINIMIZAÇÃO DE INTERMITÊNCIA NA  
GERAÇÃO FOTOVOLTAICA COM USO DE  
SUPERCAPACITORES**

PATO BRANCO

2022

EVERTON LUIZ PAGNONCELLI

# MINIMIZAÇÃO DE INTERMITÊNCIA NA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA COM USO DE SUPERCAPACITORES

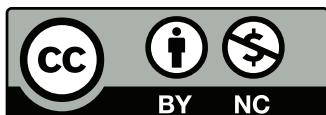
## Minimization of intermittency in photovoltaic generation using supercapacitors

Trabalho de Conclusão de Curso de graduação, apresentado à disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso 2, do Curso de Engenharia de Computação - COENC - da Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR, Câmpus Pato Branco, como requisito para obtenção do título de Engenheiro de Computação.

Orientador: Prof. Dr. Eng. Emerson  
Giovani Carati

PATO BRANCO

2022



4.0 Internacional

Esta licença permite remixe, adaptação e criação a partir do trabalho, para fins não comerciais, desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es).

Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.

EVERTON LUIZ PAGNONCELLI

# MINIMIZAÇÃO DE INTERMITÊNCIA NA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA COM USO DE SUPERCAPACITORES

Trabalho de Conclusão de Curso de  
Graduação apresentado como requisito  
para obtenção do título de Engenheiro em  
Engenharia de Computação da Universidade  
Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Data de aprovação: 24 de Junho de 2022

---

Prof. Dr. Eng. Emerson Giovanni Carati  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Prof. Dr. Eng. César Rafael Claire Torrico  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Prof. Dr. Eng. Carlos Marcelo de Oliveira Stein  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

PATO BRANCO

2022

## AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a minha família, que acompanhou a minha trajetória de perto e me deram todo o incentivo, estrutura e apoio possíveis. A Bárbara Moura Tico, agradeço por todo amor e motivação que me foram dados.

Agradeço em especial o professor Dr. Emerson Giovani Carati por toda a sua dedicação em sala de aula, todo o conhecimento transmitido, o encorajamento, orientação e auxílio essenciais para o desenvolvimento deste trabalho. Também agradeço os Mestrandos Marcelo Piveta e Gustavo Bruisma por suas contribuições, sanando dúvidas técnicas, sugerindo melhorias e sempre interessados em acompanhar o meu progresso.

Agradeço aos professores Dr. Carlos Marcelo de Oliveira Stein e Dr. César Rafael Claire Torrico por aceitarem participar da banca e por suas contribuições.

Agradeço a todos os meus amigos e colegas de graduação pelo companheirismo e palavras de incentivo, que contribuíram de alguma forma para o desenvolvimento deste trabalho. Em especial ao colega Fabio Slika Stella por compartilhar esta jornada e pelos momentos de descontração.

## RESUMO

Este trabalho apresenta uma análise do uso de supercapacitores na geração fotovoltaica, com o objetivo de reduzir intermitências causadas por transições rápidas de nuvens. Uma revisão teórica dos assuntos e elementos utilizados no desenvolvimento do trabalho é apresentada, englobando a utilização de energia solar e efeitos da alteração de irradiação solar, aproveitamento fotovoltaico, sistemas e células fotovoltaicas e conversores estáticos de energia. Em seguida um projeto de geração fotovoltaica convencional é desenvolvido e seu comportamento analisado em ambiente de simulação. Um levantamento teórico de sistemas de armazenamento de energia com enfoque em supercapacitores é apresentado em conjunto com uma estratégia para redução de intermitências utilizando banco de supercapacitores. A seguir, é apresentada a estrutura de utilização do banco de supercapacitores através de conversor estático, juntamente com uma abordagem de gerenciamento de energia para redução de intermitências. A estrutura proposta é então analisada por meio de simulações computacionais e, através dos resultados obtidos, foi possível verificar a sua viabilidade para redução de intermitências na geração fotovoltaica.

**Palavras-chave:** Geração intermitente, Supercapacitores, Energia Renovável.

## ABSTRACT

This work presents an analysis of the use of supercapacitors to minimize short term intermittencies in photovoltaic generation caused by rapid cloud transitions. A theoretical review of the subjects and elements used in the development of the paper is presented, covering the use of solar energy and the effects of varying solar irradiance, utilization of photovoltaic energy, photovoltaic systems and cells, and static power converters. This is followed by a design of a conventional photovoltaic generation system and its behavior is analyzed in a simulation environment. A theoretical overview of energy storage systems with a focus on supercapacitors is presented along with a strategy for intermittency reduction using supercapacitors. Next, the setup for the use of supercapacitors with a static converter is presented, along with a power management approach for intermittency reduction. The proposed structure is then analyzed through computer simulations and, based on the results obtained, it was possible to evaluate its viability for intermittency reduction in photovoltaic generation.

**Keywords:** Intermitent Generation, Supercapacitors, Renewable Energy.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1:	Gráfico de média anual da irradiação em Pato Branco - PR. . . . .	19
Figura 2:	Medições de irradiância de sistema real de geração fotovoltaica para quatro classificações típicas de tempo. . . . .	20
Figura 3:	Representação de (a) Módulo PV contido por células e diodo de bypass; (b) associação em série e paralelo de módulos. . . . .	21
Figura 4:	Modelo simplificado das camadas de uma célula fotovoltaica em um módulo PV. . . . .	22
Figura 5:	Circuito simplificado de uma célula fotovoltaica. . . . .	23
Figura 6:	Curvas I-V e P-V de modulo PV comercial. . . . .	24
Figura 7:	Fluxograma do método perturbar e observar de algoritmo <i>MPPT</i> . . . . .	25
Figura 8:	(a) Circuito do conversor <i>Boost</i> . Intervalo do circuito com: (b) chave fechada e (c) chave aberta. . . . .	26
Figura 9:	Forma de onda do conversor <i>Boost</i> . (a) Tensão no indutor; (b) corrente no indutor. . . . .	27
Figura 10:	(a) Ganho estático de um conversor <i>boost</i> ideal e real( não ideal). . . . .	28
Figura 11:	Circuito de conversor bidirecional <i>Buck-Boost</i> . . . . .	28
Figura 12:	Operação <i>Boost</i> do conversor bidirecional. . . . .	29
Figura 13:	Operação <i>Buck</i> do conversor bidirecional. . . . .	29
Figura 14:	Diagrama de sistema de geração fotovoltaica. . . . .	30
Figura 15:	Curvas características do modulo PV TSM-DD14A. (a) valores distintos de irradiância; (b) valores distintos de temperatura. . . . .	32
Figura 16:	Circuito de planta Solar e conversor <i>boost</i> . (a) Chave aberta; (b) Chave fechada. . . . .	33
Figura 17:	Diagrama de blocos do controle do conversor <i>boost</i> . . . . .	35
Figura 18:	Análise da planta compensada. (a) Lugar geométrico das raízes; (b) Diagrama de bode. . . . .	37

Figura 19:	Simulação de Geração fotovoltaica com MPPT realizado em Simulink. . . . .	38
Figura 20:	Curvas do arranjo fotovoltaico com MPPT. . . . .	39
Figura 21:	Curvas do barramento CC. . . . .	39
Figura 22:	Comparação qualitativa entre bateria de chumbo-ácido e supercapacitor. . . . .	42
Figura 23:	Desenho ilustrativo da disposição das cargas. (a) durante a carga do SC; (b) durante descarga do SC. . . . .	43
Figura 24:	Circuito equivalente de primeira ordem de um supercapacitor. . . . .	43
Figura 25:	Curva de carga e descarga de supercapacitores. . . . .	44
Figura 26:	Relação entre energia armazenada e tensão do banco de SC. . . . .	46
Figura 27:	Comparação entre tamanhos de amostra de média móvel e ganhos K. . . . .	47
Figura 28:	Diagrama de Blocos de controle do barramento CC com banco de Supercapacitores. . . . .	47
Figura 29:	Comportamento da geração e despacho com queda de 80% de irradiância. . . . .	48
Figura 30:	Comportamento da geração e despacho com intermitências de irradiância. . . . .	48
Figura 31:	Diagrama do sistema de geração fotovoltaica conectado ao banco de supercapacitores através de conversor bidirecional. . . . .	51
Figura 32:	Transição de sentido de corrente no conversor bidirecional. . . . .	52
Figura 33:	Diagrama de Blocos do controle dos modos <i>boost</i> e <i>buck</i> . . . . .	53
Figura 34:	Diagrama de Bode para planta e controle dos modos <i>boost</i> e <i>buck</i> . . . . .	54
Figura 35:	Relação entre energia armazenada e número de amostras da média móvel por tensão do banco de SC. . . . .	55
Figura 36:	Sistema Fotovoltaico com conversor Bidirecional implementado no <i>software</i> de simulação SIMULINK. . . . .	57
Figura 37:	Curvas de potência para o comportamento com queda de irradiância. . . . .	59
Figura 38:	Curvas de tensão do banco de supercapacitores e pontos da média móvel para o comportamento com queda de irradiância. . . . .	59



Figura 39:	Curvas de potência para o comportamento com degrau de irradiância.	60
Figura 40:	Curvas de tensão do banco de supercapacitor, corrente no indutor e pontos da média móvel para o comportamento com degrau de irradiância. . . . .	60
Figura 41:	Curvas de potência para o comportamento com perfil de irradiância variável. . . . .	61
Figura 42:	Comparativo entre curvas de potência e de tensão para o uso dos supercapacitores no barramento e com conversor bidirecional. . . .	61
Figura 43:	Curva de corrente no indutor do conversor bidirecional. . . . .	62
Figura 44:	Valores de irradiância solar ocorrida durante uma semana. . . . .	63
Figura 45:	Curvas da potência de geração PV e sua média móvel, diferença entre as duas e tensão no banco de supercapacitores. . . . .	64

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1:	Parâmetros do painel Solar TSM-335 . . . . .	31
Tabela 2:	Parâmetros do painel Solar obtidos em Matlab . . . . .	31
Tabela 3:	Parâmetros do conversor <i>boost</i> . . . . .	33
Tabela 4:	Parâmetros do controle <i>boost</i> . . . . .	36
Tabela 5:	Comparativo das propriedades entre capacitores convencionais e supercapacitor. . . . .	43
Tabela 6:	Parâmetros da célula do supercapacitor <i>BMOD0058</i> . . . . .	45
Tabela 7:	Parâmetros do banco de supercapacitores em barramento CC . . . . .	46
Tabela 8:	Parâmetros do banco de supercapacitores . . . . .	50
Tabela 9:	Parâmetros do conversor bidirecional. . . . .	52
Tabela 10:	Parâmetros dos controladores . . . . .	54
Tabela 11:	Resultados de índice de intermitência . . . . .	62

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

<i>ESS</i>	<i>Energy Storage System</i> - Sistemas de Armazenamento de Energia.
<i>PWM</i>	<i>Pulse Width Modulation</i> - Modulação por Largura de Pulso.
AM	<i>Air Mass</i> - Massa de Ar.
EPE	Empresa de Pesquisa Energética.
GD	Geração Distribuída.
MPP	<i>Maximum Power Point</i> - Ponto de Máxima Potência.
MPPT	<i>Maximum power point tracking</i> - Rastreamento de Ponto de Máxima Potência.
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia.
PI	Proporcional Integral.
PV	Fotovoltaico.
SC	Supercapacitor.
STC	<i>Standard Test Conditions</i> - Condições de Teste Padrão.
WRC	<i>World Radiation Center</i> - Centro Mundial de Radiação.

## LISTA DE SÍMBOLOS

$W/m^2$	Watt por metro quadrado
$Wh/m^2$	Watt-hora por metro quadrado
$CC$	Corrente Contínua
$V_{MP}$	Tensão de máxima potência
$I_{MP}$	Corrente de máxima potência
$V_{OC}$	<i>Open Circuit Voltage</i> - Tensão de circuito aberto
$I_{SC}$	<i>Short Circuit Current</i> - Corrente de curto-circuito
$I_{pv}$	fotocorrente
$D$	<i>duty cycle</i> - Ciclo de trabalho
$G_{boost}$	Ganho do conversor boost
$G_{buck}$	Ganho do conversor buck
$CA$	Corrente alternada
$W$	Watt
$V$	Volt
$A$	Corrente elétrica
$^{\circ}C$	Grau Celsius
$\Omega$	Ohm
$\Delta i_L$	Variação de corrente no indutor
$H$	Henry
$Hz$	Hertz
$Wh/L$	Watt-hora por litro
$W/L$	Watt por litro
$F$	Farad
$kJ$	kilojoule

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>13</b>
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO	13
1.2	JUSTIFICATIVAS	14
1.3	FOCO DO TRABALHO	15
1.4	OBJETIVOS E METAS	15
1.5	ESTRUTURA DO TRABALHO	15
<b>2</b>	<b>GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA UTILIZANDO ENER- GIA SOLAR</b>	<b>17</b>
2.1	ENERGIA SOLAR	17
2.1.1	Efeitos da alteração da irradiação solar	17
2.1.2	Tipos de aproveitamento de energia solar	19
2.2	SISTEMA FOTOVOLTAICO	20
2.2.1	Características elétricas do módulo fotovoltaico	21
2.2.2	Células fotovoltaicas	22
2.3	CONVERSORES ESTÁTICOS DE ENERGIA	25
2.3.1	Conversor <i>Boost CC/CC</i>	26
2.3.2	Conversor bidirecional <i>Buck-Boost</i>	27
2.3.3	Inversor <i>CC/CA</i>	30
2.4	PROJETO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	30
2.4.1	Arranjo fotovoltaico	30
2.4.2	Projeto do Conversor Boost	31
2.4.3	projeto de controle do boost com MPPT	33
2.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	39
<b>3</b>	<b>GERAÇÃO FOTOVOLTAICA COM BANCO DE SUPERCAPACI- TORES</b>	<b>41</b>
3.1	SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	41
3.1.1	Supercapacitores	41

3.1.2	Modelo de circuito elétrico do supercapacitor .....	43
3.2	ESTRATÉGIA PARA UTILIZAÇÃO DE BANCO DE SUPERCAPACITORES NA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA .....	44
3.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO .....	49
<b>4</b>	<b>GERENCIAMENTO DE ARMAZENADOR DE ENERGIA COM SUPERCAPACITORES UTILIZANDO CONVERSOR BIDIRECIONAL .....</b>	<b>50</b>
4.1	BANCO DE SUPERCAPACITORES .....	50
4.2	PROJETO DO CONVERSOR BIDIRECIONAL .....	50
4.2.1	Projeto dos controladores .....	52
4.3	GERENCIAMENTO DO ARMAZENADOR DE ENERGIA .....	55
4.4	SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS E RESULTADOS .....	56
4.4.1	Resultados de simulação para queda de irradiância abrupta .....	59
4.4.2	Resultados de simulação para perfil de irradiância variável .....	61
4.5	RESULTADOS OBTIDOS ATRAVÉS DE <i>SCRIPT</i> EM MATLAB .....	63
4.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO .....	64
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>65</b>
5.1	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS .....	66

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

Os sistemas de energia elétrica são de extrema importância para a sociedade moderna, pois se constituem como elementos fundamentais para alimentação de grande parte dos processos atuais, como indústrias, comércios, aplicações domésticas, de mobilidade, entre tantas outras. Entretanto, em todo o mundo estes sistemas vêm passando por um momento de transição com foco principalmente na descarbonização das matrizes energéticas. Apesar de o Brasil contar com um parque gerador de energia elétrica predominantemente renovável, de baixa emissão de gases causadores do efeito estufa, a transição energética também se faz presente no sistema elétrico brasileiro (EPE, 2019).

De acordo com De Andrade Guerra *et al.* (2015) a estrutura da matriz energética brasileira define o Brasil como líder mundial na geração elétrica a partir de fontes renováveis. Em 2011, a participação de fontes renováveis na produção de eletricidade atingiu 88,8%, principalmente graças ao grande potencial hídrico nacional. A composição atual da matriz energética nacional tem destacada participação da energia hidráulica, ainda que o país tenha grande potencial para exploração de outras fontes renováveis de energia, como a eólica, a solar e a de biomassa. O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) elaborado anualmente pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), indica uma expansão na produção fotovoltaica de no mínimo 1.000 *MW/ano* e no máximo 2.000 *MW/ano*, a partir de 2023.

Fontes renováveis de energia são dependentes de elementos naturais como a velocidade do vento ou irradiação solar, isto introduz novos desafios para manutenção do despacho de geração/demanda energética, estabilidade e qualidade do sistema elétrico, principalmente na geração distribuída. A Geração Distribuída (GD) caracteriza-se como a conversão de energia das mais variadas fontes para energia elétrica, de forma descentralizada, instalada próxima aos locais de consumo, possibilitando o brasileiro a gerar a própria energia que consome, ou gerar créditos que podem ser abatidos de sua fatura de energia elétrica (ANEEL, 2016). Embora o termo GD não delimite o valor da potência gerada, são utilizados no geral, geradores de pequeno porte e baixa potência,

a partir de fontes renováveis, tais como, solar, biomassa, eólica, entre outras. Com o número crescente de GD no país, principalmente em geração fotovoltaica, o avanço destas mini ou micro gerações pode levar a problemas de estabilidade na geração/despacho e flutuação de tensão na rede.

Segundo Cunha *et al.* (2016), tanto a energia solar fotovoltaica quanto a eólica são consideradas fontes renováveis não despacháveis, pois dependem diretamente das condições climatológicas. Como consequência, a possibilidade de contar com a geração eólica ou solar muda ao longo do tempo e de forma muitas vezes abrupta.

## 1.2 JUSTIFICATIVAS

Efeitos ambientais, como a presença de nuvens sobre os painéis fotovoltaicos, podem enfraquecer temporariamente a irradiação solar sobre os mesmos, causando flutuações na produção de energia. Segundo Yan e Saha (2012, p. 654) a intensidade de irradiação solar pode alterar abruptamente devido a tais efeitos, com relatos de variações rápidas da ordem de  $705W/m^2/s$ , uma vez que a transição entre “céu limpo” (*clear sky*) e uma grande cobertura de nuvens (*heavy cloud cover*) leva apenas poucos segundos. Levando em conta que o intervalo de tempo dessas flutuações ocorre em menos de um minuto, um sistema de armazenamento de energia, como baterias de chumbo-ácido e baterias *li-on*, pode ser utilizado para mitigar estas intermitências na produção de energia (UZUM *et al.*, 2021). A integração da geração distribuída fotovoltaica com um sistema de armazenamento de energia na rede acrescenta estabilidade, confiabilidade e segurança à rede.

Apesar dos sistemas de armazenamento baseados em baterias estarem sendo propostos para uso em larga escala, a carga/descarga frequente de tais baterias tende a reduzir a vida útil destes sistemas. A vida útil de baterias depende principalmente do número de ciclos ( 2000 ciclos de carga/descarga no caso das baterias de chumbo-ácido) e do regime (intensidade de corrente) de carga/descarga. Neste sentido, os supercapacitores apresentam vantagens significativas para utilização em um sistema de mitigação de intermitência de geração distribuída. Os supercapacitores permitem até  $10^6$  ciclos e elevadas taxas de carga/descarga (MAXWELL, 2021). Além disso, embora possuam menor densidade de energia, possuem elevada densidade de potência em relação às baterias (Augusto Ferreira; Antenor Pomilio, 2005).



### 1.3 FOCO DO TRABALHO

Neste trabalho é realizado o projeto de um sistema de geração fotovoltaica e verificado seu comportamento para variações de irradiância solar. Em seguida é analisada uma estratégia de redução de intermitências no despacho de energia utilizando um banco de supercapacitores como elemento que ora absorve, ora supre energia para o sistema. Na sequência, é desenvolvida uma estrutura composta por conversor estático bidirecional e um sistema de gerenciamento que aciona este conversor de forma a direcionar o sentido de corrente entre a unidade de armazenamento de energia e o barramento. O objetivo deste sistema é manter o despacho em uma faixa de valores média com relação a geração fotovoltaica.

### 1.4 OBJETIVOS E METAS

Os principais pontos do desenvolvimento deste trabalho são:

1. Modelagem e parametrização de um sistema de geração fotovoltaica com base na literatura analisada e análise através de simulação computacional;
2. Investigação de método de redução de intermitências no despacho de energia utilizando supercapacitores;
3. Desenvolvimento de estratégia de gerenciamento do armazenamento de energia, através de acionamento de conversor estático bidirecional, e do despacho de energia com base no método analisado.

### 1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está organizado como segue:

1. O capítulo 2 apresenta conceitos e fundamentos do recurso solar e da geração fotovoltaica, são abordados os dispositivos de condicionamento de potência de interesse para o desenvolvimento deste trabalho, além do projeto de sistema fotovoltaico e avaliação do seu comportamento em simulações para diferentes perfis de irradiação solar;
2. No capítulo 3 são discutidos os sistemas de armazenamento de energia, método para redução de intermitências com uso de supercapacitores e uma aplicação direta deste método;

3. O capítulo 4 apresenta a estrutura de utilização dos supercapacitores, através de conversor estático de energia, em conjunto com projeto de controle do conversor, e estratégia de gerenciamento de energia com o uso do método de redução de intermitências abordado no capítulo 3;
4. O capítulo 5 conclui o trabalho e apresenta sugestões para possíveis trabalhos futuros.

## 2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA UTILIZANDO ENERGIA SOLAR

A irradiação solar é emitida em forma de ondas eletromagnéticas que carregam energia na velocidade da luz. Esta irradiação é absorvida, refletida, ou difundida por partículas sólidas em quaisquer lugares do espaço e, especialmente na terra, quando aproveitada pelo homem, possibilita diversas atividades socio-econômicas como a agricultura, geração de energia elétrica, entre outras.

### 2.1 ENERGIA SOLAR

No interior do Sol ocorrem reações nucleares que dão lugar a emissões para todo o Sistema Solar, chamada de energia solar, que é transmitida na forma de radiação eletromagnética. Esta irradiação solar incidida na Terra tem origem na conversão de Hidrogênio (H) em Hélio (He) através da fusão nuclear no Sol.

A irradiância solar que atinge a Terra, no topo da camada atmosférica, é denominada irradiância extraterrestre. A constante solar  $I_o$  é definida como o valor da irradiância extraterrestre que chega sobre uma superfície perpendicular aos raios solares na distância média Terra-Sol, e tem valor aproximado de  $1367 \text{ W/m}^2$  (adotado pelo *World Radiation Center* (WRC)). A excentricidade da elipse que descreve a trajetória da Terra em torno do Sol resulta em uma variação no valor da irradiância extraterrestre ao longo do ano (PINHO; GALDINO, 2014).

#### 2.1.1 EFEITOS DA ALTERAÇÃO DA IRRADIAÇÃO SOLAR

Segundo Vian *et al.* (2021) a radiação solar é constituída por ondas eletromagnéticas com comprimento de onda compreendidos entre 220 a 3000 *nm*. Este termo é usado de forma genérica e pode ser referenciado em termos de fluxo de potência, quando é especificamente denominado de irradiância solar, ou em termos de energia por unidade de área durante um certo intervalo de tempo, denominado, então, de irradiação solar. A irradiância é a medida da densidade de potência da luz solar, dada em Watts por unidade de área ( $\text{W/m}^2$ ). Já a irradiação solar é a medida da densidade de energia, dada por Watt-hora por unidade de área ( $\text{Wh/m}^2$ ).

Quando a radiação solar chega à Terra ela interage primeiro com a atmosfera, esta que absorve cerca de dois terços da energia irradiada do Sol (SEN, 2008). O restante pode ser classificado como irradiação global, que é a soma da irradiação solar direta, difusa e refletida.

- Irradiação direta

Fração da irradiação solar que atravessa a atmosfera (sem interagir) e atinge a superfície, sendo recebida diretamente do Sol através de raios solares em linhas paralelas.

