



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
CAMPUS UNIVERSITÁRIO DE TUCURUÍ
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA

ELENILDO CÁSSIO SANTOS DOS SANTOS

**MODELAGEM E CONTROLE DE SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA
RASTREAMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA**

TUCURUÍ/PA
2023

ELENILDO CÁSSIO SANTOS DOS SANTOS

**MODELAGEM E CONTROLE DE SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA
RASTREAMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA**

Trabalho de Conclusão de Curso, apresentado como requisito parcial para a obtenção de grau de Bacharel em Engenharia Elétrica, pela Universidade Federal do Pará - CAMTUC.

Orientador: Prof. Dr. Raphael Barros Teixeira
UFPA - CAMTUC

TUCURUÍ/PA
2023

ELENILDO CÁSSIO SANTOS DOS SANTOS

**MODELAGEM E CONTROLE DE SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA
RASTREAMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA**

Trabalho de Conclusão de Curso, apresentado como requisito parcial para a obtenção de grau de Bacharel em Engenharia Elétrica, pela Universidade Federal do Pará - CAMTUC.

DATA DE APROVAÇÃO: 13/01/2023

CONCEITO:

Prof. Dr. Raphael Barros Teixeira
Orientador - FEE-UFPA-CAMTUC

Prof. Dr. Ewerton Ramos Granhem
Membro - UFPA - CAMTUC - FEE

Prof. Dr. Cleison Daniel Silva
Membro - UFPA - CAMTUC - FEE

TUCURUÍ/PA
2023

Dedico aos meus pais e a toda a minha família.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à Deus, pela minha vida, pelo meu estudo, pela minha família, enfim, por tudo. Sem ele, nada disso seria possível.

Agradeço aos meus pais, Maria Leonita Sales dos Santos e Jocenildo Ribeiro dos Santos que foram peças fundamentais para esta conquista. Foram eles que me educaram e me deram força para chegar até onde eu cheguei. Agradeço à todos os meus familiares, Edy Henrique Negrão Gonçalves, Helder Luís dos Santos Negrão e Eliziane dos Santos Negrão por todos os conselhos ao longo dessa jornada.

Fica registrado aqui a minha gratidão pela minha fiel companheira, parceira e única mulher capaz de arrancar os meus sorrisos mais sinceros, Taynara Sarges Tavares. Essa conquista é muito graças à você também, meu amor. Pessoa que me consolou, meu deu carinho e conforto para os dias mais complicados dessa reta final de caminhada. Sempre acreditou em mim, quando nem eu mais acreditava.

Sou grato à Deus por ter me concedido o prazer de conquistar amizades tão especiais na cidade de Tucuruí. Nelder Batista, William Machado, Marcelo Monteiro e Thalia Barroso, estarão sempre presente em minha memória por todos os momentos que passamos juntos. Pessoas que eu estudei, morei junto e dividi todas as fases da graduação.

Também sou grato por todo o tempo compartilhado com o meu grande orientador, Dr. Raphael Barros Teixeira. Toda a paciência que teve comigo para a elaboração deste trabalho foi fundamental. Obrigado por tudo.

“A matemática é o alfabeto no qual Deus escreveu o universo.” (Galileu Galilei)

RESUMO

Este trabalho apresenta uma técnica de rastreamento de ponto de máxima potência para um sistema fotovoltaico (MPPT, do inglês: Maximum Power Point Tracking). O método perturba e observa (P&O) foi a técnica escolhida para realizar as simulações de um arranjo fotovoltaico com o auxílio de um conversor CC-CC do tipo Boost. Durante o trabalho realizou-se a plotagem da curva de corrente versus tensão ($I \times V$) e tensão versus potência ($P \times V$) para o nosso sistema, que possui três séries conectados em paralelo, sendo que cada série possui dois módulos conectados. Plotagem esta, necessária para a localização dos pontos de máxima potência. Além disso, fora realizada toda a modelagem matemática necessária para se obter a malha de controle do sistema, obtendo, por conseguinte os valores dos ganhos proporcionais e integrais para os dois controladores do tipo PI.