- Irradiação difusa

Fração da irradiação solar que atravessa a atmosfera sendo difundida por elementos que constituem a atmosfera (alterando a direção da luz), estes raios solares percorrem trajetórias aleatórias, resultantes da ação da difração nas nuvens, nevoeiro, poeiras em suspensão e outros obstáculos na atmosfera.

- Irradiação refletida

Também conhecida como radiação de albedo, ela ocorre quando os feixes de luz atingem a superfície e então são refletidos pelo solo.

Em uma determinada localização na Terra, onde, por exemplo, se planeja instalar um sistema fotovoltaico, é apropriado identificar a posição do Sol por meio dos ângulos formados com relação aos eixos vertical e horizontal no local da instalação. Considerando a trajetória do Sol ao longo do dia, além da orientação e da inclinação em relação à superfície horizontal dos sistemas fotovoltaicos, é necessário aplicar o conhecimento da geometria solar, para determinar o posicionamento do Sol em relação à superfície inclinada dos módulos *PV* (De Oliveira, 2019).

Antes de atingir o solo, as características da radiação solar (intensidade, distribuição espectral e angular) são afetadas por interações com a atmosfera, devidas aos efeitos de absorção e espelhamento. Estas modificações são dependentes da espessura da camada atmosférica, também identificada pelo coeficiente denominado Massa de Ar (AM), do inglês *Air Mass*, e, portanto, do ângulo Zenital do Sol, da distância Terra-Sol e das condições atmosféricas e meteorológicas (PINHO; GALDINO, 2014). Ao nível do mar e com o ângulo zenital igual a zero (Sol diretamente acima), a massa de ar é igual a 1,0 (AM1). Segundo Sen (2008) um valor de Massa de Ar de 1,5 ( $\theta_Z = 48,2^\circ$ ) é considerado bem representativo das condições terrestres médias e é comumente usado como uma referência em projetos de sistemas fotovoltaicos.

Em 2017 o grupo de pesquisa do Laboratório de Energia Solar (LABENS) da UTFPR - Campus Curitiba disponibilizou uma ferramenta online de consulta e análise do potencial de irradiação solar e da geração de energia elétrica fotovoltaica no estado do Paraná (<https://atlassolarparana.com/charts>). A figura 1 apresenta o gráfico de irradiação média nos meses do ano de 2017 na cidade de Pato Branco.

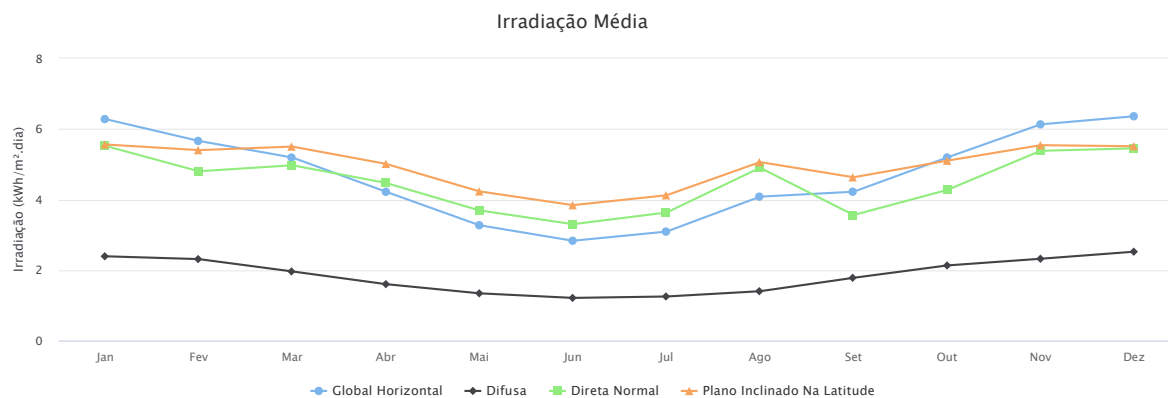


Figura 1: Gráfico de média anual da irradiação em Pato Branco - PR.  
Fonte: (UTFPR/LABENS, 2017)

Os gráficos da figura 2 representam perfis de irradiância para quatro condições de tempo durante um dia, sendo elas variável (diversas nuvens) e parcialmente nublado tomados no verão, nublado e dia ensolarado (céu claro) no inverno. O perfil de irradiância variável demonstra como podem ocorrer variações rápidas na irradiância, que se traduzem em intermitências na produção de energia.

### 2.1.2 TIPOS DE APROVEITAMENTO DE ENERGIA SOLAR

Os métodos conhecidos para aproveitamento da energia solar são o térmico, seja diretamente ou refletindo a luz solar de forma concentrada, e o método fotovoltaico, que gera eletricidade diretamente a partir da luz solar.

#### A APROVEITAMENTO TÉRMICO:

Utiliza uma quantidade grande de espelhos para concentrar luz solar em uma área pequena. O feixe de luz concentrado é usado então para aquecer um fluido (água, óleo ou solução salina) a altas temperaturas e pode ser utilizado para aquecimento, armazenado para uso futuro ou então para produção de eletricidade, através de vapor d'água, movendo assim uma turbina a vapor acoplada a um gerador.

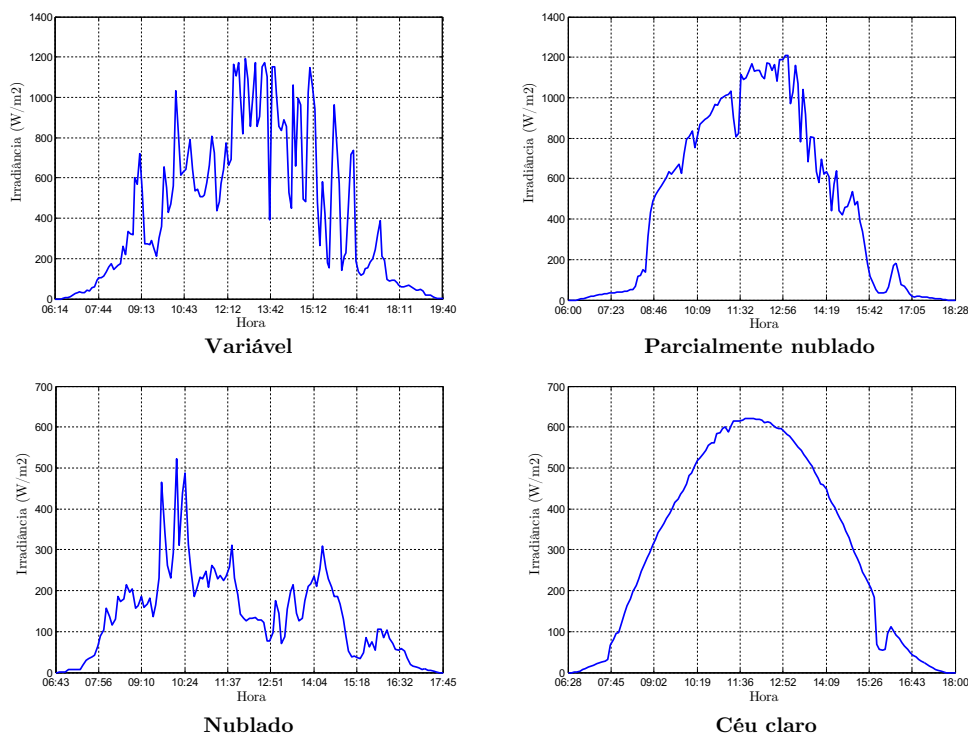


Figura 2: Medições de irradiância de sistema real de geração fotovoltaica para quatro classificações típicas de tempo.

Fonte: De Oliveira (2019) com modificações.

## B APROVEITAMENTO FOTOVOLTAICO:

Este tipo de aproveitamento ocorre a partir da conversão diretamente de luz solar em energia elétrica utilizando células solares desenvolvidas baseadas no efeito fotovoltaico, descoberto por *Becquerel* em 1839 (PINHO; GALDINO, 2014). Onde gera-se uma corrente elétrica contínua  $CC$  e uma diferença de potencial (tensão) através de material semicondutor quando existe incidência de energia luminosa (fótons) neste material.

## 2.2 SISTEMA FOTOVOLTAICO

Um Sistema Fotovoltaico (PV) de geração de energia é constituído por um número de painéis, ou módulos  $PV$  conectados em série e paralelo no que se refere a um arranjo fotovoltaico. O tipo de conexão depende dos níveis de tensão e corrente as quais o sistema de processamento de potência dedicado ao gerador  $PV$  atua. A determinação correta desses valores é de fundamental importância para determinar a eficiência dos conversores que condicionam a potência produzida pelo gerador  $PV$  para alimentar uma rede de distribuição ou recarregar uma bateria (SEN, 2008).

Os arranjos são constituídos por um conjunto de módulos associados eletricamente em série e/ou paralelo, representado pela figura (3b), de forma a fornecer

uma saída única de tensão e corrente. A figura (3a) representa um módulo PV, unidade básica formada por um conjunto de células fotovoltaicas, onde as células são associadas em série pois suas respectivas tensões de operação são na casa de poucas centenas de milivolts, enquanto que a corrente elétrica gerada em valores altos de irradiância solar é na casa de alguns ampères (FEMIA *et al.*, 2017).

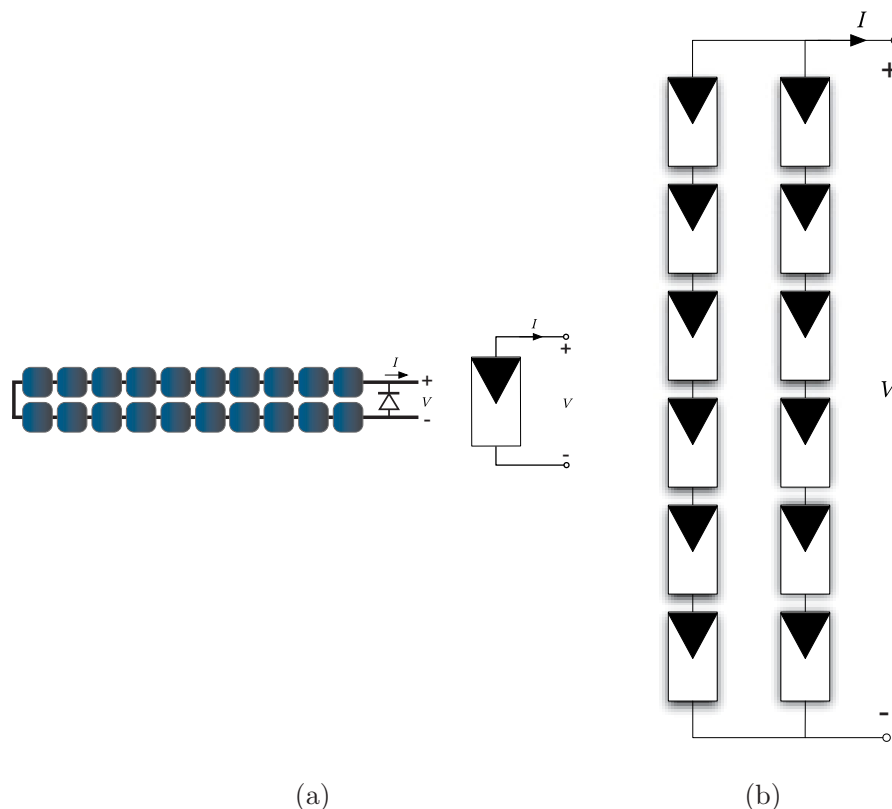


Figura 3: Representação de (a) Módulo PV contido por células e diodo de bypass; (b) associação em série e paralelo de módulos.

Fonte: Femia *et al.* (2017) com modificações.

### 2.2.1 CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO

Um módulo é geralmente identificado pela sua potência elétrica de pico  $W_p$ . A definição da potência de pico de um módulo fotovoltaico é feita nas condições-padrão de ensaio (STC), do inglês *Standard Test Conditions*, considerando irradiância solar de  $G_{STC} = 1000W/m^2$  sob uma distribuição espectral padrão para  $AM\ 1,5$  e temperatura de célula de  $T_{STC} = 25^\circ C$  (PINHO; GALDINO, 2014).

Segundo Pinho e Galdino (2014) para cada ponto nas curvas de corrente por tensão  $I-V$  de um módulo PV, o produto corrente-tensão representa a potência gerada para aquelas condições de temperatura ( $T$ ) e irradiação ( $G$ ) presentes. Já nas curvas de potência em função da tensão, chamadas de curvas  $P-V$ , pode ser identificado pontos com o máximo valor de potência, do inglês *Maximum Power Point* (MPP). O valor de *MPP*

é obtido através do produto da tensão de máxima potência  $V_{MP}$  e corrente de máxima potência  $I_{MP}$ . A condição de circuito aberto, caracterizada por corrente zero (painel desconectado) nos terminais do painel *PV* é chamada então de tensão de circuito aberto  $V_{OC}$ . A corrente medida através dos terminais em curto-circuito é denominada de corrente de curto-circuito  $I_{SC}$ . Na sequência essas definições serão aplicadas para modelagem e análise de um sistema fotovoltaico.

### 2.2.2 CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Diversas tecnologias de fabricação de células fotovoltaicas foram desenvolvidas nos últimos 70 anos e as células fotovoltaicas fabricadas a partir de lâminas de silício cristalino (monocristalino ou policristalino) dominam o mercado mundial atualmente.

As células fotovoltaicas são formadas por dois materiais (tipo *n* e tipo *p*) semicondutores onde são induzidas impurezas ao silício, ou dopagem, o que muda drasticamente as propriedades elétricas do material intrínseco (PINHO; GALDINO, 2014). Na camada de junção *p-n* entre os dois tipos de dopagem, cria-se uma região com cargas elétricas positivas fixas no lado *n*, e negativas no lado *p*. Quando um fóton com energia suficiente entra no lado *p*, ele libera um elétron do material, que pode atravessar a camada de junção e ir ao lado *n*. Isto faz com que um lado esteja carregado negativamente, enquanto o outro carregado positivamente, criando uma diferença de potencial. A figura 4 ilustra este processo.

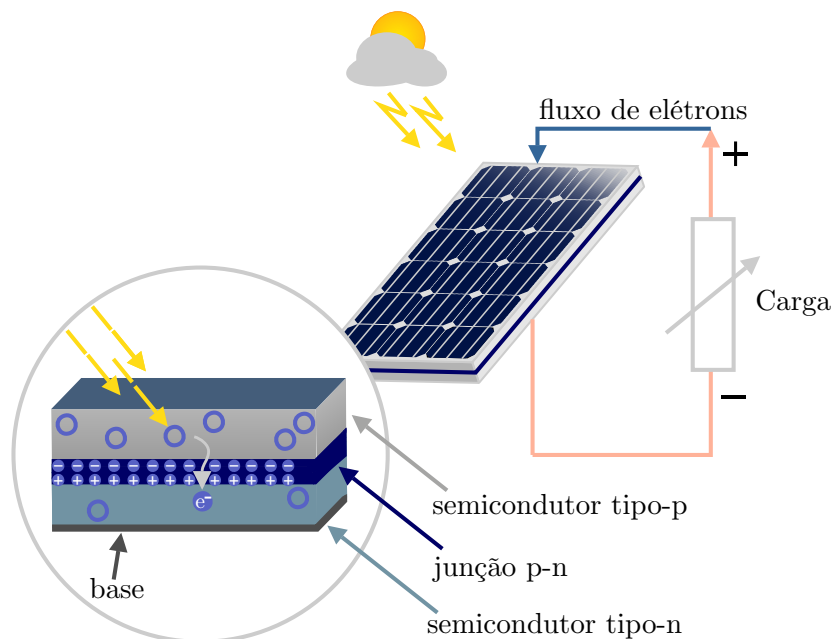


Figura 4: Modelo simplificado das camadas de uma célula fotovoltaica em um módulo PV.

Fonte: Autoria própria.



O modelo clássico de uma célula fotovoltaica é representado por um circuito equivalente composto por um diodo e baseado em cinco parâmetros, como mostrado na figura 5. Ele consiste de uma fonte de corrente  $I_{pv}$  (fotocorrente), da corrente do diodo  $I_D$ , do fator de idealidade do diodo  $m$ , de uma resistência em série  $R_s$  e de uma resistência em paralelo  $R_p$  (De Oliveira, 2019).

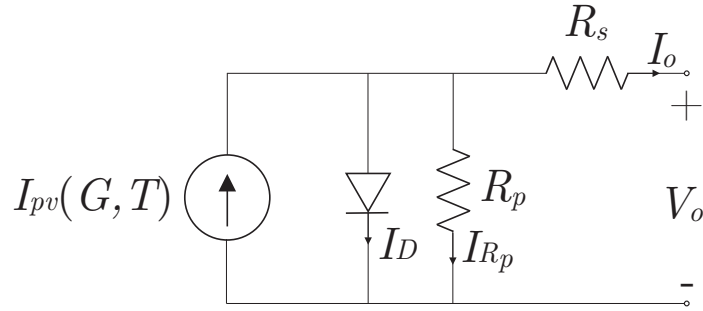


Figura 5: Circuito simplificado de uma célula fotovoltaica.  
Fonte: (MENDALEK; AL-HADDAD, 2017) com adaptações.

O circuito equivalente da figura 5 representa uma única célula, aplicando a lei dos nós de Kirchhoff, a equação que descreve a característica corrente-tensão de um módulo é dada por:

$$I_o = I_{pv} - I_D - I_{R_p}. \quad (1)$$

A corrente de saída  $I_o$  pode ser obtida pela subtração da fotocorrente gerada  $I_{PV}$ , pela corrente que percorre o diodo  $I_D$  e a que percorre a resistência paralela  $R_p$ . A corrente do diodo  $I_D$  é caracterizada pela corrente de saturação  $I_{sat}$  e o fator de idealidade do diodo  $m$ . Já a corrente de saturação reversa do diodo  $I_{sat}$  é expressa como função da temperatura da célula ambiente e do efeito de temperatura na tensão  $V_{OC}$  e na corrente  $I_{SC}$ .

$$I_o = I_{pv} - I_{sat} \cdot \left( e^{\frac{V_o + R_s I_o}{m \cdot V_T}} - 1 \right) - \left( \frac{V_o + R_s \cdot I_o}{R_p} \right). \quad (2)$$

$$I_{sat} = \frac{I_{SC,STC} + K_I (T - T_{STC})}{e^{\frac{V_{OC,STC} + K_V (T - T_{STC})}{m \cdot V_T}} - 1}. \quad (3)$$

Em (3),  $V_T$  é a tensão térmica, dada por:

$$V_T = \frac{N_s \cdot k \cdot T}{q} \quad (4)$$

em que  $k = 1,3806503 \cdot 10^{-23} \text{ J/K}$  (constante de Boltzmann);

$q = 1,60217646 \cdot 10^{-19} \text{ C}$  (Carga do elétron);

$N_S$  é o número de células do módulo PV;

$T$  é a temperatura da célula ajustada à condição de ambiente local e irradiância incidente, em Kelvin;

$K_V$ ,  $k_I$  são os coeficientes de variação de  $V_{OC}$  e  $I_{SC}$  por variação de temperatura, em condições  $STC$ .

O fator de idealidade afeta a curvatura da curva  $I-V$  (representada na figura 6a) e conseqüentemente tem impacto na determinação do ponto de máxima potência (ponto representado na figura 6b). Em geral, o fator de idealidade se encontra na faixa de  $1 \leq m \leq 1,5$  e é determinado com base nos valores de corrente e tensão nas condições de referência  $STC$ .

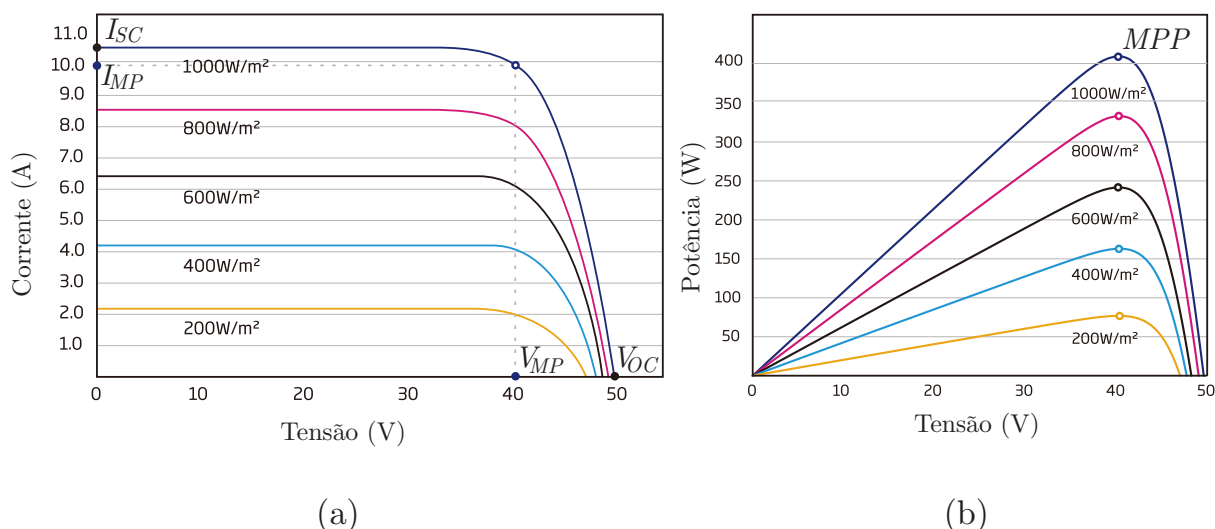


Figura 6: Curvas I-V e P-V de módulo PV comercial.  
Fonte: TSM-DD14A(II) (2016) com modificações.

Sistemas fotovoltaicos são compostos usualmente de arranjos  $PV$  e conversores de potência que formam uma interface com a rede. Este tipo de conversor permite extrair do painel fotovoltaico a máxima potência disponível através de seu sistema de controle comandado por um algoritmo conhecido por seguimento do ponto de potência máxima ou, do inglês *Maximum power point tracking* (MPPT). Considerando a característica não linear de tensão-corrente dos painéis  $PV$ , e o fato de que a potência gerada depende de condições atmosféricas, o ponto operacional de máxima extração de potência deve ser seguido continuamente (De Jesus *et al.*, 2019). O algoritmo de *MPPT* mais empregado segundo a literatura, é o chamado perturba e observa, do inglês *perturb-and-observe* ( $P\&O$ ). A figura 7 mostra o fluxograma do algoritmo que consiste em perturbar periodicamente o ponto de operação, variando a tensão nos terminais do arranjo  $PV$ . Se

após a perturbação a potência  $PV$  aumenta, o incremento de tensão subsequente terá o mesmo sinal que a anterior. Caso contrário, o sinal é invertido.

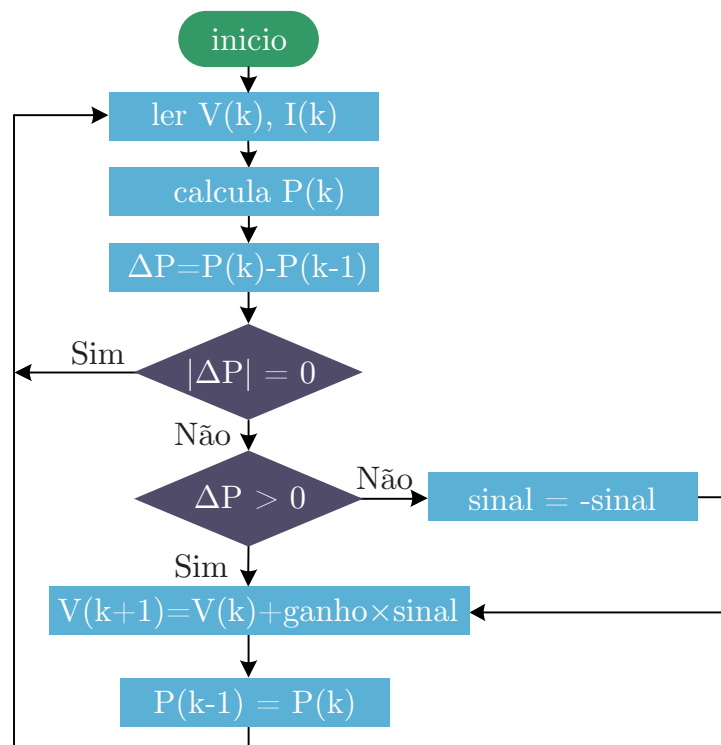


Figura 7: Fluxograma do método perturbar e observar de algoritmo *MPPT*.  
Fonte: Autoria Própria.