Por fim, a técnica foi submetida à dois cenários distintos afim de testar a eficácia do rastreador. Para o primeiro cenário foi gerado curvas de irradiância e temperatura intercalando o valor de uma variável e fixando o valor da outra. Já para o segundo cenário, foram utilizadas amostras de curva de irradiância reais captadas na cidade de Brasília-DF durante um dia ensolarado. Todo o trabalho foi executado por simulações realizadas no software MatLab/Simulink. Para todos os cenários, a técnica apresentou resultados totalmente satisfatórios, ou seja, conseguiu rastrear o ponto de máxima potência, fazendo com que sistema fotovoltaico sempre trabalhasse com sua extrema eficiência.

Palavras-chave: MPPT. Perturba e Observa(P&O). Modelagem. Malha de controle.

ABSTRACT

This work presents a Maximum Power Point Tracking technique for a photovoltaic system (MPPT). The perturb and observe (P&O) method was the technique chosen to carry out the simulations of a photovoltaic array with the aid of a Boost-type DC-DC converter. During the work, the curve of current versus voltage $I \times V$ and voltage versus power $P \times V$ was plotted for our system, which has three series connected in parallel, and each series has two modules connected. This plot is necessary for locating the maximum power points. In addition, all the necessary mathematical modeling was carried out to obtain the control loop of the system, thus obtaining the proportional and integral gain values for the two PI-type controllers.

Finally, the technique was subjected to two different scenarios in order to test the effectiveness of the trigger. For the first scenario, an irradiance curve was generated interspersing the values, while for the second scenario, the irradiance curve used real samples captured in the city of Brasília-DF during a sunny day. All work was performed by simulations performed in MatLab/Simulink software. For all scenarios, the technique presented totally satisfactory results, that is, it was able to track the maximum power point, making the photovoltaic system always work with its extreme efficiency.

Keywords: MPPT. Perturb and Observe(P&O). Modeling. Control mesh.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Perfil de irradiação solar ao longo do dia	17
Figura 2.2 – Irradiação solar ao longo do ano para o Distrito Federal	18
Figura 2.3 – Perfis de irradiação solar ao longo do dia com valor HSP equivalente	19
Figura 2.4 – Sensibilidade espectral em função do comprimento de onda	20
Figura 2.5 – Resposta espectral de uma célula <i>real</i> \times <i>ideal</i>	21
Figura 2.6 – Região de aproveitamento do espectro solar incidente por uma célula de silício cristalino.	21
Figura 2.7 – Estrutura do diamante	22
Figura 2.8 – Estrutura de bandas de energia em a) condutores b) semicondutores e c) isolantes	23
Figura 2.9 – Estruturas moleculares dos semicondutores	24
Figura 2.10 – Materiais semicondutores em três situações diferentes: separados, unidos para formar uma junção e por último com a junção exposta à luz para produzir corrente elétrica.	24
Figura 2.11 – Estrutura de uma célula fotovoltaica	26
Figura 2.12 – Célula comercial	26
Figura 2.13 – Circuito equivalente básico para uma célula fotovoltaica (modelo com um diodo)	27
Figura 2.14 – Módulo Fotovoltaico	28
Figura 2.15 – Estrutura do módulo fotovoltaico	29
Figura 2.16 – Painel fotovoltaico instalado	29
Figura 2.17 – Curva característica de uma célula no escuro e sob iluminação	31
Figura 2.18 – Curva característica $I \times V$	31
Figura 2.19 – Potência de saída sobreposto à curva $I \times V$	33
Figura 2.20 – Fator de Forma (FF)	34
Figura 2.21 – Efeito das resistências no FF	35
Figura 2.22 – Variação de V_{oc} e I_{sc} com a radiação solar	36
Figura 2.23 – Curva $I \times V$ para vários níveis de irradiação	37
Figura 2.24 – Curva $P \times V$ para vários níveis de irradiação	37
Figura 2.25 – Curva $I \times V$ para vários níveis de temperatura	40
Figura 2.26 – Curva $P \times V$ para vários níveis de temperatura	40
Figura 2.27 – Curva para módulos sem sombreamento (linha contínua); curva para módulos na situação de sombreamento, sem diodo (linha tracejada); curva para módulos na situação de sombreamento, com diodo (linha contínua com pontos);	41
Figura 2.28 – Ligação de diodos de desvio nos módulos fotovoltaicos	42
Figura 2.29 – Operação de um diodo de desvio	42
Figura 2.30 – Diodo by-pass nas caixas de conexão	43
Figura 2.31 – Diodo de bloqueio	43
Figura 2.32 – Curva $I \times V$ em Simulink	45
Figura 2.33 – Curva $P \times V$ em Simulink	45
Figura 2.34 – Conexão série e paralelo para painéis fotovoltaicos	47
Figura 3.1 – Métodos mais utilizados para implementação do MPPT	48
Figura 3.2 – Malha de controle do método de tensão constante	49