## 2.3 CONVERSORES ESTÁTICOS DE ENERGIA

Os conversores estáticos são circuitos eletrônicos, de potência, utilizados para realizar a conversão ou o condicionamento da energia elétrica de uma fonte provedora, para um segundo sistema, que necessita da energia elétrica em outro padrão de alimentação. (TUPINAMBÁ, 2010).

Segundo Ferreira (2014) os conversores, e entre eles os inversores, são constituídos por semicondutores, como transistores e diodos, e por elementos passivos (indutores, capacitores). Idealmente são capazes de processar energia com *100%* de rendimento, entretanto, os transistores e diodos apresentam perdas de condução e de chaveamento, ou seja, não são condutores perfeitos de eletricidade e consomem energia durante a comutação.

Capacitores de barramento, ou apenas “o barramento CC”, são uma etapa essencial em conversões de potência para várias aplicações, incluindo inversores trifásicos com modulação por largura de pulso, inversores para geração fotovoltaica e eólica, drivers de motores industriais, carregadores e inversores automotivos, entre outros. Apesar

destas aplicações usarem diferentes abordagens de circuitos conversores, todas possuem um barramento  $CC$  como etapa de integração entre estágios diferentes do circuito. O barramento  $CC$  aumenta a densidade de energia dos sistemas e soluciona problemas físicos como ondulações, do inglês *ripple*, introduzidas principalmente pelo uso de técnicas de modulação por largura de pulso aos conversores e inversores (KEMET, 2019).

Para a aplicação do algoritmo *MPPT*, é necessária a utilização de um circuito conversor que controle a potência de saída e o rendimento do painel fotovoltaico. Já para um sistema de armazenamento de energia, se faz necessário um conversor capaz de baixar a tensão no sentido do barramento  $CC$  para o armazenador e elevar a tensão no sentido contrário. Os conversores estudados em seguida atendem estas necessidades.

### 2.3.1 CONVERSOR *BOOST* $CC/CC$

O conversor *boost* ou elevador, apresentado na figura 8a, é composto por um indutor (responsável pelo armazenamento de energia), uma chave semicondutora (*MOSFET* ou *IGBT* por exemplo), um diodo e um capacitor (responsável por filtrar as oscilações de tensão sobre a carga). Quando a chave está fechada (figura 8b), o diodo fica polarizado reversamente e uma tensão positiva é aplicada aos terminais do indutor, que passa a acumular energia.

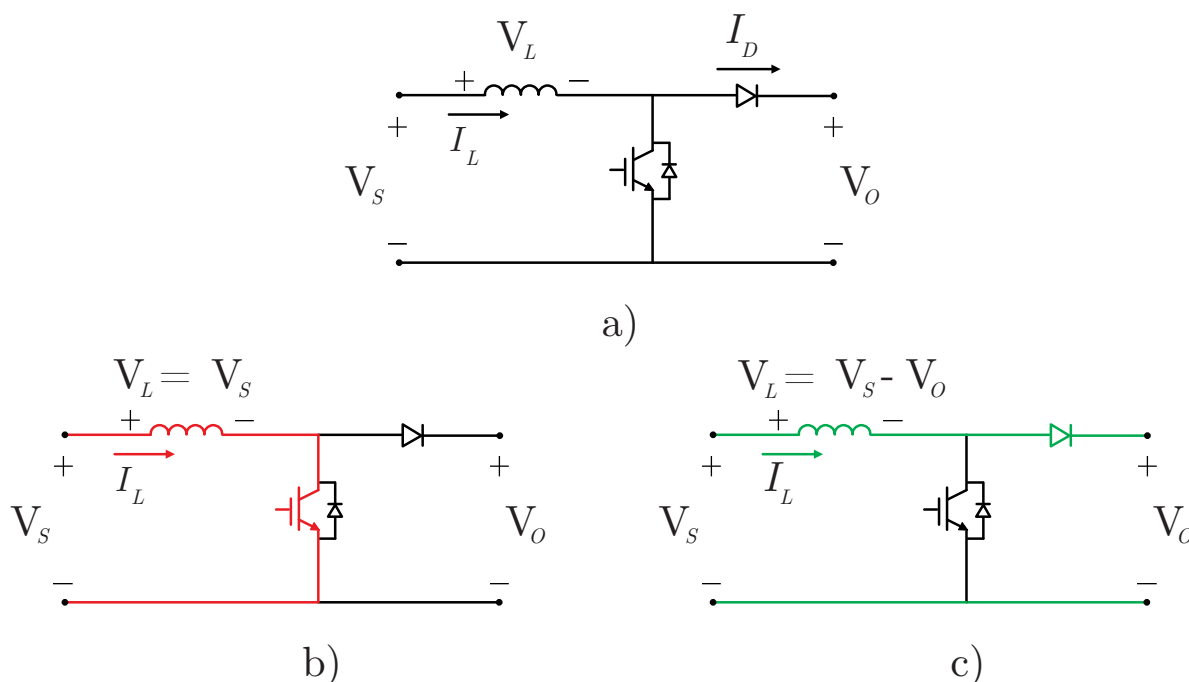


Figura 8: (a) Circuito do conversor *Boost*. Intervalo do circuito com: (b) chave fechada e (c) chave aberta.

Fonte:(HART, 2012) com modificações.

Quando a chave é aberta (figura 8c), a tensão em seus terminais torna-se

negativa e a energia armazenada é descarregada na carga. Assim, a tensão sobre o indutor alterna-se entre positiva e negativa (figura 9a), fazendo com que a corrente assuma o comportamento apresentado na figura 9b, com inclinações de subida e descida dependentes da tensão instantânea aplicada. O método de acionamento da chave semicondutora é chamado de modulação por largura de pulso, do inglês *Pulse Width Modulation* (*PWM*), onde um sinal de frequência fixa e período ativo variável controla a operação da chave.

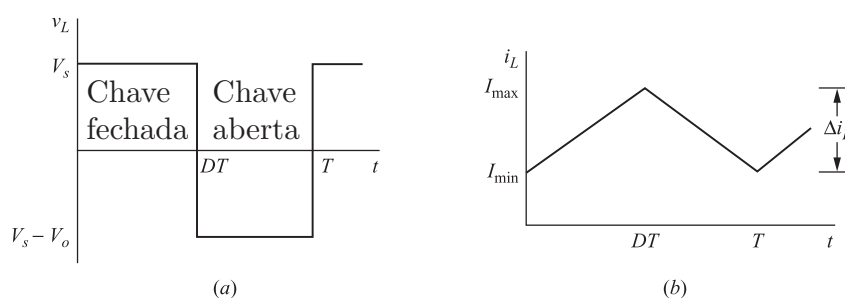


Figura 9: Forma de onda do conversor *Boost*. (a) Tensão no indutor; (b) corrente no indutor.

Fonte:(HART, 2012) com modificações.

A relação entre as tensões *CC* de saída  $V_o$  e de entrada  $V_s$  é dada por (5), e representa o ganho estático do conversor, onde  $D$ , do inglês *duty cycle*, é a taxa de trabalho, ou razão cíclica da chave. Esta razão determina o período ativo (chave fechada) da modulação *PWM*.

$$G_{boost} = \frac{V_o}{V_s} = \frac{1}{1 - D}. \quad (5)$$

A equação 5 mostra que se a chave ficar sempre aberta, com valor de razão cíclica  $D$  em zero, a tensão na saída será a mesma da entrada. Conforme a taxa de trabalho aumenta, o denominador torna-se menor, resultando em uma tensão maior na saída. A figura 10 mostra a relação entre o comportamento ideal e real (com e sem a resistência do indutor) do ganho estático de um conversor *boost*. Observa-se que, para uma razão cíclica de até 0,6 o comportamento real do conversor é próximo ao do ideal, mas para valores acima deste diverge. Com o aumento da razão cíclica, a eficiência do conversor *boost* não ideal diminui. Vale a pena destacar que as não idealidades são atribuídas a resistência presente no indutor, e que isso altera a curva não ideal do ganho de um conversor.

### 2.3.2 CONVERSOR BIDIRECIONAL *BUCK-BOOST*

O princípio de funcionamento do conversor bidirecional *Buck-Boost* (figura 11) está relacionado a suas etapas de funcionamento, que opera ora como *buck* e ora como *boost*. Estes dois estágios de operação permitem a inversão no sentido da corrente

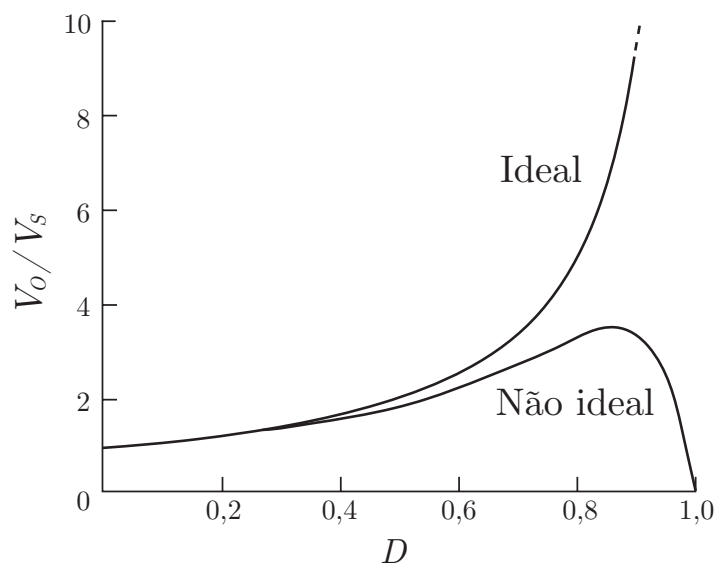


Figura 10: (a) Ganho estático de um conversor *boost* ideal e real (não ideal).  
Fonte: (HART, 2012) com modificações.

e processam níveis distintos de potência e corrente, assim os interruptores  $S_1$  e  $S_2$  não apresentam as mesmas especificações. O projeto do conversor deve considerar que o interruptor  $S_1$  processa uma potência reduzida (armazenamento de energia) e o interruptor  $S_2$  processa maior potência (barramento  $CC$ ).

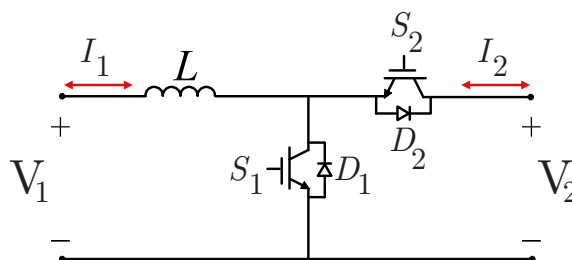


Figura 11: Circuito de conversor bidirecional *Buck-Boost*.  
Fonte: Ferreira (2014) com modificações.

## 1 OPERAÇÃO COMO ELEVADOR *BOOST*:

O conversor opera como elevador caso o transistor  $S_1$  receba pulsos retangulares (idealmente), onde o período em nível alto corresponde ao tempo de condução. Neste momento a energia proveniente da fonte  $V_1$  é armazenada no indutor  $L$ . No instante em que o pulso transita para nível baixo o transistor é bloqueado, e a energia é transferida para a fonte  $V_2$  através da condução pelo diodo  $D_2$ . A figura 12 mostra em destaque o caminho percorrido em cada intervalo, onde o 1º e o 2º referem-se aos instantes de condução do transistor e do diodo, respectivamente.

O ganho estático do conversor *Boost* é dado pela equação (6) e a relação entre

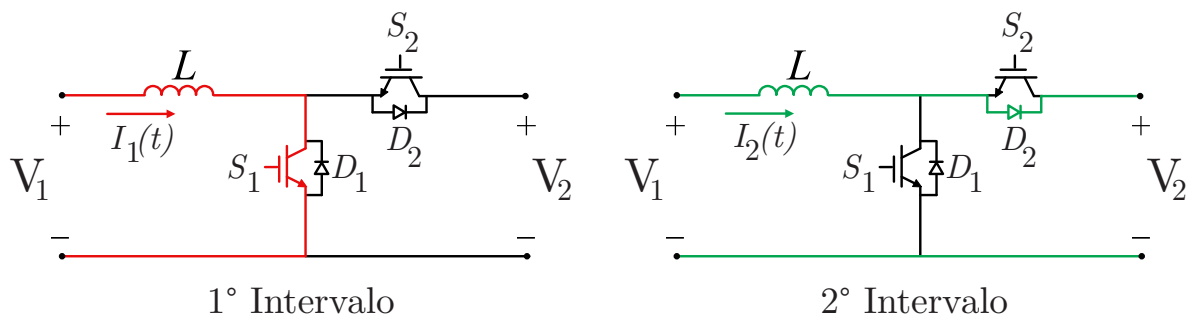


Figura 12: Operação *Boost* do conversor bidirecional.  
Fonte: Ferreira (2014) com modificações.

$I_1$  e  $I_2$  vem da somatória de correntes, conforme apresentado na equação (7).

$$G_{boost} = \frac{V_2}{V_1} = \frac{1}{1-D} \quad (6)$$

$$I_2 + \frac{I_1}{D} = I_1 \Leftrightarrow \frac{I_1}{I_2} = \frac{1}{1-D} \quad (7)$$

## 2 OPERAÇÃO COMO ABAIXADOR *BUCK*:

O conversor opera como abaixador caso o transistor  $S_2$  entre em operação. No instante em que o pulso está em nível alto (1° intervalo) o transistor conduz, enviando energia da fonte  $V_2$  para a fonte  $V_1$ , onde uma parcela fica armazenada no campo magnético do indutor  $L$ . No 2° intervalo o pulso está em nível baixo e, neste momento, a corrente circula pelo diodo  $D_1$  (roda livre). A figura 13 mostra em destaque o caminho percorrido em cada intervalo.

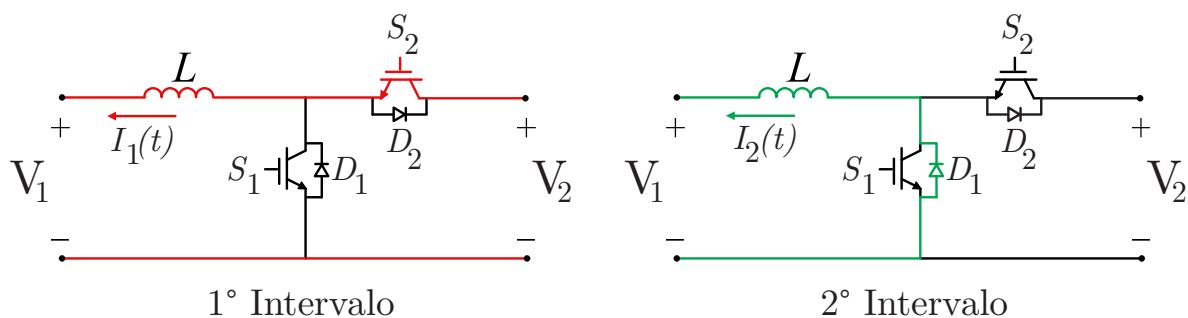


Figura 13: Operação *Buck* do conversor bidirecional.  
Fonte: Ferreira (2014) com modificações.

No conversor *Buck* as relações entre as tensões e correntes são determinadas diretamente. O ganho estático do conversor no modo *Buck* é dada pela equação (8).

$$G_{buck} = \frac{V_1}{V_2} = \frac{I_2}{I_1} = D. \quad (8)$$

### 2.3.3 INVERSOR $CC/CA$

Um inversor  $CC/CA$  é um dispositivo eletrônico que fornece energia elétrica em corrente alternada ( $CA$ ) a partir de uma fonte de energia elétrica em corrente contínua ( $CC$ ). A energia ( $CC$ ) pode ser proveniente, por exemplo, de baterias, células a combustível ou módulos fotovoltaicos. Segundo Pomilio (2010) o principal papel dos inversores nos sistemas de geração distribuída é entregar energia elétrica à rede de distribuição em corrente alternada, dentro de padrões de qualidade adequados. Isto requer, principalmente, que a forma de onda da corrente resultante na rede tenha mínima distorção, ou seja, que se aproxime da forma senoidal.

A tensão  $CA$  de saída deve ter amplitude, frequência e conteúdo harmônico adequados às cargas a serem alimentadas ou a rede em que o mesmo está conectado. Adicionalmente, no caso de sistemas conectados à rede elétrica a tensão de saída do inversor deve ser sincronizada com a tensão da rede (PINHO; GALDINO, 2014).

## 2.4 PROJETO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Nas seções anteriores foram apresentados os conceitos de funcionamento do painel fotovoltaico e conversores estáticos de energia utilizados para a realização do projeto de sistema de geração de energia fotovoltaica, representado pelo diagrama da figura 14, e implementação computacional, demonstrados em seguida.

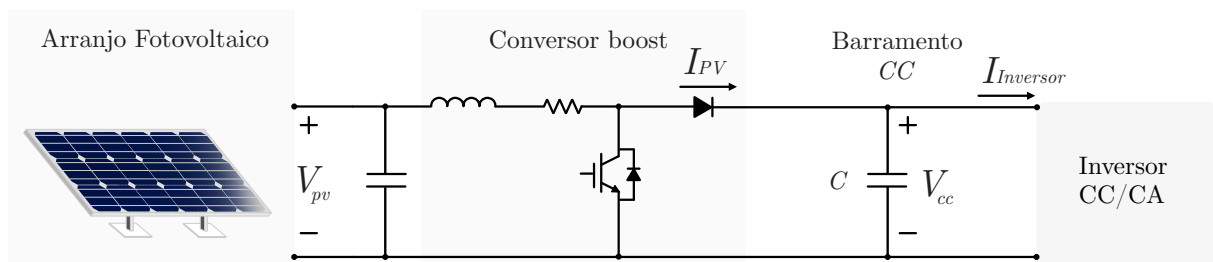


Figura 14: Diagrama de sistema de geração fotovoltaica.  
Fonte: Autoria própria.

### 2.4.1 ARRANJO FOTOVOLTAICO

O painel fotovoltaico considerado para base de valores é o TSM-DD14A, da fabricante Trina Solar, de 335 *Watts* de potência nominal e com valores de *datasheet* mostrados na tabela 1. A disposição do arranjo fotovoltaico é de oito sessões paralelas ou *arrays*, com três painéis em série por *array*, fornecendo assim uma potência nominal de 8040 *W*.



Tabela 1: Parâmetros do painel Solar TSM-335

Parâmetro	Símbolo	Unidade	Valor
Potência máxima	$W_p$	$W$	335
Tensão de máxima potência	$V_{MP}$	$V$	37,9
Corrente de máxima potência	$I_{MP}$	$A$	8,84
Tensão de circuito aberto	$V_{OC}$	$V$	46,3
Corrente de curto circuito	$I_{SC}$	$A$	9,36
Eficiência do módulo	$\eta_{mod}$	-	17,3 %
Células por módulo	$N_{cel}$	-	72
Tipo de célula	-	-	Si Monocristalino
Coefficiente de temperatura de $I_{SC}$	$K_I$	$\%/^{\circ}C$	+0,05
Coefficiente de temperatura de $V_{OC}$	$K_V$	$\%/^{\circ}C$	-0,29
Temperatura nominal de operação da célula	$NOCT$	$^{\circ}C$	$44 \pm 2$
Temperatura de operação	$T_o$	$^{\circ}C$	$-40 \sim +85$

Fonte: (TSM-DD14A(II), 2016).

Com os valores do painel foi utilizado um *script* no programa Matlab baseado no trabalho do professor Villalva *et al.* (2009) para obter parâmetros do modelo teórico do painel fotovoltaico e dispostos na tabela 2. A partir do equacionamento das células fotovoltaicas e dos valores obtidos do painel PV escolhido, é possível observar as curvas de corrente I-V e potência P-V para diferentes valores de irradiância e temperatura, mostrado na figura 15a e 15b respectivamente. Estas curvas foram obtidas através de simulação computacional por código do painel PV em Matlab.

Tabela 2: Parâmetros do painel Solar obtidos em Matlab

Parâmetro	Símbolo	Unidade	Valor
Resistência série	$R_s$	$\Omega$	0,3140
Resistência em paralelo	$R_p$	$\Omega$	629,6408
Corrente de saturação	$I_{sat}$	$A$	$1,679 \cdot 10^{-10}$
Constante de idealidade do diodo	$m$	-	1,011829

Fonte: Autoria Própria.

#### 2.4.2 PROJETO DO CONVERSOR BOOST

Analisando os resultados do painel PV a tensão em *MPP* varia de 36 V a 38,1 V para níveis de irradiância entre  $100 W/m^2$  e  $1000 W/m^2$  (e temperatura fixa de  $25^{\circ}C$ ), considerando que o arranjo PV possui três painéis em série por *array*, a tensão de entrada no conversor *boost* varia entre 108 V a 114,3 V. Segundo Hart (2012) um conversor *boost* projetado para funcionar no modo de condução contínua (corrente no indutor diferente de zero por todo o período de chaveamento) terá um indutor com valor

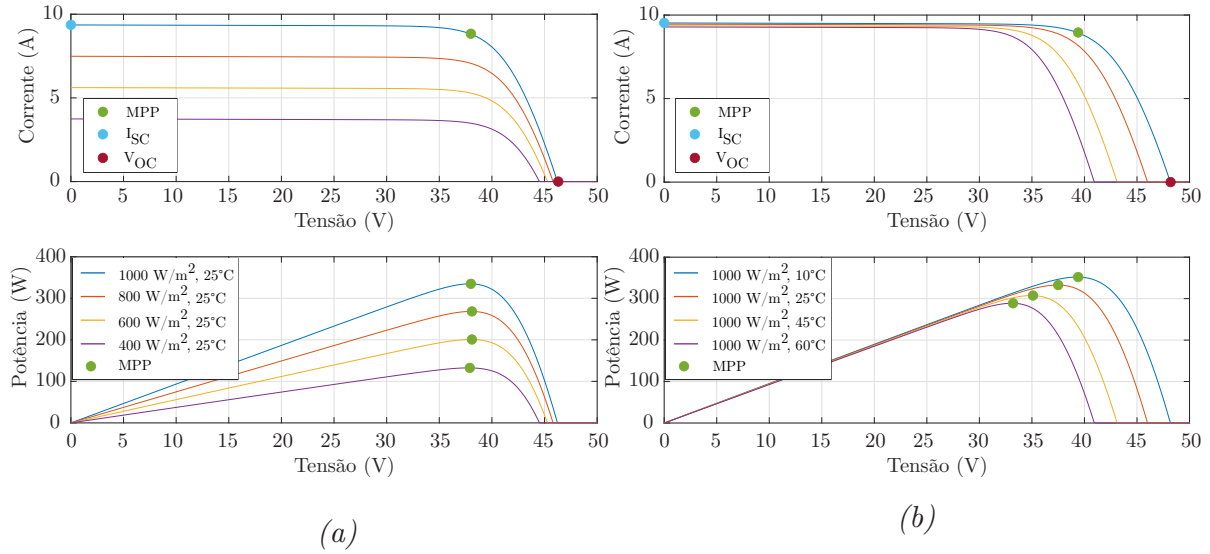


Figura 15: Curvas características do módulo PV TSM-DD14A. (a) valores distintos de irradiância; (b) valores distintos de temperatura.

Fonte: Autoria própria.

maior que  $L_{min}$  e pode ser expresso em termos de uma variação de corrente no indutor ( $\Delta i_L$ ) desejada:

$$L = \frac{V_{pv} D}{\Delta i_L f_d} \quad (9)$$

Tomando como parâmetro que a variação na corrente do indutor não seja maior que 10% da corrente média para todas as condições de funcionamento, o indutor deve ser de no mínimo  $425,53 \mu H$  para a faixa total de tensões de entrada  $V_{pv}$ . Já a capacitância na saída do conversor, segundo Hu *et al.* (2013), dada uma potência nominal e frequência da rede, é determinada pela tensão CC e o valor máximo de ondulação de saída desejado. Este valor de capacitor é encontrado a partir da equação 10:

$$C = \frac{P_{CC}}{(2\pi f_{rede} V_{CC} \Delta V_{CC})} \quad (10)$$

Segundo Hart (2012) os indutores devem ser projetados para terem baixos valores de resistência, minimizando as perdas e maximizando a eficiência, sendo que a resistência no indutor afeta o funcionamento do conversor *boost*, em especial com altas taxas de trabalho. Neste projeto foi adotado o valor de  $R_b = 50 m\Omega$  a partir de outros trabalhos, sendo que para uma implementação do projeto deve-se realizar ensaio para determinar a não idealidade do indutor. Os valores utilizados para o conversor são dispostos na tabela 3.

Tabela 3: Parâmetros do conversor *boost*

Parâmetro	Símbolo	Unidade	Valor
Tensão de entrada máxima	$V_{pv,max}$	V	114,3
Tensão de entrada mínima	$V_{pv,min}$	V	108
Tensão de saída	$V_{CC}$	V	240
Valor de ondulação de saída	$\Delta V_{CC}$	V	24
Duty cycle para $V_{pv,max}$	$D_{Vmax}$	-	0,52
Duty cycle para $V_{pv,min}$	$D_{Vmin}$	-	0,55
Corrente média no indutor para $V_{pv,max}$	$i_{L,max}$	A	70,34
Corrente média no indutor para $V_{pv,min}$	$i_{L,min}$	A	8
Variação de corrente no indutor	$\Delta i_L$	A	7,0341
Indutor	$L_b$	H	$430 \cdot 10^{-6}$
Resistência do indutor	$R_b$	$\Omega$	0,05
Capacitor de entrada	$C_{pv}$	F	0,0022
Capacitor de saída	$C_{cc}$	F	0,0037
Frequência de chaveamento	$f_d$	Hz	20000
Frequência da Rede	$f_{rede}$	Hz	60

Fonte: Autoria Própria.

### 2.4.3 PROJETO DE CONTROLE DO BOOST COM MPPT

Para a metodologia do projeto de controle seguiu-se Pereira (2021). Utilizando um modelo simplificado a partir da linearização do módulo fotovoltaico, que representa com precisão o ponto *MPP* e consiste de uma fonte de tensão e resistência equivalentes (equação 11), é possível realizar a modelagem do circuito (figura 16) composto por arranjo *PV* em conjunto com o conversor *boost*. Tanto a chave quanto o diodo foram considerados como ideais.

$$R_{eq} = \frac{V_{MP}}{I_{MP}} \quad V_{eq} = 2 \cdot V_{MP} \quad (11)$$

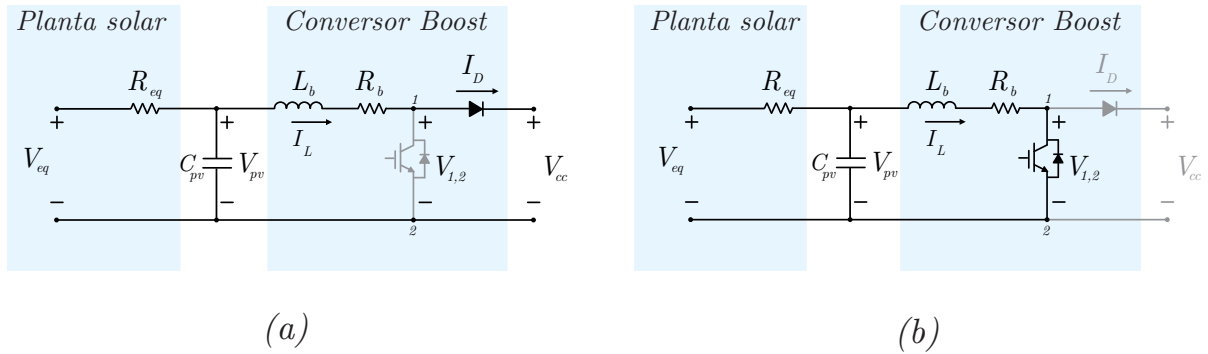


Figura 16: Circuito de planta Solar e conversor *boost*. (a) Chave aberta; (b) Chave fechada.

Realizando a análise do circuito com chave fechada (figura 16 b) onde  $V_{1,2} = 0$  obtém-se a equação em espaço de estados

$$\begin{bmatrix} \frac{dV_{pv}}{dt} \\ \frac{di_L}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{C_{pv}R_{eq}} & -\frac{1}{C_{pv}} \\ \frac{1}{L_b} & -\frac{R_b}{L_b} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{pv} \\ i_L \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{C_{pv}R_{eq}} & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{eq} \\ V_{CC} \end{bmatrix} \quad (12)$$

$$\dot{x} = A_1x + B_1u$$

Em seguida, analisando o circuito com chave aberta (figura 16 a) onde  $V_{1,2} = V_{CC}$  obtém-se a equação em espaço de estados

$$\begin{bmatrix} \frac{dV_{pv}}{dt} \\ \frac{di_L}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{C_{pv}R_{eq}} & -\frac{1}{C_{pv}} \\ \frac{1}{L_b} & -\frac{R_b}{L_b} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{pv} \\ i_L \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{C_{pv}R_{eq}} & 0 \\ 0 & -\frac{1}{L_b} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{eq} \\ V_{CC} \end{bmatrix} \quad (13)$$

$$\dot{x} = A_0x + B_0u$$

As matrizes  $A_1$  e  $B_1$  representam o período ( $d$ ) onde a chave está fechada (ligada) enquanto que  $A_0$  e  $B_0$  representam o período ( $1-d$ ) com chave aberta (desligada), lembrando que o *duty cycle* ( $d$ ) varia de 0 a 100%. Assim, obtém-se equação de espaço de estados que leva em conta o comportamento do sistema como um todo

$$\begin{aligned} \dot{x} &= (dA_1 + (1-d)A_0) \cdot x + (dB_1 + (1-d)B_0) \cdot u \quad (14) \\ \dot{x} &= (A_0 + (A_1 - A_0)d) \cdot x + (B_0 + (B_1 - B_0)d) \cdot u. \end{aligned}$$

Realizando a linearização do conversor *boost* considerando as variáveis de pequenos sinais

$$\begin{cases} d = D + \hat{d} \\ x = X + \hat{x} \\ u = U + \hat{u} \end{cases}$$

e aplicando a Transformada de Laplace, segundo Pereira (2021), obtém-se a função de transferência (15) que relaciona tensão do painel PV por corrente no indutor do *boost* e a (16) que relaciona corrente no indutor por *duty cycle*.

$$G_{vi}(s) = \frac{\hat{v}_{pv}(s)}{\hat{i}_L(s)} = -\frac{1}{C_{pv}s + \frac{1}{R_{eq}}}, \quad (15)$$

$$G_{id}(s) = \frac{\hat{i}_L(s)}{\hat{d}(s)} = \frac{V_{CC}}{L_b s + R_b}. \quad (16)$$

A partir da expressão 15, é possível elaborar uma malha de controle da corrente no indutor, com referência de tensão calculada através de algoritmo *MPPT*. Em seguida, com o uso da expressão 16 é possível elaborar uma malha de controle interna que gera a razão cíclica de acionamento da chave do conversor. Esta abordagem é representada pelo diagrama de blocos da figura 17.

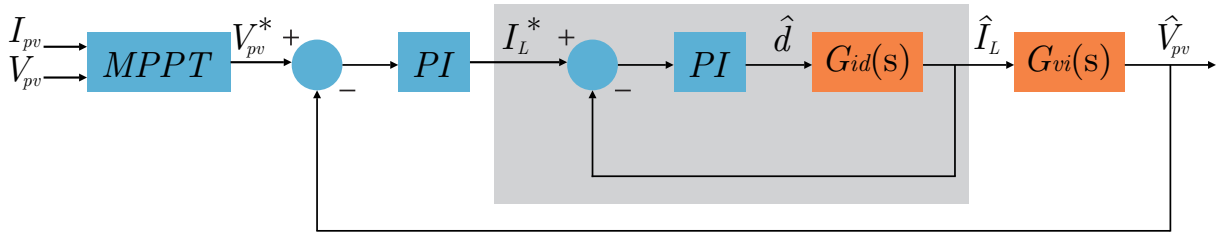


Figura 17: Diagrama de blocos do controle do conversor *boost*.  
Fonte: Pereira (2021).

A estratégia de controle da malha interna considera um controlador Proporcional Integral (PI) como:  $G_{PI,1}(s) = k_{pi} + \frac{k_{ii}}{s}$ . Assim, a função de transferência direta do PI e de  $G_{id}(s)$  é dada por

$$G_{PI+id}(s) = \left( k_{pi} + \frac{k_{ii}}{s} \right) \left( \frac{V_{CC}}{L_b s + R_b} \right) = \frac{k_{pi}}{s} \left( s + \frac{k_{ii}}{k_{pi}} \right) \left( \frac{V_{CC}}{L_b \left( s + \frac{R_b}{L_b} \right)} \right). \quad (17)$$

A partir da alocação de polos (adotando  $\frac{k_{ii}}{k_{pi}} = \frac{R_b}{L_b}$ ) de forma a cancelar o polo da planta obtém-se a função de transferência em malha fechada (18)

$$H_{PI+id}(s) = \frac{1}{\frac{L_b}{V_{CC} k_{pi}} s + 1}. \quad (18)$$

Desta forma, os ganhos do controlador são dados por:

$$\begin{cases} k_{pi} = \frac{2\pi f_{ci} L_b}{V_{CC}} \\ k_{ii} = \frac{2\pi f_{ci} R_b}{V_{CC}} \end{cases} \quad (19)$$

onde  $f_{ci}$  é a frequência de corte da malha e limitada a uma década abaixo da frequência de chaveamento do conversor. Por sua vez, a malha externa da tensão no capacitor de entrada do *boost* é controlada por um PI:  $G_{PI,2}(s) = k_{pv} + \frac{k_{iv}}{s}$ . Assim, a função de transferência direta do PI e de  $G_{vi}(s)$  é dada por

$$G_{PI+vi}(s) = - \left( k_{pv} + \frac{k_{iv}}{s} \right) \left( \frac{1}{C_{pv} s + \frac{1}{R_{eq}}} \right) = - \frac{k_{pv}}{s} \left( s + \frac{k_{iv}}{k_{pv}} \right) \left( \frac{1}{C_{pv} \left( s + \frac{1}{C_{pv} R_{eq}} \right)} \right) \quad (20)$$

Adotando  $\frac{k_{iv}}{k_{pv}} = \frac{1}{C_{pv}R_{eq}}$  de forma a cancelar o polo da planta obtêm-se a função de transferência em malha fechada (21).

$$H_{PI+vi}(s) = \frac{1}{-\frac{C_{pv}}{k_{pv}}s + 1} \quad (21)$$

Desta forma, os ganhos do controlador são dados por:

$$\begin{cases} k_{pv} = -2\pi f_{cv}C_{pv} \\ k_{iv} = \frac{-2\pi f_{cv}}{R_{eq}} \end{cases} \quad (22)$$

onde  $f_{cv}$  é a frequência de corte da malha de tensão e, segundo Pereira (2021), deve ser ajustada a uma década abaixo da frequência de corte da malha de corrente para garantir o funcionamento do controle em cascata. Os valores determinados para o controle são dispostos na tabela 4.

Tabela 4: Parâmetros do controle *boost*

Parâmetro	Símbolo	Unidade	Valor
Ganho proporcional da malha interna	$k_{pi}$	—	0,0225
Ganho proporcional da malha externa	$k_{pv}$	—	-2,7646
Ganho integrativo da malha interna	$k_{ii}$	—	2,6180
Ganho integrativo da malha externa	$k_{iv}$	—	-781,6128
Frequência de corte da malha interna	$f_{ci}$	Hz	2000
Frequência de corte da malha externa	$f_{cv}$	Hz	200

Fonte: Autoria Própria.

A partir da análise do lugar geométrico das raízes da planta compensada (figura 18 a) pode-se confirmar o cancelamento de polo restando apenas um polo na origem e outro afastado no eixo dos reais do semiplano esquerdo, já o diagrama de bode (figura 18 b) demonstra que as harmônicas na faixa de frequência do chaveamento são atenuadas em aproximadamente 60 dB.

Para a implementação do controle com MPPT em bloco de código, foi realizada a conversão do controle em tempo contínuo para tempo discreto pelo método de aproximação “trapezoidal” ou Tustin, resultando nas equações de diferença 23 e 24.

$$y_{PI,1}[n] = 0,0226x[n] - 0,0224x[n-1] + y[n-1] \quad (23)$$

$$y_{PI,2}[n] = -2,7841x[n] + 2,7451x[n-1] + y[n-1] \quad (24)$$

A implementação em bloco de código, destacado na figura 19, do código de algoritmo MPPT e controle das malhas é demonstrado no quadro 1.

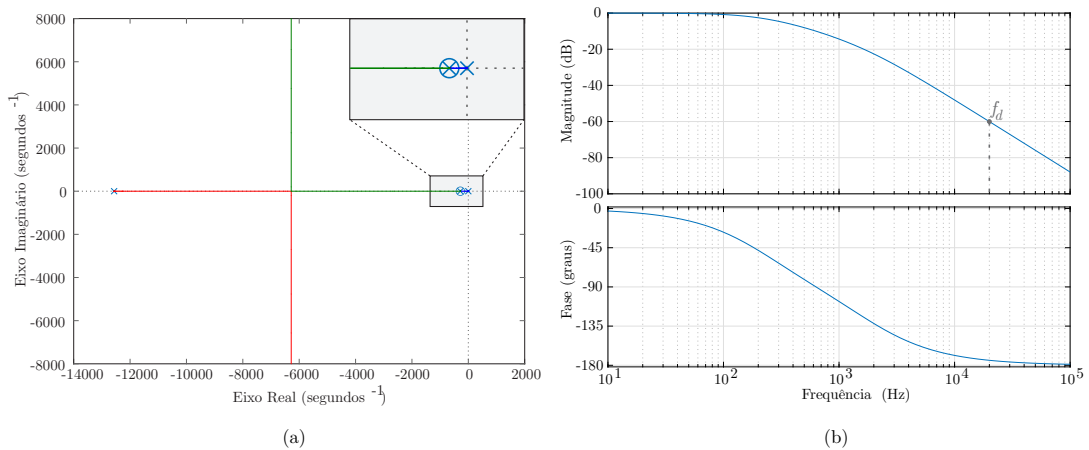


Figura 18: Análise da planta compensada. (a) Lugar geométrico das raízes; (b) Diagrama de bode.

```

1  ΔV = 0.1;                               % passo de tensão do MPPT
2  P_PV = V_PV * I_PV;                       % [--- MPPT ---]
3  if (P_PV == P_old)
4      Vref = V_old;
5  elseif (P_PV > P_old)
6      if (V_PV > V_old)
7          Vref = V_old + ΔV;
8      else
9          Vref = V_old - ΔV;
10     end
11 else
12     if (V_PV > V_old)
13         Vref = V_old - ΔV;
14     else
15         Vref = V_old + ΔV;
16     end
17 end
18 V_old = V_PV;
19 P_old = P_PV;                               % [ --- fim do MPPT ---]
20 ILref = -2.7841*(Vref-V_PV) + 2.7451*pi2_x + pi2_y; % [ --- PI 2 --- ]
21 pil_x = (Vref-V_PV);
22 pil_y = ILref;
23 D = 0.0226*(ILref-IL) - 0.0224*pil_x + pil_y; % [ --- PI 1 --- ]
24 pi2_x = (ILref-IL);
25 pi2_y = D;
26 if (D < 0)                                   % saturacao do duty cycle
27     D = 0;
28 elseif (D > 0.9)
29     D = 0.9;

```

Quadro 1: Algoritmo MPPT e controle do conversor boost

Foi realizado na ferramenta Simulink o circuito representado na figura 19, para a simulação em malha fechada do projeto de geração PV. O sistema de controle do conversor *boost* com MPPT é realizado em um bloco de código e uma fonte de corrente controlada é adotada para emular, simplificadamente, o comportamento de um inversor ligado à rede. O controle da fonte de corrente realizado em bloco de código, destacado na figura 19, é dado pelo código abaixo:

```

1 P_PV = V_PV * I_PV;
2 Verro_cc = 240 - V_CC;
3 V = 0.9001*Verro_cc - 0.8999*pI_x + pI_y;
4 pI_x = Verro_cc;
5 pI_y = V;
6 I_inv = P_PV/V; % calculo da corrente controlada
7 if(I_inv < 0) % saturador
8     I_inv = 0;
9 end

```

Quadro 2: Controle do inversor

A partir da simulação obteve-se curvas (figura 20) que confirmam o funcionamento do sistema dentro dos objetivos especificados, seguindo o MPP do conjunto fotovoltaico e, conseqüentemente, gerando a potência esperada para os níveis de irradiação aplicados e temperatura de 25 °C.

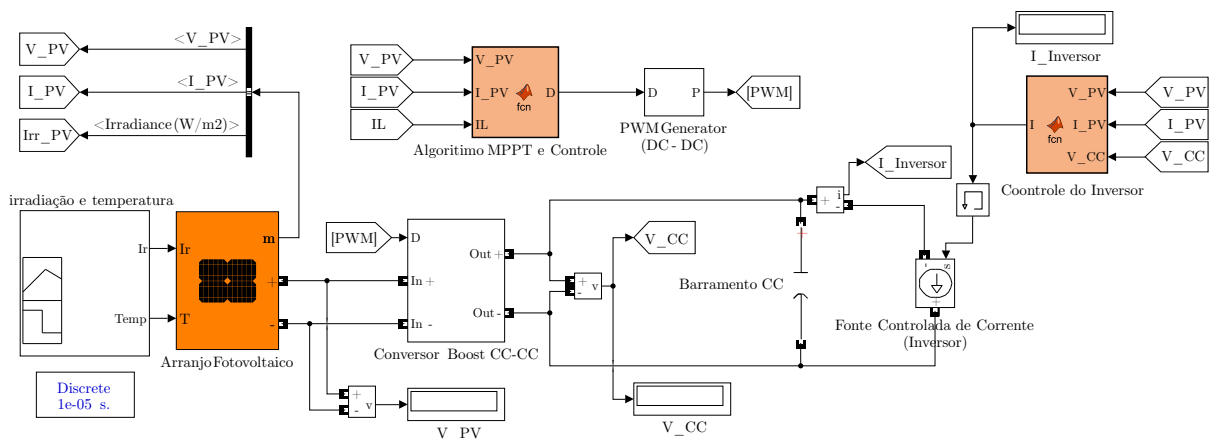


Figura 19: Simulação de Geração fotovoltaica com MPPT realizado em Simulink.  
Fonte: Autoria própria.

A fonte de corrente utilizada é controlada a partir da razão entre a potência gerada no arranjo PV e a ação de um controlador PI, este que controla a tensão no barramento *CC* com uma referência de tensão de 240 V. O resultado obtido, mostrado na figura 21, é um nível de tensão no barramento *CC* que segue a referência e um despacho de



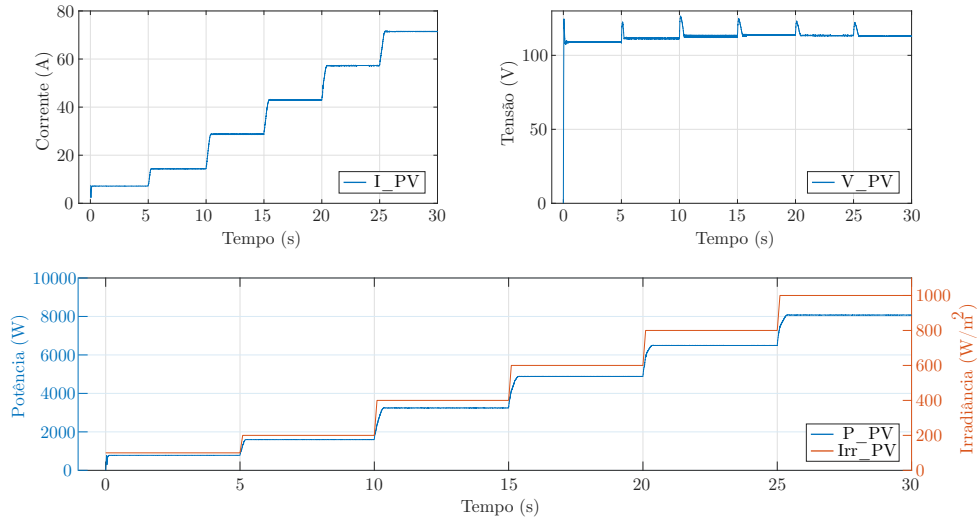


Figura 20: Curvas do arranjo fotovoltaico com MPPT.

Fonte: Autoria própria.

potência próximo ao valor de geração, sendo que a discrepância entre geração e despacho é atribuída a perdas causadas pela resistência do indutor  $R_b$ .

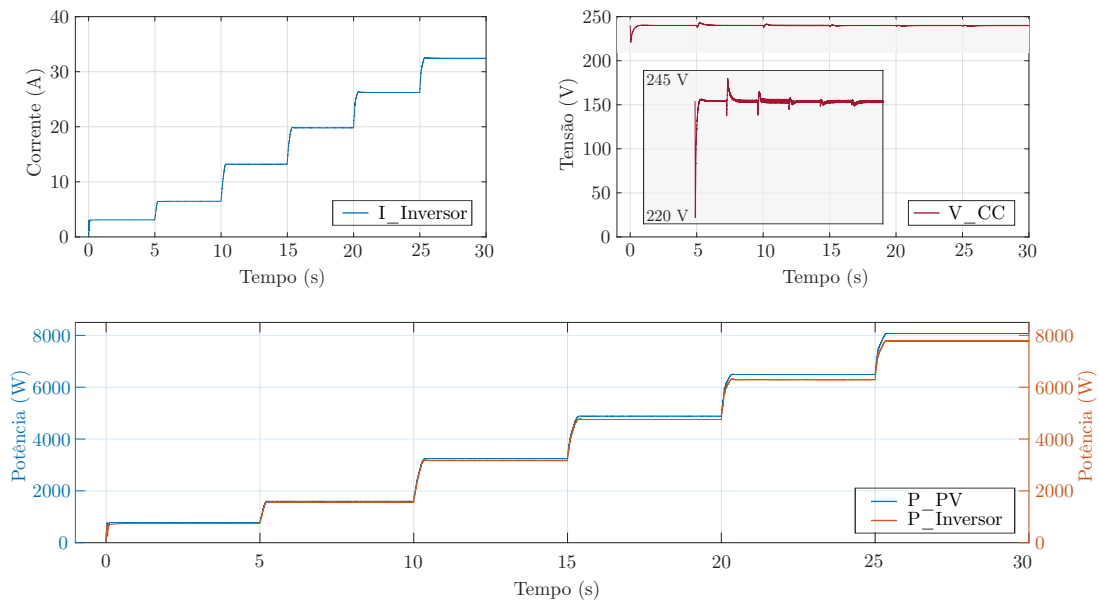


Figura 21: Curvas do barramento CC.

Fonte: Autoria própria.