Figura 3.3 – Comparação entre o PMP e os pontos resultantes da técnica de tensão constante	50
Figura 3.4 – Rastreo do PMP pela taxa de inclinação da curva $P \times V$	52
Figura 3.5 – Fluxograma do método da condutância incremental	52
Figura 3.6 – Fluxograma para o método Beta	54
Figura 3.7 – Esquemático da Rede Neural Artificial	55
Figura 3.8 – Casos possíveis para variação de ΔV e ΔP	56
Figura 3.9 – Fluxograma do algoritmo perturba e observa	57
Figura 4.1 – Estrutura conversor Boost	59
Figura 4.2 – Esquemático completo do módulo fotovoltaico conectado à rede	60
Figura 4.3 – Ponto de linearização do módulo fotovoltaico	61
Figura 4.4 – Circuito Linear equivalente	61
Figura 4.5 – Circuito equivalente do painel fotovoltaico com o conversor Boost	62
Figura 4.6 – Malha de controle completa	67
Figura 4.7 – Diagrama da malha de controle interna	68
Figura 4.8 – Malha de controle externa	69
Figura 5.1 – Estrutura MPPT - Simulink	73
Figura 5.2 – Irradiância - valores constante	74
Figura 5.3 – PMP para os variados níveis de irradiância	75
Figura 5.4 – Resultado - Cenário A1	75
Figura 5.5 – Resultado - Cenário A com zoom	76
Figura 5.6 – Temperatura - valores constante	77
Figura 5.7 – PMP para os variados níveis de temperatura	77
Figura 5.8 – Resultado - Cenário A2	78
Figura 5.9 – Curva Irradiância - Dados reais	79
Figura 5.10 – Resultado - Cenário B	79

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Energia do gap para Si e GaAs com os valores das constantes a e b . . .	38
Tabela 2.2 – Dados do módulo fotovoltaico de simulação	44
Tabela 2.3 – Dados do sistema fotovoltaico geral	46
Tabela 5.1 – Valores estabelecidos para conversor Boost	72
Tabela 5.2 – Valores calculados para os controladores	73
Tabela 5.3 – Valores de potência esperados para os variados níveis de irradiância . .	75
Tabela 5.4 – Valores de potência esperados para os variados níveis de temperatura .	78

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Justificativa	14
1.2	Objetivos	14
1.2.1	Objetivo geral	14
1.2.2	Objetivos específicos	14
1.3	Estrutura do trabalho	15
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	16
2.1	Radiação solar	16
2.1.1	Irradiância	16
2.1.2	Insolação	17
2.1.3	Horas do Sol Pleno (HSP)	18
2.1.4	Espectro solar	19
2.2	Célula Fotovoltaica	22
2.2.1	Circuito elétrico	26
2.3	Módulo Fotovoltaico	28
2.3.1	Curva $I \times V$	30
2.3.2	Corrente de curto circuito I_{sc}	32
2.3.3	Tensão de circuito aberto V_{oc}	32
2.3.4	Potência Máxima PM	33
2.3.5	Fator de preenchimento FF	34
2.3.6	Influências externas	35
2.3.6.1	Irradiância	35
2.3.6.2	Temperatura	38
2.3.7	Efeitos de sombreamento	40
2.3.7.1	Diodo de desvio (by-pass)	41
2.3.7.2	Diodo de bloqueio	43
2.4	Parametrização do Painel Fotovoltaico	44
2.4.1	Modelagem do Painel Fotovoltaico	44
3	A ESTRATÉGIA MPPT	48
3.1	Métodos Convencionais	49
3.1.1	Tensão Constante	49
3.1.2	Condutância Incremental	51
3.1.3	Método Beta	53
3.1.4	Método utilizando RNA	54
3.2	Perturba e Observa (P&O)	55
4	MODELAGEM E PROJETO DE CONTROLE DO CONVERSOR BOOST	59
4.1	Conversor do tipo CC-CC	59
4.2	Modo de operação do conversor Boost	59
4.3	Modelagem e controle	60
4.3.1	Linearização do módulo fotovoltaico	60
4.3.2	Modelagem do conversor Boost para chave fechada	63