## 2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Neste capítulo foram abordados os princípios que norteiam a geração fotovoltaica, conversores estáticos utilizados para o condicionamento da energia elétrica e uma breve explicação sobre o que são os inversores  $CC/CA$ . Por fim foi realizado o projeto de um sistema de geração fotovoltaica e uma simulação computacional foi implementada para verificar o funcionamento do sistema em malha fechada. Foi possível constatar

---

que o sistema analisado realiza o rastreamento do ponto *MPP* corretamente e mantém o despacho da potência de geração *PV*, enquanto opera o barramento *CC* no nível de tensão desejado. Desta forma, o sistema projetado será utilizado para analisar o comportamento de sistemas fotovoltaicos utilizando supercapacitores, que serão abordados nos próximos capítulos.

### 3 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA COM BANCO DE SUPERCAPACITORES

Considerando que a ocorrência de intermitências de irradiância solar afeta diretamente a geração e despacho de potência, o uso de um sistema de armazenamento de energia pode contribuir para reduzir estes efeitos. Segundo Kakimoto *et al.* (2009), é possível minimizar as intermitências na geração *PV* através do uso de um banco de supercapacitores como elemento do barramento *CC* em conjunto com uma implementação de controle do despacho de energia. Em seguida, um breve comparativo entre baterias e supercapacitores é apresentado em conjunto com apresentação de supercapacitores e integração a geração fotovoltaica.

#### 3.1 SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Sistemas de armazenamento de energia, do inglês *energy storage system (ESS)*, passaram a ter um papel fundamental nos últimos anos, sendo uma das soluções mais utilizadas para a melhoria de processos industriais. Esses dispositivos aumentam o desempenho dos sistemas de produção, melhorando a eficiência energética, confiabilidade e flexibilidade dos sistemas elétricos. Este tema tem hoje uma grande relevância devido a alta integração das energias renováveis nas redes elétricas (NAVARRO *et al.*, 2021).

A densidade de energia, que representa a quantidade de energia armazenada por unidade de volume ( $Wh/L$ ), e a densidade de potência, que representa a velocidade em que determinada quantidade de energia pode ser transferida pelo dispositivo por unidade de volume ( $W/L$ ), são os dois parâmetros que caracterizam os sistemas de armazenamento de energia e os dispositivos de conversão (Augusto Ferreira; Antenor Pomilio, 2005). Observa-se que em comparação com as baterias, na figura 22, os supercapacitores possuem maior densidade de potência, e portanto podem fornecer uma melhor resposta dinâmica para suporte de curto prazo à geração fotovoltaica. Além disso, a ciclabilidade dos supercapacitores é muito superior que a das baterias, garantindo uma vida útil maior.

##### 3.1.1 SUPERCAPACITORES

Supercapacitores são preferíveis a baterias em aplicações onde alta potência, baixa energia e altas taxas de carga/descarga (ciclos na faixa de segundos a alguns

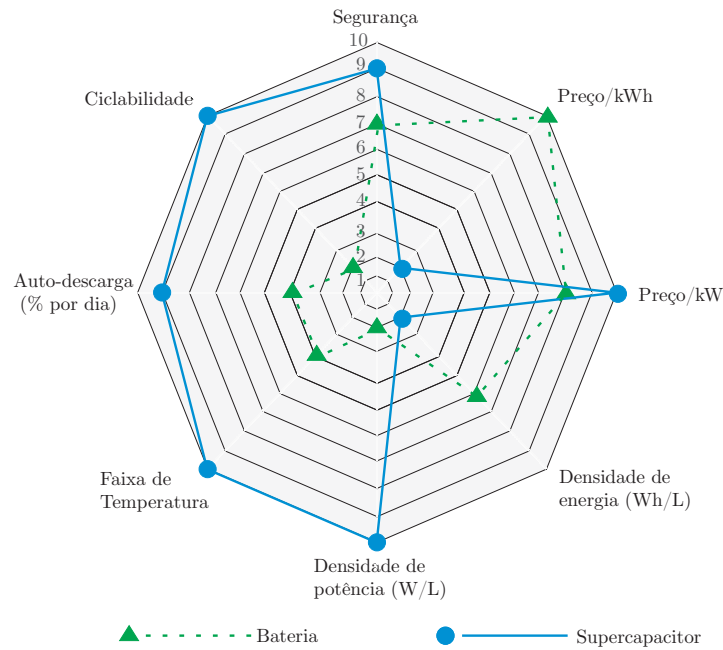


Figura 22: Comparação qualitativa entre bateria de chumbo-ácido e supercapacitor. Fonte: (NASERI *et al.*, 2017) com modificações.

minutos) são requisitos (NAVARRO *et al.*, 2021). O Supercapacitor (SC), também chamado de ultra-capacitor na literatura, é um capacitor eletroquímico composto por dois eletrodos porosos separados por um material dielétrico isolador (separador). Os eletrodos e o separador são imersos em uma solução eletrolítica e cada eletrodo é conectado a um dos terminais do *SC*. Quando as placas do *SC* são carregadas (figura 23), uma carga oposta se forma em cada lado do separador, criando o que se chama de camada elétrica dupla, do inglês, *electric double-layer*. Esta configuração faz com que a capacitância seja diretamente proporcional à área e inversamente proporcional à distância das placas (GRBOVIC, 2014). O material do separador permite o trânsito de íons enquanto que isola o contato direto entre os eletrodos.

Os *SC* são capacitores não lineares e possuem capacitância dependente da tensão, descrita por:

$$C_{sc}(v) = C_0 + k_C \cdot v \quad (25)$$

onde  $C_0$  é a capacitância inicial, que representa a capacitância eletroestática,  $k_C$  o coeficiente que representa os efeitos da camada de difusão do *SC* e  $v$  é a tensão aplicada.

O valor típico de capacitância dos *SC* disponíveis no mercado é na casa de milhares de farads ( $F$ ), enquanto a tensão é da ordem de dezenas de volts. Na tabela 5 são mostrados alguns valores usuais de capacitores de filme eletrostático (*CFE*), capacitores eletrolíticos (*CE*) e supercapacitores (GRBOVIC, 2014).

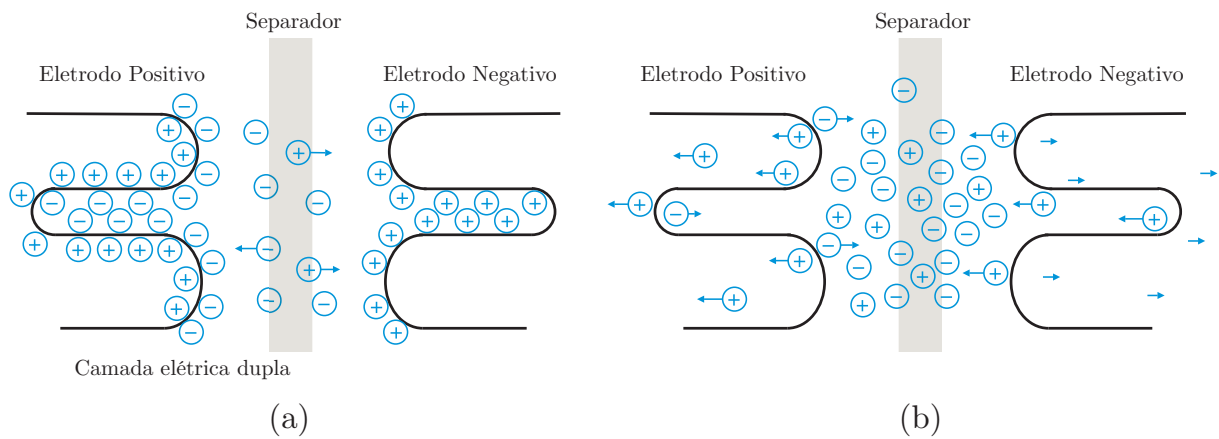


Figura 23: Desenho ilustrativo da disposição das cargas. (a) durante a carga do *SC*; (b) durante descarga do *SC*.

Fonte: Tecate (2021).

Tabela 5: Comparativo das propriedades entre capacitores convencionais e supercapacitor.

Tipo	tensão nominal	Capacitância	Energia
<i>CFE</i>	880 V	700 – 900 $\mu F/dm^3$	270 – 350 $J/dm^3$
<i>CE</i>	450 V	5000 – 7500 $\mu F/dm^3$	500 – 750 $J/dm^3$
<i>SC</i>	2,8 V	5000 – 7500 $F/dm^3$	19 – 30 $kJ/dm^3$

Fonte: (GRBOVIC, 2014)

### 3.1.2 MODELO DE CIRCUITO ELÉTRICO DO SUPERCAPACITOR

O circuito elétrico equivalente para o supercapacitor, mostrado na Figura 24, é composto por três componentes ideais: A resistência em série  $R_{s,sc}$ , que contribui para a perda de potência durante carga/descarga do *SC*, a resistência paralela  $R_{p,sc}$ , que representa o efeito de auto descarga, e a capacitância  $C_{sc}$  (TECATE, 2021).

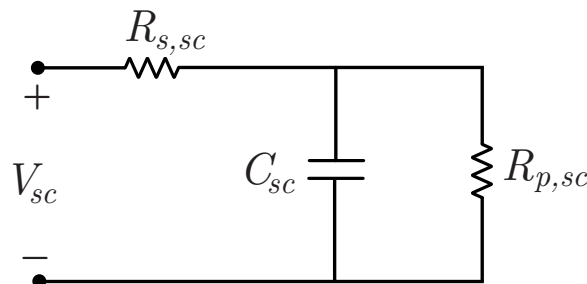


Figura 24: Circuito equivalente de primeira ordem de um supercapacitor.

Fonte: Tecate (2021) com modificações.

A capacitância ( $C_{sc}$ ) é responsável pelo fenômeno mais importante do modelo, ela determina o comportamento da carga no circuito. A quantidade de energia armazenada e a taxa de variação de energia são ambos determinados pelo valor de  $C$  (ANDERSSON,

2008).

Segundo powersimtech (2016) para determinar os parâmetros do modelo, se faz necessárias informações (*datasheet*) da fabricante. Em adição, ensaios experimentais de medição da tensão do supercapacitor durante o processo de carga e descarga são necessários. A figura 25 mostra a tensão  $V_c$  de um supercapacitor quando carregado por uma corrente constante entre os tempos 0 e  $t_3$ , a partir de  $t_3$  esta corrente é removida.

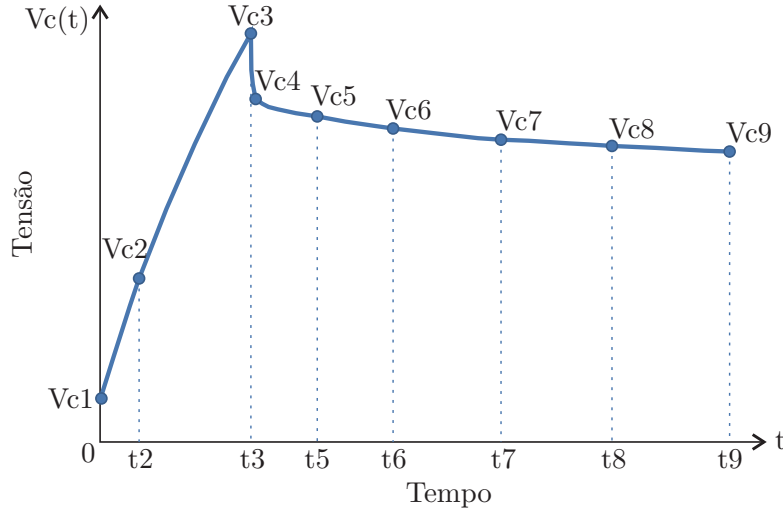


Figura 25: Curva de carga e descarga de supercapacitores.  
Fonte: powersimtech (2016) com modificações.

Para projeto do *ESS*, as células de *SC* são combinadas no que se refere como banco de supercapacitores, e a dimensão deste banco depende do nível de potência desejado (potência necessária para o suporte do sistema fotovoltaico), duração típica de descarga e tensão mínima permitida na descarga do banco de *SC*. A capacitância mínima do banco é dada pela equação 26, sendo que esta equação é baseada no fato de que o banco de supercapacitores pode ser descarregado em até 50% de seu valor de tensão nominal (PALLA; Seshadri Sravan Kumar, 2020).

$$C_{SC}^{min} = \frac{3P_0\Delta t}{V_{SC,n}^2} \quad (26)$$

### 3.2 ESTRATÉGIA PARA UTILIZAÇÃO DE BANCO DE SUPERCAPACITORES NA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Nesta seção é analisada a utilização de Banco de Supercapacitores como elemento do barramento *CC*. Para a abordagem de controle de despacho de potência seguiu-se Kakimoto *et al.* (2009), onde é utilizada uma estratégia de média móvel da geração  $P_{PV}$  ocorrida em um intervalo de tempo  $T$ , dada pela equação 27. A média

móvel  $P_s$  pode tomar valores entre zero e a potência nominal do inversor  $P_r$ , já a taxa de variação da média  $P_s$  é limitada pelo período da média como mostra a equação 28.

$$P_s = \bar{P}_{PV} = \frac{1}{T} \int_{(t-T)}^t P_{PV} dt \quad (27)$$

$$-\frac{P_r}{T} \leq \frac{dP_s}{dt} \leq \frac{P_r}{T} \quad (28)$$

A média móvel discreta, descrita pela equação (29), foi obtida em Vega (2018)

$$P_s[n] = \frac{1}{M_T} \sum_{k=0}^{M_P} P_{PV}[n-k] \quad (29)$$

onde  $M_T = (M_P + 1)$  e  $M_P \in \mathbb{N}^+$ .

A diferença entre  $P_{PV}$  e  $P_s$  deve então ser absorvida ou fornecida pelo banco de supercapacitores projetado em seguida.

$$P_{SC} = P_{PV} - P_s \quad (30)$$

Para o projeto de banco de supercapacitores o modulo de  $SC$  escolhido como parâmetro é o *BMOD0058* da fabricante Maxwell, e com valores de *datasheet* mostrados na tabela 6. A disposição do banco de  $SC$  projetado é de duas sessões paralelas com 15 módulos *BMOD0058* em série (30 no total), garantindo assim uma tensão máxima de 240 V. A tensão mínima admitida no barramento deve levar em conta que um inversor *CC/CA* requer uma diferença de potencial acima que a de pico da rede elétrica ao qual se conecta, e neste trabalho adotada como monofásica de 180  $V_p$ . para garantir uma margem acima de 20% do valor de pico foi adotado um limite mínimo de 220 V para uso do banco de  $SC$  no barramento CC. Os valores do banco de supercapacitor estão dispostos na tabela 7.

Tabela 6: Parâmetros da célula do supercapacitor *BMOD0058*.

Parâmetro	Símbolo	Unidade	Valor
Capacitância	$C_{SC}$	F	58
Tensão	$V_{SC}$	V	16
Resistência em série	$R_{s,sc}$	$\Omega$	0,022

Fonte: (MAXWELL, 2019).

A partir da equação 31 pode-se determinar que a energia elétrica disponível dentro da faixa de atuação do supercapacitor, ilustrada pela figura 26, é de 35,573 kJ e

representa 16% da capacidade nominal do banco.

$$E = \frac{1}{2}CV^2 \quad (31)$$

Tabela 7: Parâmetros do banco de supercapacitores em barramento CC

Parâmetro	Símbolo	Unidade	Valor
Capacitância	$C_{SC}$	$F$	7,7333
Tensão máxima	$V_r$	$V$	240
Tensão média	$V_o$	$V$	230
Tensão mínima	$V_m$	$V$	220
Energia nominal	$E_r$	$kJ$	222,72
Resistência em série	$R_{s,sc}$	$\Omega$	0,33
Número de módulos	$n_{SC}$	-	30

Fonte: Autoria própria.

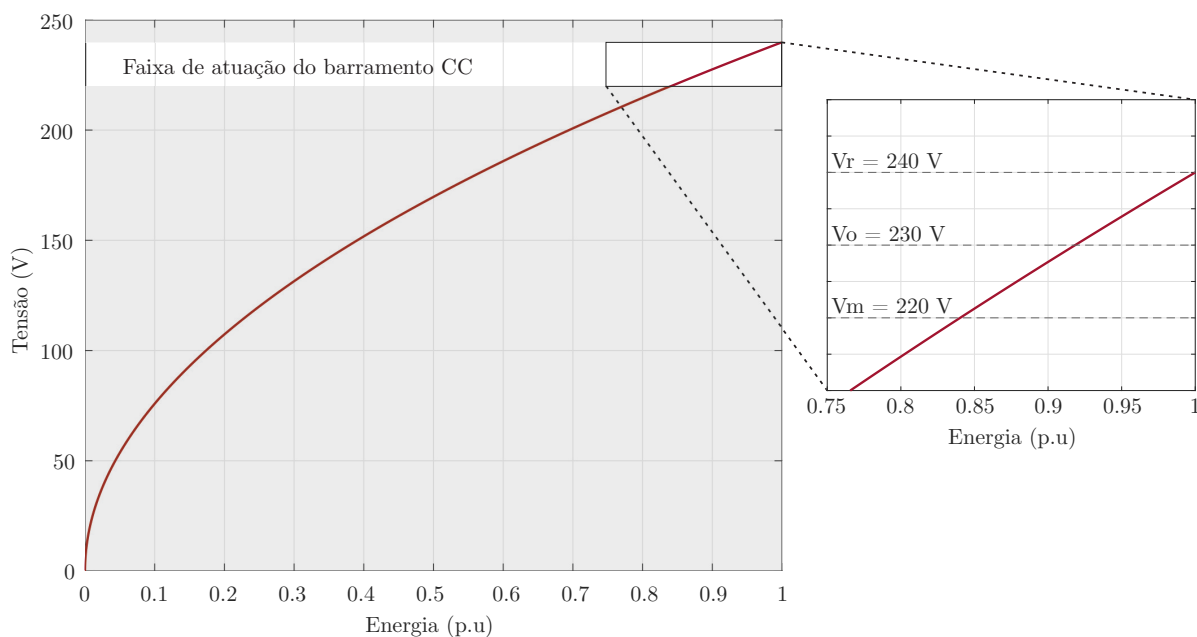


Figura 26: Relação entre energia armazenada e tensão do banco de SC.

Fonte: Autoria própria.

Para garantir que o banco de supercapacitores tenha disponibilidade tanto de armazenar quanto suprir energia, é desejável que sua capacidade atual permaneça próxima à metade de sua faixa de atuação. Sendo assim, uma componente de ação de controle proporcional da tensão no barramento é adicionada à média móvel, com tensão de referência  $V_o$  e ganho  $K$ . Desta forma, quanto maior for este ganho mais rápida a tensão retorna a referência, porém o despacho deixa de seguir a média móvel. A referência de potência, (despacho do inversor), é dada pela equação 32.

$$P = P_s + K(V_{SC} - V_o) \quad (32)$$



Um comparativo do comportamento quando ocorre uma queda na geração  $PV$ , para diferentes ganhos  $K$ , e entre médias tomadas por intervalos diferentes de tempo, (amostras discretas), é apresentado na figura 27. A figura 28 apresenta o diagrama de blocos de controle que gera uma referência de corrente para o inversor.

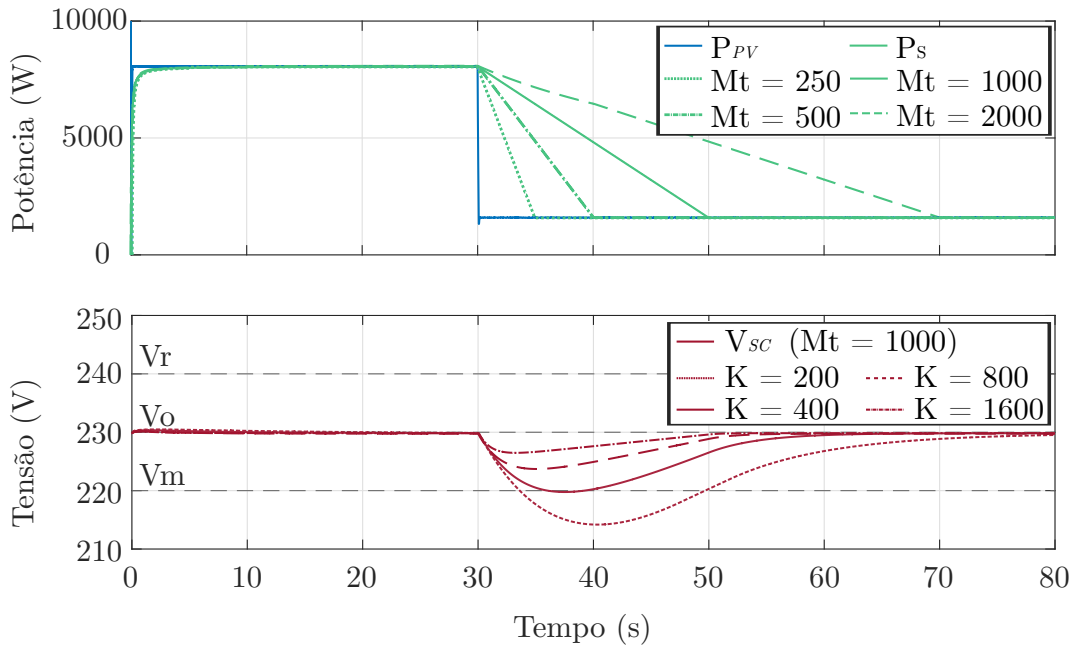


Figura 27: Comparação entre tamanhos de amostra de média móvel e ganhos  $K$ .  
Fonte: Autoria própria.

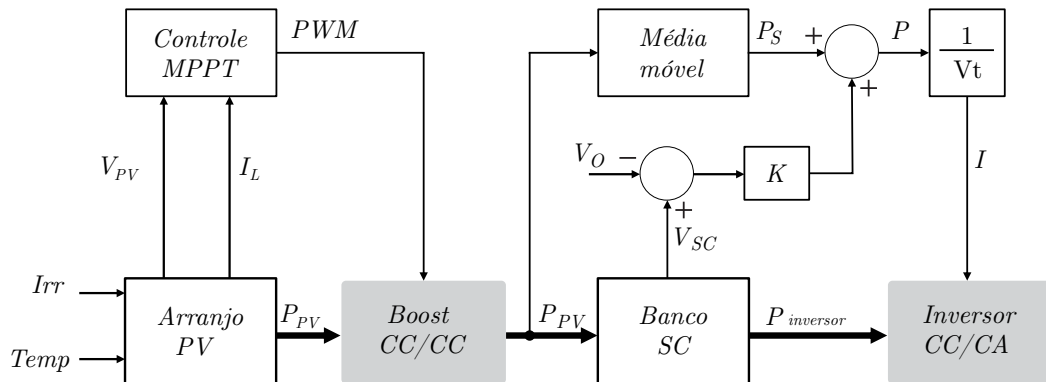


Figura 28: Diagrama de Blocos de controle do barramento CC com banco de Supercapacitores.  
Fonte: Autoria própria.

Para implementação em simulação computacional do controle com média móvel apresentado, são realizadas  $M_T = 1000$  amostras com período de amostragem de  $20\text{ ms}$ , resultando em uma média móvel dos últimos 20 segundos, com ganho  $K = 400$ . A figura 29 exemplifica o comportamento para um degrau de queda de irradiância.

Pode-se verificar que quando ocorre a queda de irradiância abrupta, o despacho

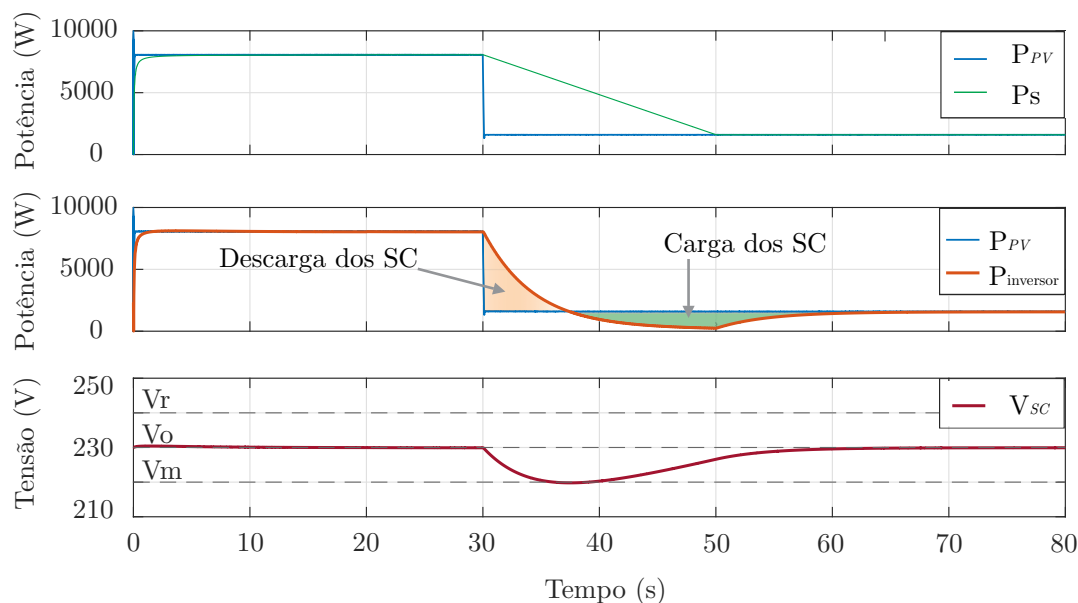


Figura 29: Comportamento da geração e despacho com queda de 80% de irradiância.  
Fonte: Autoria própria.

segue a média móvel e conseqüentemente, o banco de supercapacitores descarrega para suprir a diferença de potência. logo depois, a potência despachada se torna menor que a de geração  $PV$ , devido ao controle proporcional. Uma simulação computacional foi realizada para perfis de intermitências de curta duração na geração  $PV$  utilizando o controle de despacho proposto. Os resultados da simulação são dispostos na figura 30.

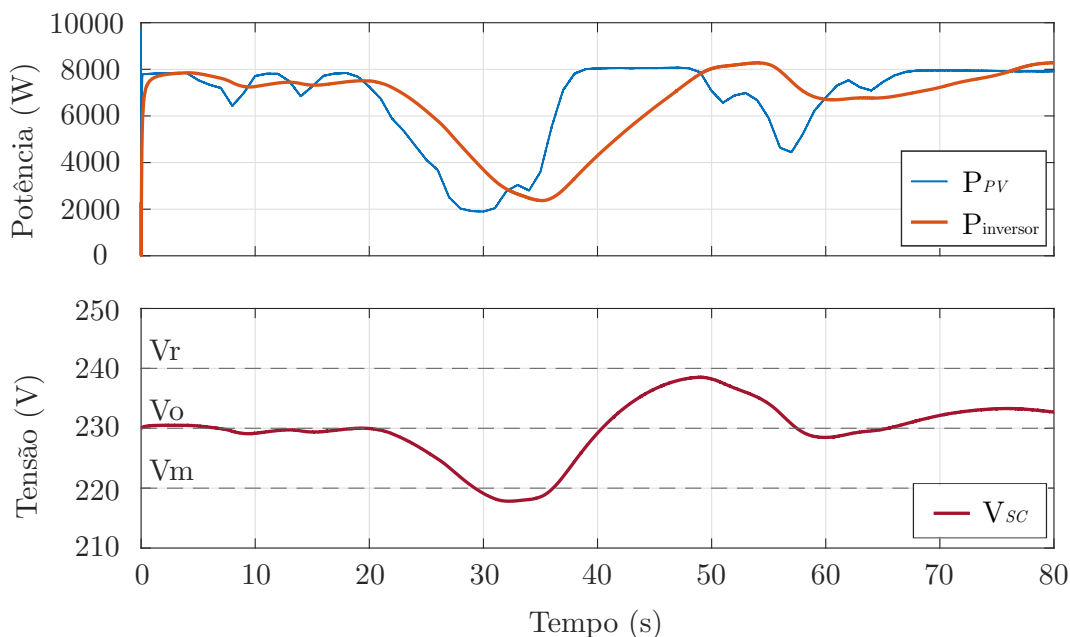


Figura 30: Comportamento da geração e despacho com intermitências de irradiância.  
Fonte: Autoria própria.

Através de análise dos resultados é constatado que esta configuração de utilização do banco  $SC$  é capaz de reduzir intermitências do sistema fotovoltaico.

Entretanto, a eficiência obtida com o uso de supercapacitores é reduzida, devido ao fato da energia disponível ser limitada, em razão da limitação de descarga no barramento *CC*.

### 3.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Neste capítulo foi apresentada a utilização de um banco de supercapacitores como elemento armazenador de energia, dando lugar aos tradicionais capacitores de barramento *CC*. Além disto, foi levantada uma estratégia de despacho de energia que utiliza o armazenador no sentido de reduzir intermitências. Através dos resultados obtidos em simulação verificou-se que é possível reduzir em certo grau as inconstâncias da geração fotovoltaica, isto é obtido com a vantagem de não ser necessária a introdução de elementos adicionais como conversores estáticos de energia. Porém a utilização dos *SC* no barramento *CC* trás limitações de uso devido a queda de tensão permitida no barramento, que implica em uma utilização limitada da energia disponível no banco de supercapacitores. Por fim, vale a pena destacar que a componente proporcional do cálculo de referência de despacho, esta que visa retornar a tensão do barramento para o centro de sua faixa de atuação, não garante que a tensão (e por consequência o estado de carga dos supercapacitores) permaneça dentro dos limites de atuação.

## 4 GERENCIAMENTO DE ARMAZENADOR DE ENERGIA COM SUPERCAPACITORES UTILIZANDO CONVERSOR BIDIRECIONAL

Neste capítulo é realizado o projeto de um conversor bidirecional, seu controle e estratégia de gerenciamento do armazenador de energia visando a redução de intermitências. O armazenador de energia, composto por supercapacitores, é redimensionado para o uso com o conversor bidirecional.

### 4.1 BANCO DE SUPERCAPACITORES

Para fins comparativos com os resultados do capítulo anterior, o banco de supercapacitores utilizado com o conversor bidirecional é composto pelo mesmo número de módulos *BMOD0058*, dispostos desta vez por três sessões paralelas de 10 módulos (30 no total), tendo assim uma tensão máxima de 160V. Já a tensão mínima admitida para o projeto leva em conta o ganho do conversor em modo *boost* para não perder sua eficiência. Os valores do banco *SC* estão dispostos na tabela 8 e sua energia elétrica disponível dentro da faixa de atuação do supercapacitor é de 167,04 *kJ*, representando 75% da capacidade nominal do banco.

Tabela 8: Parâmetros do banco de supercapacitores

Parâmetro	Símbolo	Unidade	Valor
Capacitância	$C_{sc}$	<i>F</i>	17,4
Tensão máxima	$V_r$	<i>V</i>	160
Tensão média	$V_o$	<i>V</i>	120
Tensão mínima	$V_m$	<i>V</i>	80
Energia nominal	$E_r$	<i>kJ</i>	222,72
Resistência em série	$R_s$	$\Omega$	0,22
Número de módulos	$n_{SC}$	-	30

### 4.2 PROJETO DO CONVERSOR BIDIRECIONAL

A topologia de conversor bidirecional e sua ligação com o banco de supercapacitores e o barramento *CC* no circuito de geração fotovoltaica é representada pela figura 31.

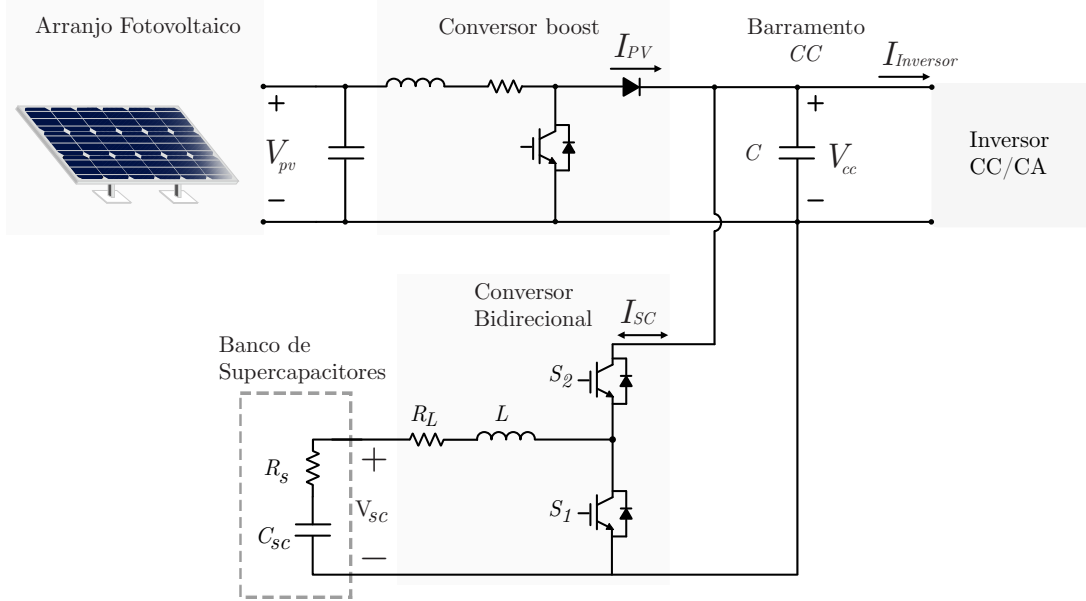


Figura 31: Diagrama do sistema de geração fotovoltaica conectado ao banco de supercapacitores através de conversor bidirecional.

Fonte: Autoria própria.

Segundo (FERREIRA, 2014) o indutor é compartilhado durante a operação como elevador e abaixador do conversor bidirecional, sendo assim, deve-se encontrar um valor que garanta a ondulação máxima inferior à estipulada em qualquer situação. Seguindo a análise apresentada por (FERREIRA, 2014), para os modos *buck* e *boost*, a indutância é dada pelas equações 33 e 34.

$$L_{buck} = \frac{(V_{cc} - V_{sc})D_1}{F_s \Delta I_L} \quad (33)$$

$$L_{boost} = \frac{V_{sc}D_2}{F_s \Delta I_L} \quad (34)$$

Realizando o cálculo da indutância para os modo de operação *buck* e *boost* do conversor, verifica-se que para um mesmo valor de  $\Delta I_L = 7,5 \text{ A}$  (10% da corrente de carga/descarga média considerando a potência nominal da geração *PV*) a indutância que garante um *ripple* menor que o especificado levando-se em conta as tensões dos elementos acumuladores é de  $1,1 \text{ mH}$ . A resistência do indutor foi adotada com base em valores típicos apresentados nas referências adotadas no trabalho. Os valores utilizados para o conversor são dispostos na tabela 9.

A estratégia para operação de tal conversor durante o processo de carga/descarga do *SC* é a partir do controle da corrente no indutor  $L$ , o qual está conectado em série com o banco de supercapacitores. Em Bhardwaj (2015) é apresentado um controle único do conversor com o acionamento complementar das chaves, e em

Tabela 9: Parâmetros do conversor bidirecional.

Parâmetro	Símbolo	Unidade	Valor
Tensão do Banco máxima	$V_{sc,max}$	V	160
Tensão do Banco mínima	$V_{sc,min}$	V	80
Tensão do Barramento	$V_{cc}$	V	240
Duty cycle para $V_{sc,max}$ em modo <i>boost</i>	$D_{1,min}$	-	0,33
Duty cycle para $V_{sc,min}$ em modo <i>boost</i>	$D_{1,max}$	-	0,66
Duty cycle para $V_{sc,max}$ em modo <i>buck</i>	$D_{2,max}$	-	0,66
Duty cycle para $V_{sc,min}$ em modo <i>buck</i>	$D_{2,min}$	-	0,33
Variação de corrente no indutor	$\Delta I_L$	A	7,5
Indutor	$L$	H	$1,1 \cdot 10^{-3}$
Resistência do indutor	$R_L$	$\Omega$	1,5
Frequência de chaveamento	$f_s$	Hz	20000

Argyrou *et al.* (2021) a operação se dá pela combinação de dois modos de controle.

O modo *boost* (descarga do SC) opera a chave  $S_1$  enquanto a chave  $S_2$  permanece aberta (desligada) carregando o indutor e descarregando no sentido do barramento. E o modo *buck* (carga do SC) opera a chave  $S_2$  enquanto a chave  $S_1$  permanece aberta, carregando o indutor e descarregando no sentido do banco de SC. Um terceiro estado ocorre durante a transição entre os dois modos, onde as duas chaves permanecem abertas e a corrente no indutor é zero. A figura 32 exemplifica a transição entre estes estados.

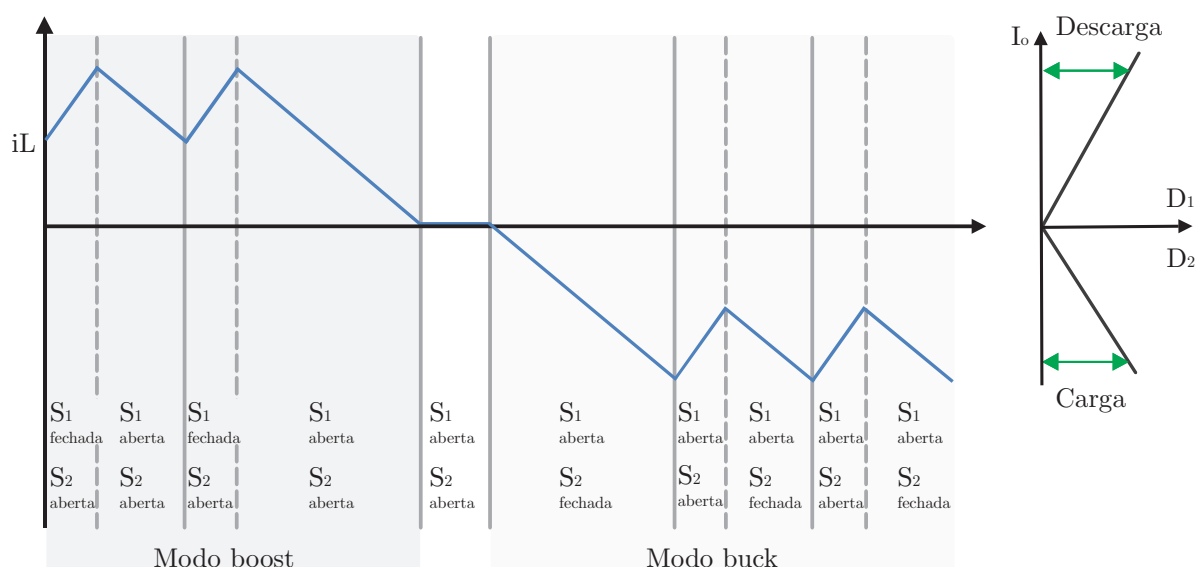


Figura 32: Transição de sentido de corrente no conversor bidirecional.

Fonte: Bhardwaj (2015) com modificações.

#### 4.2.1 PROJETO DOS CONTROLADORES

Para o acionamento individual das chaves semicondutoras do conversor bidirecional, conforme a estratégia de operação dos modos apresentada anteriormente,

são projetados dois controladores, um para o modo *boost*, que controla a corrente no sentido de descarga do banco de supercapacitores com elevação do nível de tensão para o barramento, e outro do modo *buck*, que opera a corrente no sentido de carregar o banco *SC* com nível de tensão menor. As plantas  $G_1(s)$  e  $G_2(s)$  representam a função de transferência do conversor bidirecional para os modos *boost* e *buck* respectivamente, e são representadas pelas equações 35 e 36. A técnica de modelagem de pequenos sinais para os dois modos do conversor bidirecional em conjunto com o banco de supercapacitores pode ser encontrada em Naresh *et al.* (2020) e Argyrou *et al.* (2021).

$$G_1(s) = \frac{\hat{i}_L(s)}{\hat{d}(s)} = \frac{2V_{cc}}{R(1-D_1)^2} \left( \frac{1 + s\frac{RC}{2}}{1 + s\frac{L}{R(1-D_1)^2} + s^2\frac{LC}{(1-D_1)^2}} \right) \quad (35)$$

onde  $R$  é a resistência de carga equivalente (depende da potência de carga/descarga e adotada como a nominal da geração *PV*), podendo ser calculada por  $R = \frac{V_{cc}^2}{P_{cc}}$ .

$$G_2(s) = \frac{\hat{i}_L(s)}{\hat{d}(s)} = \frac{sV_{cc}C_{sc}}{1 + s(R_L + R_s)C_{sc} + s^2LC_{sc}} \quad (36)$$

Segundo Palla e Seshadri Sravan Kumar (2020) a fase dos dois sistemas em altas frequências é em torno de  $-90^\circ$ , resultando em uma margem de fase de  $90^\circ$  e, portanto, um controlador *PI* é adequado para o controle tanto do modo *boost* quanto do modo *buck*, representados pelo diagrama da figura 33, e equação dada por:

$$C_{1,2}(s) = k_p \left( \frac{s + \frac{k_i}{k_p}}{s} \right). \quad (37)$$

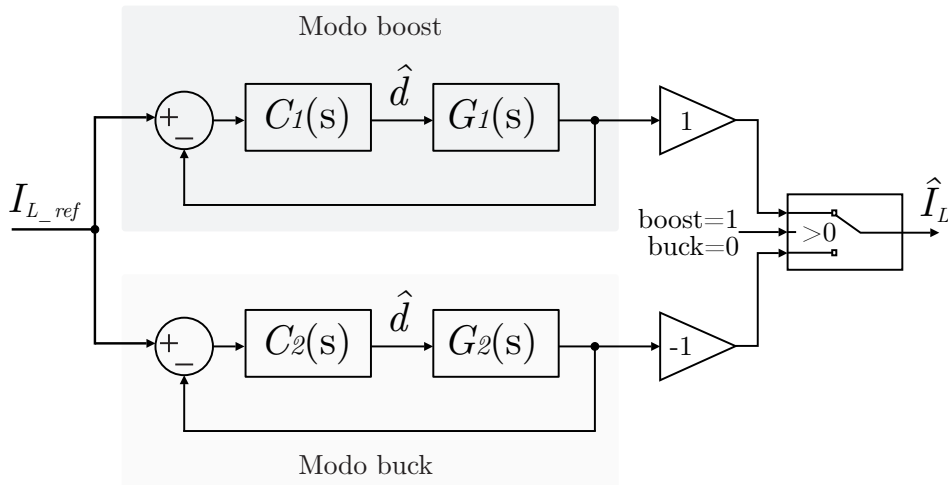
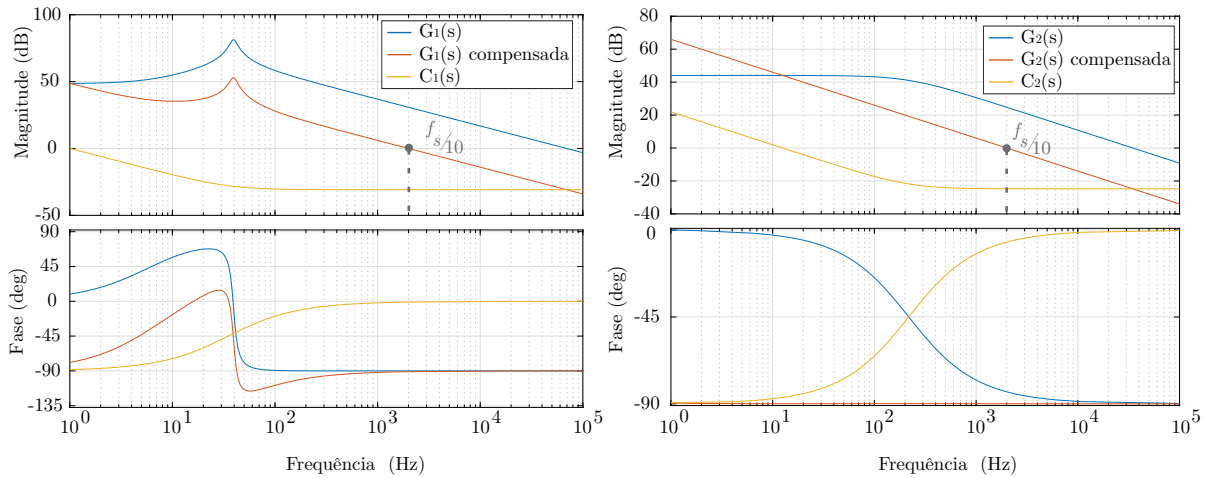


Figura 33: Diagrama de Blocos do controle dos modos *boost* e *buck*  
Fonte: Bhardwaj (2015) com modificações.

Os ganhos dos controladores foram projetados para que a frequência do sistema compensado em 0 dB (frequência de cruzamento) esteja uma década abaixo que a frequência de chaveamento do conversor. De acordo com Palla e Seshadri Sravan Kumar (2020), como o ganho  $CC$  do sistema é alto, o erro em regime deve ser significativamente baixo. Assim, o *zero* do controlador pode ser alocado de modo a não afetar a margem de fase do sistema com a adição do controlador  $PI$ . Com base nestas especificações os ganhos são ajustados utilizando a ferramenta *Control System Designer* do software MATLAB e dispostos na tabela 10. A resposta em frequência dos dois modos é apresentada no diagrama de Bode da figura 34.

Tabela 10: Parâmetros dos controladores

Parâmetro	Símbolo	Unidade	Valor
Ganho proporcional do modo <i>boost</i>	$k_{p,1}$	—	0,02878
Ganho proporcional do modo <i>buck</i>	$k_{p,2}$	—	0,05759
Ganho integrativo do modo <i>boost</i>	$k_{i,1}$	—	6,33
Ganho integrativo do modo <i>buck</i>	$k_{i,2}$	—	78,58

Figura 34: Diagrama de Bode para planta e controle dos modos *boost* e *buck*

Em seguida, um filtro passa-baixas *Butterworth* de segunda ordem foi projetado para evitar ruídos de chaveamento na medição de corrente no indutor, com frequência de corte em  $2kHz$ , sendo que o sinal é amostrado em  $20kHz$ . O filtro, cuja função de transferência é dada pela equação 38, é implementado no circuito de simulação através da topologia *Sallen-key*.

$$G_{filtro}(s) = \frac{1}{6,3 \cdot 10^{-9}s^2 + 112,5 \cdot 10^{-6}s + 1} \quad (38)$$



## 4.3 GERENCIAMENTO DO ARMAZENADOR DE ENERGIA

O gerenciamento do dispositivo armazenador de energia, com o objetivo de reduzir intermitências, utiliza a estratégia de média móvel da geração fotovoltaica apresentada no capítulo anterior. Porém, a utilização da componente proporcional no cálculo da referência de despacho foi descartada, fazendo com que o despacho siga puramente a média móvel. Para garantir o uso do armazenador de energia dentro da faixa de atuação determinada, foi elaborado um método de transição entre o despacho da média móvel para o despacho da geração  $PV$  nos casos onde o banco de supercapacitores se aproxima da carga completa ou quando sua descarga se aproxima do limite determinado. Esta transição se dá pela redução do período da média móvel, onde o número de amostras no cálculo da média discreta reduz seguindo retas de transição, ilustradas na figura 35. Estas retas ocorrem entre  $95\text{ V}$  a  $80\text{ V}$  e  $153\text{ V}$  a  $160\text{ V}$  e cada uma representa 10% da energia do banco de supercapacitores.