4.3.3	Modelagem do conversor Boost para chave aberta	63
4.4	Linearização do conversor Boost	64
4.5	Malha de controle interna	68
4.6	Malha de controle externa	69
5	SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL E ESTRATÉGIA DE CONTROLE	72
5.1	Parametrização do Sistema	72
5.2	Implementação da técnica de simulação	73
5.2.1	Simulação - Cenário A1	74
5.2.2	Simulação - Cenário A2	76
5.2.3	Simulação - Cenário B	78
6	CONCLUSÃO	81
	REFERÊNCIAS	82

1 INTRODUÇÃO

Durante todo o século XX, a oferta farta de energia, obtida principalmente a partir dos combustíveis fósseis como petróleo e carvão mineral, deu suporte ao crescimento e às transformações da economia mundial. Já nos primeiros anos do século atual, o cenário mudou ao ser colocado à prova por uma nova realidade: a necessidade do desenvolvimento sustentável. A disponibilidade energética deveria se manter compatível com o acentuado aumento do consumo provocado por um novo ciclo de crescimento econômico, observado principalmente nos países em desenvolvimento. Entretanto, as fontes tradicionais teriam que ser substituídas por recursos menos agressivos ao meio ambiente. Além disso, os consumidores seriam induzidos a substituir energéticos mais poluentes por outros de menor impacto ambiental e a aderir a práticas mais eficientes, por meio das quais é possível obter o mesmo resultado utilizando menor quantidade de energia (ANEEL, 2008).

Diante desse cenário, as fontes alternativas de energia como a eólica, a solar e a biomassa são vistas com bons olhos. Além de causarem impactos substancialmente menores ao meio ambiente, ainda evitam a emissão de toneladas de gás carbônico na atmosfera. O debate sobre os impactos causados pela dependência de combustíveis fósseis contribui para o interesse mundial por soluções sustentáveis por meio de geração de energia oriunda de fontes limpas e renováveis (VITTI; ALVARES, 2006).

As fontes renováveis representam 84,8% da oferta interna de eletricidade no Brasil, que é a resultante da soma dos montantes referentes à produção nacional mais as importações, que são essencialmente de origem renovável (EPE, 2021). Dentre essa porcentagem, cerca de 65,2% da energia elétrica do país provém de grandes usinas hidrelétricas, o que provoca um grande impacto ambiental como o alagamento dessas áreas e a consequente perda da biodiversidade local (VITTI; ALVARES, 2006), além de que torna o país dependente de tal fonte, o que se sobrepõe um risco, principalmente no que se refere à períodos de baixos níveis no volume de água.

A matriz elétrica brasileira em 2020 apresentou uma estrutura semelhante a 2019, com aumento em praticamente todas as fontes. Embora 2020 tenha registrado redução de 4,2% da oferta hidráulica, essa queda foi inferior à queda de 8,3% da oferta total de eletricidade, ampliando a participação da base hidráulica da matriz elétrica brasileira. No entanto, outras fontes como a solar e eólica ganharam representatividade. A energia solar já representa 1,7% de toda a matriz elétrica nacional, uma porcentagem ainda relativamente baixa, mas que cresce em ritmo acelerado a cada ano. Síntese (EPE, 2021).

A Geração solar atingiu 10,7 TWh (geração centralizada e MMGD), o que representou um avanço de 61,5% em relação ao ano anterior. Outro ponto que merece destaque é o fato de que a Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) em 2020 apresentou aumento de 137% em relação a 2019. Sobre a participação das fontes na geração, a energia solar fotovoltaica representou 90,4% da MMGD em 2020, e foi a fonte predominantemente responsável pelo aumento registrado na mesma. Síntese (EPE, 2021) adaptado.