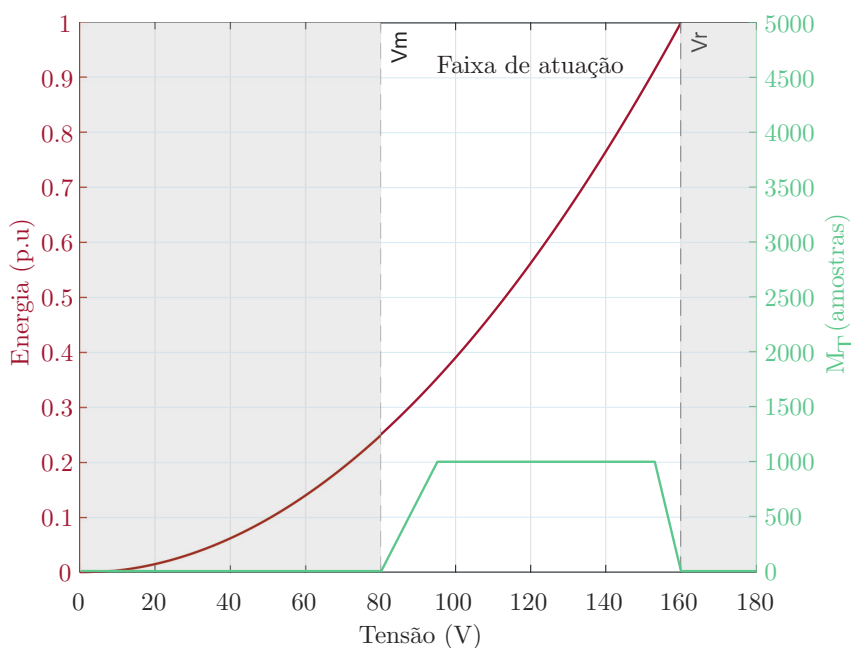


Figura 35: Relação entre energia armazenada e número de amostras da média móvel por tensão do banco de SC.

A partir do cálculo da média móvel é possível determinar a referência de corrente para o controle do conversor bidirecional, sendo que quando a diferença entre geração  $P_{PV}$  e despacho  $P_s$  for maior que zero, o controle do conversor bidirecional é selecionado como modo *buck* e o excedente de produção passa a carregar o armazenador de energia. Caso contrário, o modo *boost* é selecionado, e o armazenador passa a fornecer a diferença de potência.

#### 4.4 SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS E RESULTADOS

Para a implementação em simulação do sistema de geração fotovoltaica com gerenciamento de energia proposto, mostrado na figura 36, utilizou-se o software Simulink, integrando a fonte de corrente para emular o despacho de energia de um inversor, os conversores estáticos *boost* e bidirecional com filtro, arranjo fotovoltaico e armazenador de energia.

O código da eurística de média móvel com retas de transição é demonstrado no quadro (3) (a inicialização de variáveis e chamada de função não são apresentados) e sua aplicação em bloco de código na simulação é destacada na figura 36. É importante destacar que as amostras são tomadas e mantidas em sua totalidade, e apenas a quantidade utilizada no cálculo da média móvel pode variar conforme o estado de carga do banco de supercapacitores.

```
1  if(V_SC < 95)                                     % [ Eq. das retas de transicao]
2      alpha = 0.0667 *V_SC - 5.3333;
3  elseif(V_SC > 153)
4      alpha = -0.1429*V_SC + 22.8571;
5  else
6      alpha = 1;
7  end
8  for cont = Mp:-1:2                                 % [ --- media movel --- ]
9      PotVec(cont) = PotVec(cont-1); % Atualiza vetor de amostras
10 end
11 PotVec(1) = P_PV;                                  % Amostra atual
12 pontos = ceil(alpha*Mp);                            % numero de amostras usadas
13 if pontos < 1
14     pontos = 1;
15 end
16 for cont = pontos:-1:1
17     soma = soma + PotVec(cont);
18 end
19 Ps = soma/pontos;
```

Quadro 3: Algoritmo de média móvel com retas de transição

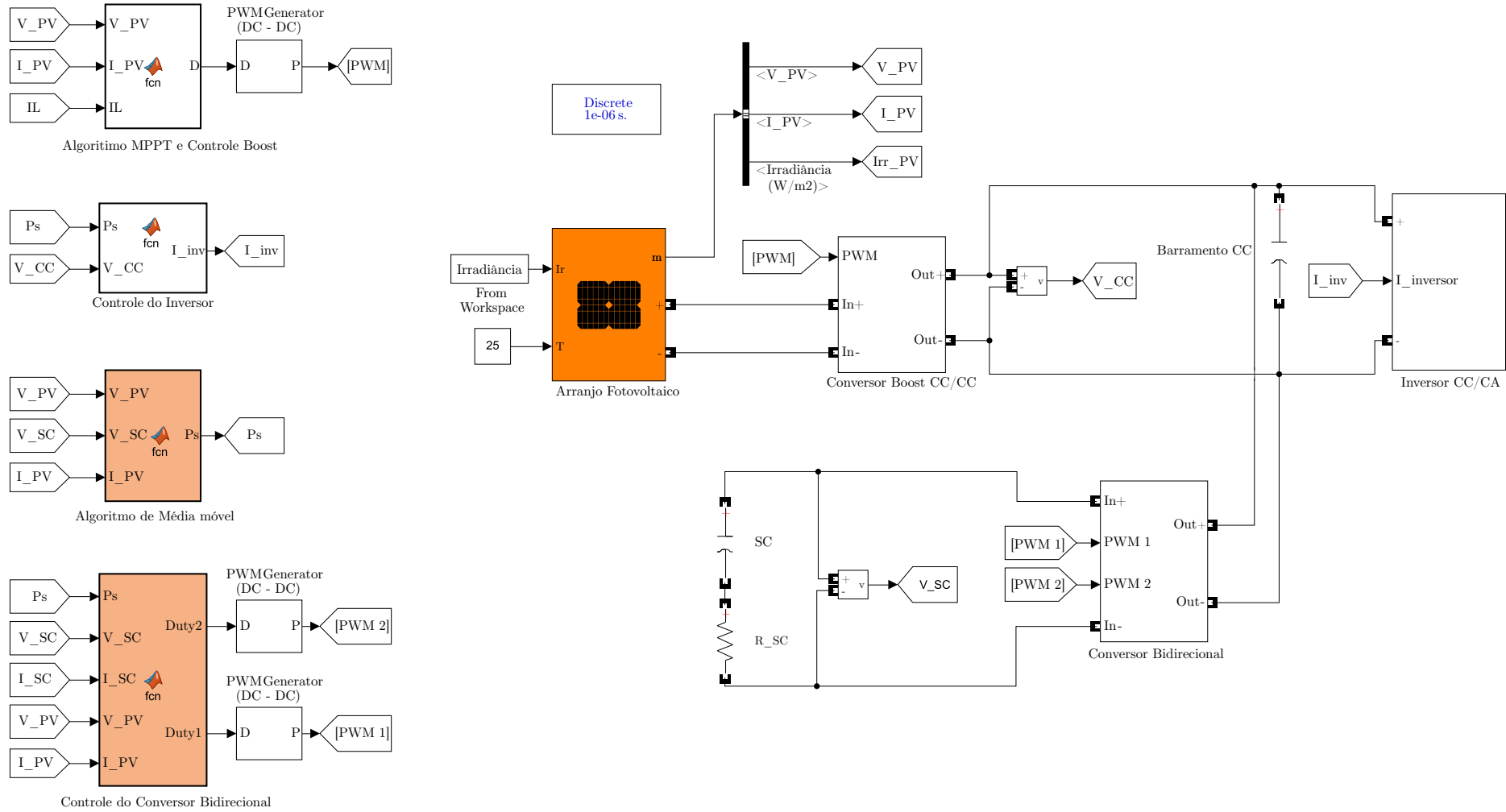


Figura 36: Sistema Fotovoltaico com conversor Bidirecional implementado no *software* de simulação SIMULINK.

Para o controle do conversor bidirecional aplicado em bloco de código na simulação, destacado na figura 36, foi realizada a conversão do controle em tempo contínuo para discreto através do método de aproximação trapezoidal, resultando nas equações de diferença para o modo *boost* e *buck* seguintes:

$$C_1[n] = 0,02894x[n] - 0,02862x[n-1] + y[n-1] \quad (39)$$

$$C_2[n] = 0,04356x[n] - 0,04308x[n-1] + y[n-1] \quad (40)$$

Com implementação demonstrada em seguida:

```

1 P_PV = V_PV*I_PV;
2 P_SCref = Ps - P_PV;
3 IL_ref = P_SCref/V_SC;
4 if(P_PV < Ps) % Modo boost
5     IL_erro = IL_ref - I_SC;
6     Duty1 = 0.02894 *IL_erro - 0.02862*pB_x1 + pB_y1;
7     Duty2 = 0;
8     pB_x1 = IL_erro;
9     pB_y1 = Duty1;
10 else
11     pB_x1 = 0;
12     pB_y1 = 0;
13 end
14 if(P_PV > Ps) % Modo buck
15     IL_erro = I_SC - IL_ref;
16     Duty2 = 0.04356 *IL_erro - 0.04308*pB_x2 + pB_y2;
17     Duty1 = 0;
18     pB_x2 = IL_erro;
19     pB_y2 = Duty2;
20 else
21     pB_x2 = 0;
22     pB_y2 = 0;
23 end

```

Quadro 4: Código de controle do conversor bidirecional

## 4.4.1 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO PARA QUEDA DE IRRADIÂNCIA ABRUPTA

A figura 37 apresenta o comportamento das curvas de potência do sistema quando ocorre uma queda de 80% da irradiância em um período de dois segundos. Observa-se que a potência despachada  $P_{inversor}$  segue a referência de média móvel  $P_s$ , enquanto que a diferença entre a geração  $P_{PV}$  e o despacho resulta na potência do banco de supercapacitores  $P_{SC}$ .

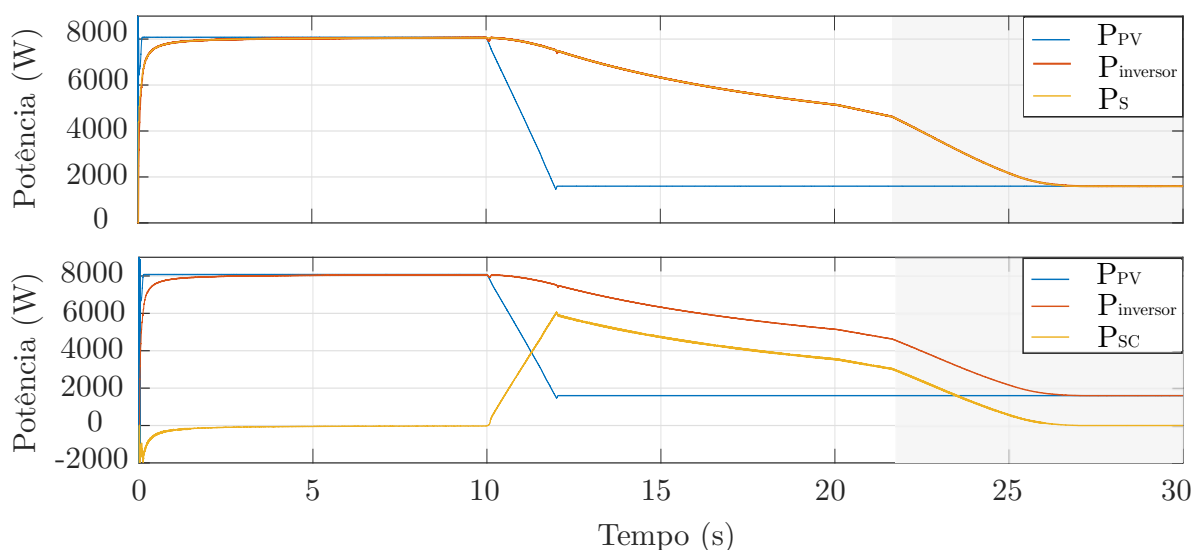


Figura 37: Curvas de potência para o comportamento com queda de irradiância.

Analisando o comportamento das curvas, pode-se notar que a média móvel se aproxima mais rápido da potência de geração a partir do momento em que a queda de tensão no banco de supercapacitores alcançou a faixa de transição, com valor menor que 95 V, e então o número de pontos utilizados no cálculo da média móvel reduz. Este comportamento é destacado pelas faixas cinza das figuras 37 e 38. Vale a pena ressaltar

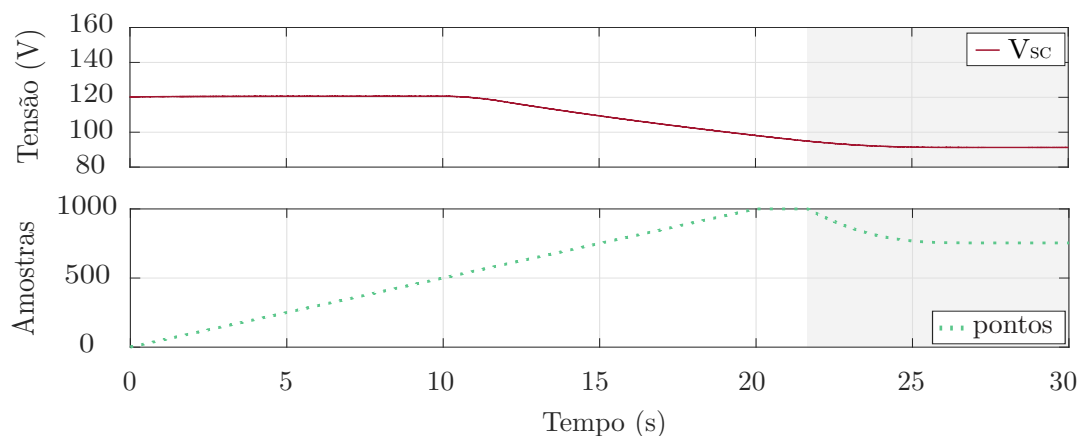


Figura 38: Curvas de tensão do banco de supercapacitores e pontos da média móvel para o comportamento com queda de irradiância.

que o vetor de amostras da média móvel é carregado a partir do início da simulação, e por isso a curva de pontos amostrados possui um comportamento inicial de rampa até alcançar o número máximo de amostras configurado.

Uma segunda simulação de queda de irradiância abrupta foi realizada. Desta vez para um caso extremo, onde ocorre uma queda da irradiância de  $1000\text{W}/\text{m}^2$  a zero em um período de um milésimo de segundo. Desta forma, logo após ocorrer o degrau de irradiância, a referência de despacho se mantém próxima ao valor de geração nominal enquanto que a geração real  $P_{PV}$  cai para zero. Assim, toda a energia é suprida pelo banco de supercapacitores, como mostra a figura 39.

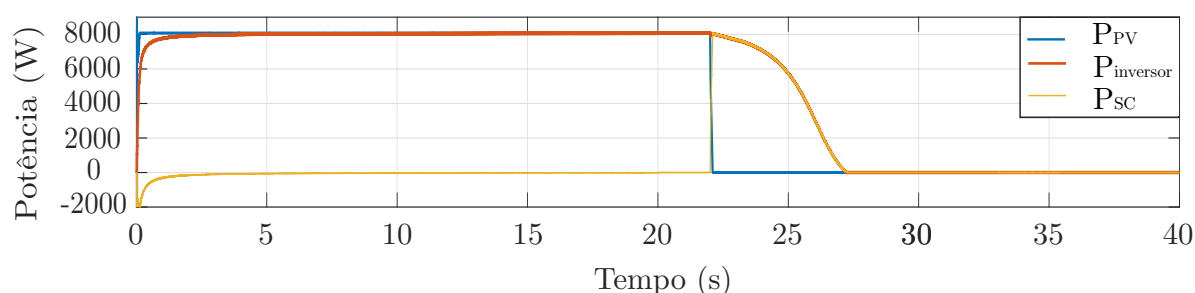


Figura 39: Curvas de potência para o comportamento com degrau de irradiância.

Após a queda da geração  $PV$  para zero, verificou-se que a tensão do banco de supercapacitores permaneceu acima do limite de descarga do armazenador, adotado como  $80\text{ V}$ . Sendo que, o valor inicial de tensão dos  $SC$ , para esta simulação, foi configurado próximo ao do valor da reta de transição. Logo, a redução dos pontos da média móvel garantiu que o banco de supercapacitores não atingisse o limite do projeto, como mostra a figura 40. Além destas observações, vale a pena destacar que, no caso desta simulação,

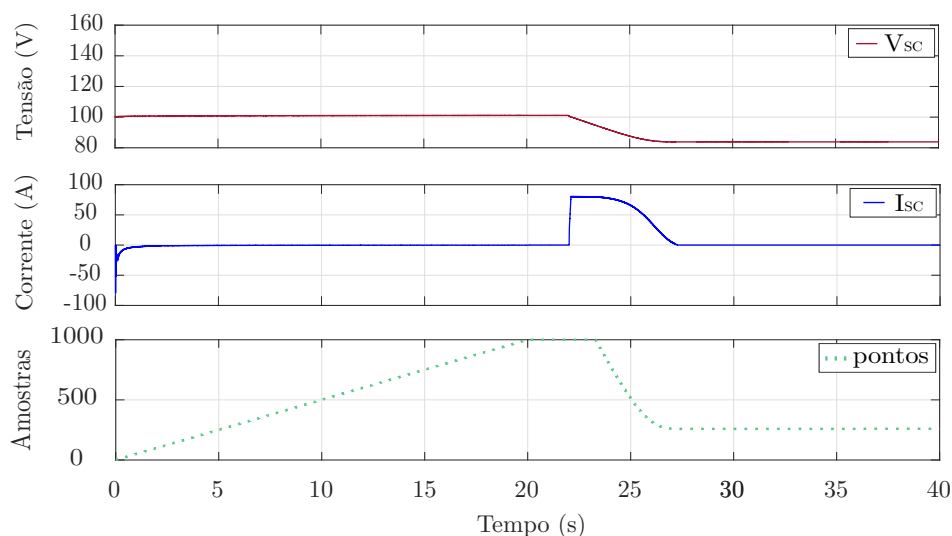


Figura 40: Curvas de tensão do banco de supercapacitor, corrente no indutor e pontos da média móvel para o comportamento com degrau de irradiância.

a corrente que percorre o indutor do conversor tem seu valor máximo.

#### 4.4.2 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO PARA PERFIL DE IRRADIÂNCIA VARIÁVEL

Para a simulação realizada em seguida, e com resultados apresentados pela figura 41, foi utilizado o mesmo perfil de irradiância que compõe os resultados obtidos no capítulo anterior. Onde o banco de supercapacitores é conectado diretamente ao barramento  $CC$ .

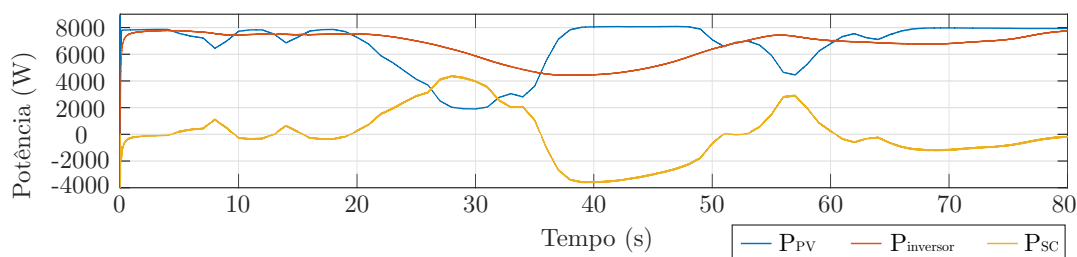


Figura 41: Curvas de potência para o comportamento com perfil de irradiância variável.

A figura 42 apresenta um comparativo entre o resultado de despacho no inversor obtido no capítulo 3, com o uso do banco de supercapacitores no barramento  $CC$ , e o resultado com a utilização de conversor bidirecional apresentado neste capítulo. Verifica-se que a utilização do banco de supercapacitores com o conversor bidirecional, através do gerenciamento de energia, é capaz de reduzir intermitências provenientes da irradiância solar e com uma margem de atuação (destaque em branco na figura com valores de tensão) maior do que o uso do banco de supercapacitores diretamente conectado no barramento  $CC$ .

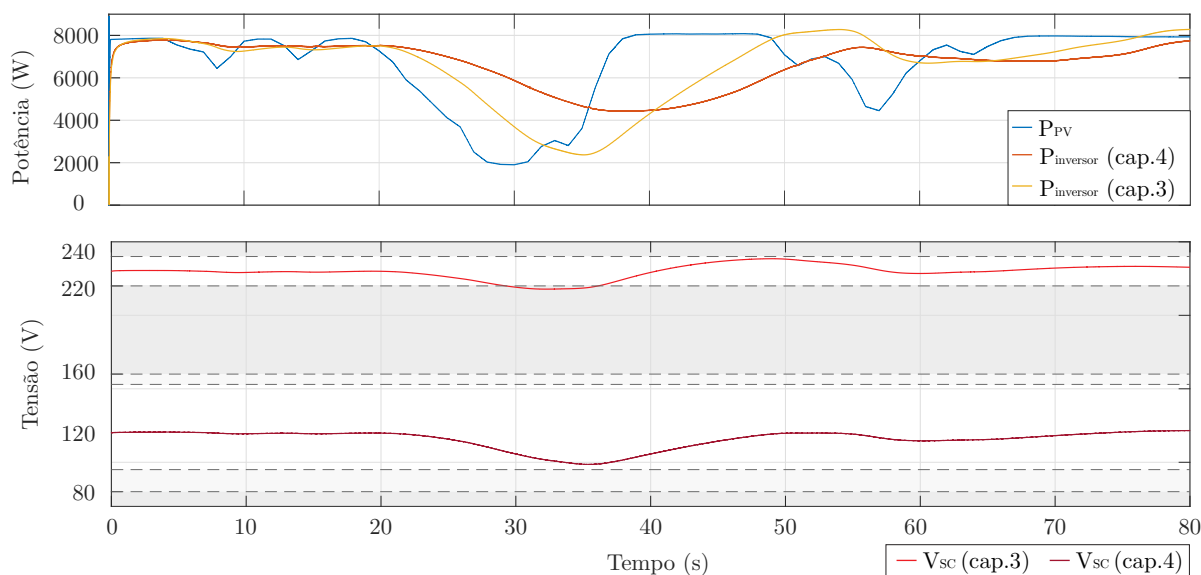


Figura 42: Comparativo entre curvas de potência e de tensão para o uso dos supercapacitores no barramento e com conversor bidirecional.

Para quantificar a intermitência na geração fotovoltaica e sua redução com a utilização de supercapacitores, foi realizado um cálculo de índice de intermitência, dado pela equação 41. Este cálculo realiza a média da variação de potência (em módulo) tomada a cada dois pontos consecutivos da curva de potência, amostrados em um período  $T_i$ .

$$Indice_{int} = \frac{1}{N} \sum_{k=T_i}^N |P[k] - P[k-1]| \quad (41)$$

Tabela 11: Resultados de índice de intermitência

Parâmetro	Unidade	Valor
Índice $P_{PV}$	$W/amostra$	42,7
Índice $P_{inversor}$ (capítulo 3)	$W/amostra$	26,1
Índice $P_{inversor}$ (capítulo 4)	$W/amostra$	20,5
Período de amostragem	$ms$	100

Através destes índices, é possível determinar que através da utilização de supercapacitores no barramento CC ocorreu uma redução de 38,87% das intermitências, e com o uso dos supercapacitores através do conversor bidirecional, a redução foi de 52%. Estes resultados são validos para a média da variação de potência que ocorre a cada 100  $ms$ .

A transição que ocorre entre os modos *boost* e *buck* do conversor bidirecional é exemplificada na figura 43. Na figura, a curva de corrente no indutor é apresentada antes e depois do filtro passa-baixas.

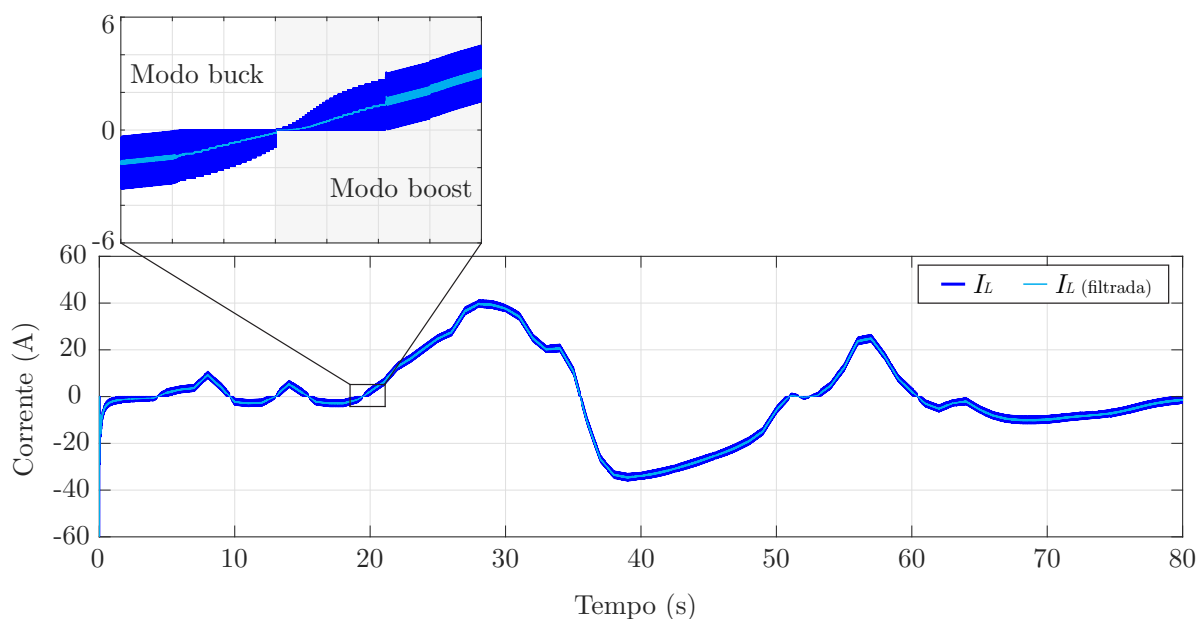


Figura 43: Curva de corrente no indutor do conversor bidirecional.



4.5 RESULTADOS OBTIDOS ATRAVÉS DE *SCRIPT* EM MATLAB

Para a análise do comportamento do sistema proposto durante as horas de um dia com alta ocorrência de intermitências, foi utilizado valores de irradiância obtidos na usina fotovoltaica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, campus Pato Branco, durante uma semana, e dispostos na figura 44.

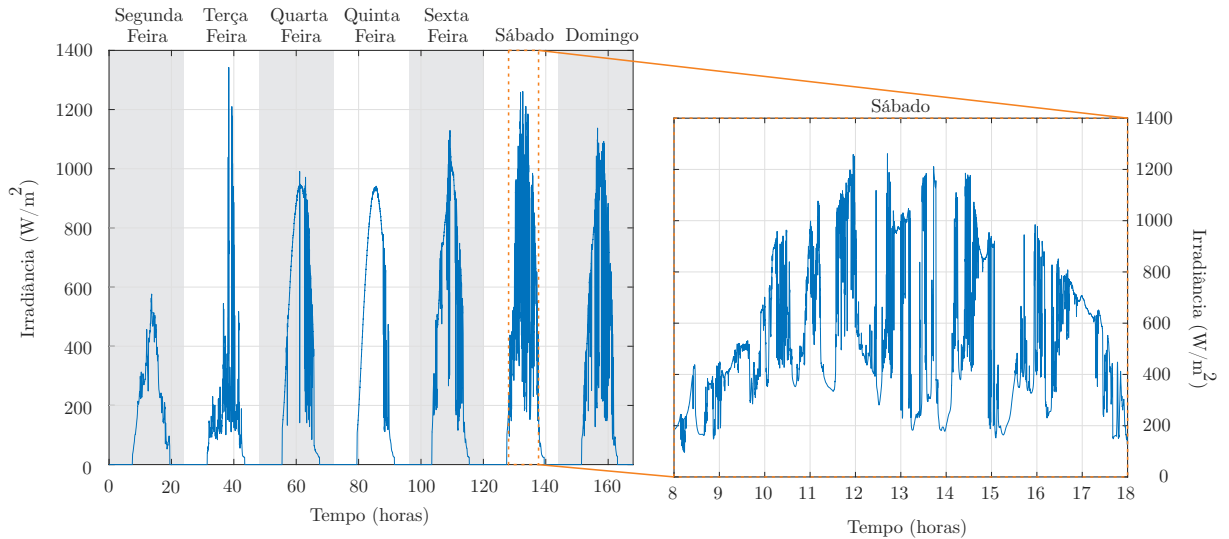


Figura 44: Valores de irradiância solar ocorrida durante uma semana.

Em *script* realizado no software MATLAB é realizado o cálculo da potência de geração PV do arranjo fotovoltaico para a curva de irradiância e em seguida, sua média móvel com período de 20 segundos. A figura 45 apresenta um comparativo dos resultados de geração PV e média móvel, além da diferença entre as duas, que representa a potência de carga/descarga do banco de supercapacitores. Por fim, através da equação 42, a figura apresenta a tensão no banco de supercapacitores durante a operação do sistema entre as 8 e 18 horas do dia de sábado analisadas.

$$V_{SC} = \sqrt{V_{oSC}^2 - \frac{2 \cdot t \cdot \Delta P_s}{C}} \quad (42)$$

onde  $V_{oSC}$  é a tensão dos supercapacitores anterior,  $t$  é o período de variação de potência e  $\Delta P_s$  a variação de potência entre  $V_{oSC}$  e  $V_{SC}$ .

Os resultados obtidos trazem um indicativo de como o sistema opera no sentido de reduzir intermitências de curta duração através do despacho da média móvel. Vale a pena destacar como a tensão e por consequência a carga do banco de supercapacitores aumenta durante a manhã até o pico da irradiância às 12 horas, pois a geração PV é maior que a média Ps na maioria do tempo. O contrário acontece após as 12 horas, quando a irradiância solar e por consequência a produção PV reduz até as 18 horas.

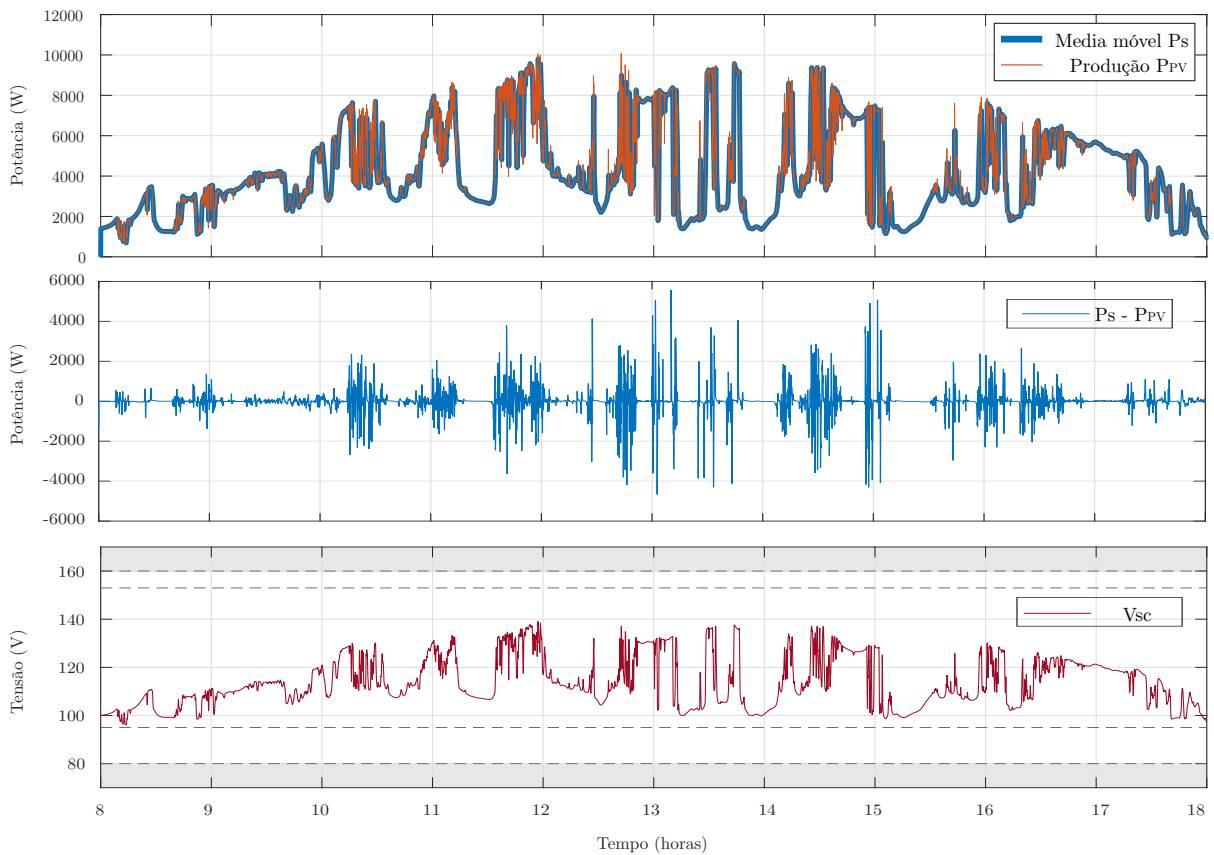


Figura 45: Curvas da potência de geração PV e sua média móvel, diferença entre as duas e tensão no banco de supercapacitores.

#### 4.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Neste capítulo é apresentado um projeto de conversor bidirecional para utilização do banco de supercapacitores em paralelo ao barramento  $CC$ . Esta abordagem permite uma utilização maior da capacidade de armazenamento de energia em comparação com o uso do armazenador alocado diretamente no barramento. A estratégia de controle do despacho a partir da média móvel, apresentada no capítulo anterior, é utilizada novamente em conjunto com um método elaborado para garantir o uso do armazenador dentro dos seus limites de capacidade. Em ambiente de simulação foram estudados casos extremos de queda de irradiância, para verificar a robustez do método, além de se verificar um ganho na redução de intermitência utilizando o conversor bidirecional.

## 5 CONCLUSÃO

A contribuição principal deste trabalho foi na elaboração de um gerenciamento de energia com um banco de supercapacitores e sua integração em um sistema de geração fotovoltaica, com a finalidade de reduzir intermitências na produção fotovoltaica.

No capítulo 2, são apresentados os principais conceitos que norteiam um sistema de geração fotovoltaica. Desde como a energia solar é gerada, como chega à Terra e se dispersa no planeta, até o aproveitamento da mesma e condicionamento da energia para ser fornecida à rede. A partir da revisão da literatura, é realizado o projeto do sistema de geração fotovoltaica utilizado no trabalho, composto por conjunto de painéis solares, um conversor estático e seu controle visando otimizar a máxima geração de energia, capacitores de barramento e uma fonte controlada de corrente que emula o despacho de energia enquanto mantém uma referência de tensão no barramento. A partir de simulação computacional foi possível avaliar o funcionamento do sistema de geração *PV* e a ocorrência de perdas no processo de condicionamento de energia.

No capítulo 3, uma breve revisão de sistemas de armazenamento de energia e supercapacitores é apresentada, seguida pela análise de um método para referência de despacho de potência através da média móvel da geração fotovoltaica. A utilização deste método se deu com o uso de um banco de supercapacitores, composto por uma capacitância equivalente a do banco de *SC* projetado e resistência em série, dando lugar aos tradicionais capacitores de barramento. Para manter a tensão dos *SC* dentro dos limites impostos no barramento, uma componente de controle proporcional foi utilizada, com valor de ganho determinado através de curvas de queda de geração. O valor do período da média móvel também foi analisado através de curvas de queda da geração *PV*. A partir de uma curva de variação de irradiância o método é avaliado em simulação, onde pode-se verificar uma baixa eficácia na redução de intermitências. Isto ocorre pois existe uma limitação no uso dos supercapacitores no barramento e, mesmo no caso onde possa-se superdimensionar a carga do armazenador de energia, a limitação do seu uso por ocupar a função de barramento *CC* resulta em uma margem de uso dos *SC* não explorada.

No capítulo 4, o projeto de um conversor bidirecional é realizado para uma utilização mais eficiente do banco de *SC*, comprovada através da comparação entre os resultados dos capítulos 3 e 4 para o mesmo perfil de irradiância. O projeto de

controle do conversor realizado seguiu a estratégia de acionamento individual das chaves semicondutoras, separada em dois modos, um para a carregar o armazenador de energia quando a geração fotovoltaica atual for maior que a referência da média móvel, e outro para o caso contrário.

Para a referência de despacho, visando reduzir o efeito das intermitências na geração *PV*, utilizou-se a média móvel da geração *PV*. Sendo que para os casos onde o estado de carga dos *SC* tende a chegar aos seus limites de carga completa ou descarga de 75% da capacidade, a média móvel tem seu período de média reduzido. Isto ocorre através da aplicação de uma lógica que reduz o período considerado na média móvel para o intervalo dos limites citados, resultando em uma transição do despacho da média móvel para o despacho da geração *PV*. Em simulações pode-se verificar a funcionalidade do método e que a transição ocorre de forma desejada. Além disso, após a transição verifica-se que o número de pontos da média móvel não chega a ser unitário. Isto é importante pois a partir do momento em que a média móvel considerar apenas a amostra da geração *PV* atual, a lógica de transição vai manter o despacho da geração *PV*, e a média móvel deixa de atuar.

## 5.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Como sugestões para possíveis trabalhos futuros na mesma área de pesquisa relacionada a este trabalho, algumas das possibilidades a serem exploradas são:

- Estudo de outros algoritmos para redução de intermitências, como a média móvel exponencial ou a implementação discreta de filtros de primeira e segunda ordem passa-baixas, citados em (MARTINS *et al.*, 2019).
- Incluir um modelo de inversor chaveado *CC/CA* para análise das dinâmicas envolvidas.
- Utilizar um sistema de armazenamento de energia híbrido, com baterias e supercapacitores, onde as baterias aumentam a densidade de energia do sistema e, conseqüentemente, entregam um suporte de energia para a utilização de períodos maiores da média móvel.
- Realizar uma avaliação experimental em um protótipo ou simulação em um equipamento Hardware-In-the-Loop (HIL). Apesar dos resultados de simulação obtidos neste trabalho servirem como indicador do funcionamento do sistema, algumas dinâmicas não são reproduzidas fielmente e não foi possível analisar o

funcionamento do sistema, em simulação computacional, para tempos maiores que um a poucos minutos.

## REFERÊNCIAS

ANDERSSON, Björn. Comparison of Simulation Programs for Supercapacitor Modelling. 2008.

ANEEL. Cadernos Temáticos ANEEL—Micro e Minigeração distribuída. **Cadernos Temáticos ANEEL**, p. 34, 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/modulo-2>>.

ARGYROU, Maria C.; MAROUCHOS, Christos C.; KALOGIROU, Soteris A.; CHRISTODOULIDES, Paul. Modeling a residential grid-connected PV system with battery-supercapacitor storage: Control design and stability analysis. **Energy Reports**, Elsevier Ltd, v. 7, p. 4988–5002, 2021. ISSN 23524847. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.08.001>>.

Augusto Ferreira, André; Antenor Pomilio, José. The State Of The Art About Supercapacitors Applications In Power Electronics. **Eletrônica de Potência**, v. 10, n. 2, p. 25–32, 2005. ISSN 14148862.

BHARDWAJ, Manish. Modeling Bi-Directional Buck / Boost Converter for Digital Control Using C2000 Microcontrollers. **Ti**, n. January, p. 1–12, 2015.

CUNHA, Kamyla; KELMAN, Rafael; PSR, Consultoria; GORINI, Ricardo; ECON, Estudos; ENER, Pesquisa; NACIONAL, Sistema Interligado; ANT, Santo; TAMB, Belo Monte. Prioridades para a integração das fontes renováveis variáveis no sistema elétrico. **Informe Técnico IEMA**, p. 1–5, 2016.

De Andrade Guerra, José Baltazar Salgueirinho Osório; DUTRA, Luciano; SCHWINDEN, Norma Beatriz Camisão; ANDRADE, Suely Ferraz De. Future scenarios and trends in energy generation in Brazil: Supply and demand and mitigation forecasts. **Journal of Cleaner Production**, v. 103, p. 197–210, 2015. ISSN 09596526.

De Jesus, Victor Magno Rodrigues; CUPERTINO, Allan Fagner; XAVIER, Lucas Santana; PEREIRA, Heverton Augusto; MENDES, Victor Flores. Comparison of MPPT Strategies in Three-Phase Photovoltaic Inverters Applied for Harmonic Compensation. **IEEE Transactions on Industry Applications**, IEEE, v. 55, n. 5, p. 5141–5152, 2019. ISSN 19399367.

De Oliveira, Ricardo. MODELOS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E AVALIAÇÃO DA INFLUÊNCIA NOS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO. 2019.

EPE. **Plano Decenal De Expansão de Energia**. 2019. 382 p. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-422/PDE 2029.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-422/PDE%2029.pdf)>.

- FEMIA, Nicola; PETRONE, Giovanni; SPAGNUOLO, Giovanni; VITELLI, Massimo. **Power Electronics and Control Techniques for Maximum Energy Harvesting in Photovoltaic Systems**. [S.l.: s.n.], 2017. ISBN 9781466506916.
- FERREIRA, Tarcísio. Sistema de gerenciamento de energia para controle de carga/descarga entre baterias de lítio e ultracapacitores, envolvendo sistema de tração elétrica com frenagem regenerativa. **Aleph**, p. 193 f. : il., 2014.
- GRBOVIC, J. P. **Ultra-Capacitors in Power Conversion Systems: Applications, Analysis, and Design from Theory to Practice**. [S.l.]: Wiley-IEEE Press, 2014. ISBN 9781118693636.
- HART, D. W. **Eletrônica de Potência Análise e projeto de circuitos**. [S.l.: s.n.], 2012. ISBN 9788580550474.
- HU, Haibing; HARB, Souhib; KUTKUT, Nasser; BATARSEH, Issa; SHEN, Z. John. A review of power decoupling techniques for microinverters with three different decoupling capacitor locations in PV systems. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 28, n. 6, p. 2711–2726, 2013. ISSN 08858993.
- KAKIMOTO, Naoto; SATOH, Hiroyuki; TAKAYAMA, Satoshi; NAKAMURA, Kouichi. Ramp-rate control of photovoltaic generator with electric double-layer capacitor. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 24, n. 2, p. 465–473, 2009. ISSN 08858969.
- KEMET. **DC-Link Design Tips — Engineering Center**. 2019. Disponível em: <<https://ec.kemet.com/blog/dc-link-design-tips/>>.
- MARTINS, João; SPATARU, Sergiu; SERA, Dezso; STROE, Daniel Ioan; LASHAB, Abderezak. Comparative study of ramp-rate control algorithms for PV with energy storage systems. **Energies**, v. 12, n. 7, 2019. ISSN 19961073.
- MAXWELL. **Maxwell 6V 58F MEDIUM CELL MODULE DATASHEET Lighter-Duty Industrial Energy Storage**. 2019.
- \_\_\_\_\_. **Maxwell Technologies cell product lines Standard Series, XP™ Series, DuraBlue, Pseudocapacitors**. 2021. Disponível em: <<https://www.maxwell.com/products/ultracapacitors/cells>>.
- MENDALEK, N.; AL-HADDAD, K. Photovoltaic system modeling and simulation. **Proceedings of the IEEE International Conference on Industrial Technology**, p. 1522–1527, 2017.
- NARESH, P.; Sai Vinay Kishore, N.; Seshadri Sravan Kumar, V. Impact of non-idealities on the Performance of an Ultracapacitor based Bidirectional DC/DC Converter. **PIICON 2020 - 9th IEEE Power India International Conference**, 2020.
- NASERI, Farshid; FARJAH, Ebrahim; GHANBARI, Teymoor. An efficient regenerative braking system based on battery/supercapacitor for electric, hybrid, and plug-in hybrid electric vehicles with BLDC motor. **IEEE Transactions on Vehicular Technology**, IEEE, v. 66, n. 5, p. 3724–3738, 2017. ISSN 00189545.

NAVARRO, Gustavo; TORRES, Jorge; BLANCO, Marcos; NÁJERA, Jorge; SANTOS-HERRAN, Miguel; LAFOZ, Marcos. Present and future of supercapacitor technology applied to powertrains, renewable generation and grid connection applications. **Energies**, v. 14, n. 11, 2021. ISSN 19961073.

PALLA, Naresh; Seshadri Sravan Kumar, V. Coordinated Control of PV-Ultracapacitor System for Enhanced Operation under Variable Solar Irradiance and Short-Term Voltage Dips. **IEEE Access**, v. 8, p. 211809–211819, 2020. ISSN 21693536.

PEREIRA, Heverton Augusto. Aula 04 - modelagem e controle de conversor boost. 2021. Disponível em: <[https://www.gesep.ufv.br/wp-content/uploads/Aula\\_04-P1-Modelagem-e-Controle-de-Conversor-Boost.pdf](https://www.gesep.ufv.br/wp-content/uploads/Aula_04-P1-Modelagem-e-Controle-de-Conversor-Boost.pdf)>.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. **Livro manual de engenharia sistemas fotovoltaicos**. 2014. Disponível em: <[https://www.academia.edu/40083132/Livro\\_manual\\_de\\_engenharia\\_sistemas\\_fotovoltaicos](https://www.academia.edu/40083132/Livro_manual_de_engenharia_sistemas_fotovoltaicos)>.

POMILIO, José Antenor. Conversores cc/ca - inversores. p. 1–20, 2010.

POWERSIMTECH. TUTORIAL - Ultracapacitor Model. n. October 2016, p. 1–7, 2016.

SEN, Zekai. **Solar Energy Fundamentals and Modeling Techniques Atmosphere, Environment, Climate Change and Renewable Energy**. [S.l.: s.n.], 2008. ISBN 9781848001336.

TECATE, Group. **Ultracapacitor Frequently Asked Questions**. 2021. Disponível em: <<https://www.tecategroup.com/products/ultracapacitors/ultracapacitor-FAQ.php>>.

TSM-DD14A(II). 2016. Disponível em: <[http://static.trinasolar.com/sites/default/files/US-Datasheet-DD14A\(II\).pdf](http://static.trinasolar.com/sites/default/files/US-Datasheet-DD14A(II).pdf)>.

TUPINAMBÁ, R.A. Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá Guaratinguetá. p. 1–55, 2010.

UTFPR/LABENS. **Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná**. 2017. Disponível em: <<https://atlassolarparana.com/charts>>.

UZUM, Busra; ONEN, Ahmet; HASANIEN, Hany M.; MUYEEN, S. M. Rooftop solar pv penetration impacts on distribution network and further growth factors—a comprehensive review. **Electronics (Switzerland)**, v. 10, n. 1, p. 1–31, 2021. ISSN 20799292.

VEGA, Alexandre S. Tutorial sobre Sistema de Média Móvel para Fundamentos de Processamento Digital de Sinais. p. 134, 2018. Disponível em: <[http://www.telecom.uff.br/~delavega/public/DSP/tutorial\\_SMM\\_dsp.pdf](http://www.telecom.uff.br/~delavega/public/DSP/tutorial_SMM_dsp.pdf)>.

VIAN, Â.; TAHAN, C.M.V.; AGUILAR, G.J.R.; GOUVEA, M.R.; GEMIGNANI, M.M.F. **Energia Solar: Fundamentos Tecnologia e Aplicações**. Editora Blucher, 2021. ISBN 9786555500592. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=MP8kEAAAQBAJ>>.

VILLALVA, Marcelo Gradella; GAZOLI, Jonas Rafael; Ruppert Filho, Ernesto. Modeling and circuit-based simulation of photovoltaic arrays. **2009 Brazilian Power Electronics Conference, COBEP2009**, n. March 2014, p. 1244–1254, 2009.



---

YAN, Ruifeng; SAHA, Tapan Kumar. Investigation of voltage stability for residential customers due to high photovoltaic penetrations. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 27, n. 2, p. 651–662, 2012. ISSN 08858950.