Agora, quando vemos as estimativas propõe-se que até o ano de 2050 38% de toda a matriz energética nacional será suprida pela energia solar fotovoltaica (Portal Solar, 2019), mostrando um salto gigantesco na demanda e na utilização dessa fonte para os anos seguintes, o que torna a energia solar uma das fontes renováveis mais promissoras para o futuro próximo (DIAMANTE, 2021).

1.1 Justificativa

Devido ao crescimento extraordinário da utilização de módulos fotovoltaicos foi desenvolvido tecnologias para viabilizar a sua utilização, porém, ainda se faz necessário o investimento em pesquisas para aumentar a eficiência do sistema e diminuir seu preço. É imprescindível a necessidade de pesquisas que objetivem a melhoria no desempenho dos sistemas que convertem energia solar em energia elétrica, seja no processo de fabricação das células, no processo de conversão ou no rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT, do inglês: Maximum Power Point Tracking).

Os rastreadores MPPT tem como objetivo fazer com que o sistema opere em regimes que proporcionem a máxima potência, onde o enfoque é na relação da tensão e corrente elétrica na saída do sistema, o que é feito através de técnicas e algoritmos implementados por meio de um conversor CC-CC que é conectado ao sistema (SOUSA, 2017).

Existem diversas técnicas de como rastrear o ponto de máxima potência, dentre elas, as que mais são difundidas correspondem aos métodos direto e indireto. Para o primeiro método podemos citar: Perturba e Observa (P&O), a Condutância Incremental (CI), a Lógica Fuzzy (FLC), entre outros. Já pelo segundo método, podemos destacar: Corrente constante, Tensão constante, Verificação de tabelas e etc. Cada algoritmo apresenta alguma dificuldade na implantação, podendo ser as perdas de energia ou as de potência, ou até mesmo a pouca aplicabilidade e o alto custo (XAVIER, 2022). Todos estes fatores são levados em consideração para decidir qual método utilizar.

Dentre estas técnicas, a que é a mais disseminada é a técnica Perturba e Observa (P&O) por sua simples implementação e um desempenho satisfatório. Partindo desse pressuposto, este trabalho tem como objetivo apresentar toda a estrutura desse tipo de técnica, simular o desempenho da mesma para casos projetados e também analisar como a técnica se comporta para um caso de curva de irradiância real. Além disso, neste trabalho é implementada uma malha de controle em cascata imprescindível para a eficiência do MPPT.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo geral

Realizar a modelagem da malha de controle do sistema em conjunto com um conversor do tipo Boost para aplicação da técnica MPPT (Perturba e Observa), utilizando simulações computacionais afim de testar a eficiência da mesma.

1.2.2 Objetivos específicos

- Representar esquemático do sistema fotovoltaico através do software Simulink/MatLab;
- Implementar a técnica MPPT do tipo perturba e observa;
- Realizar a modelagem matemática da malha de controle do sistema;
- Rastrear o PMP para cenários com curva de irradiância gerada;
- Rastrear o PMP para cenários com curva de temperatura gerada;
- Rastrear o PMP para o cenário com dados de curva de irradiância real;
- Expor os resultados para todos os cenários;
- Mostrar comparação entre os resultados simulados e resultado ideal;

1.3 Estrutura do trabalho

Este trabalho está dividido em sete seções, referências, anexos e apêndices.

No capítulo 1 é apresentada uma breve introdução sobre o tema geral, ou seja, o contexto no qual o trabalho está inserido, nesta sessão, também é abordada a justificativa do tema que tem o intuito de persuadir o leitor da importância do trabalho. Por fim, é exposto os objetivos almejados.

O capítulo 2 mostra o modelo teórico de embasamento da pesquisa, contendo todas as premissas e pressupostos teóricos necessários e relacionados às ferramentas utilizadas no estudo, tais como: funcionamento e comportamento de uma célula solar, bem como a modelagem matemática para a mesma, o efeito fotovoltaico, as curvas características de funcionamento, o circuito equivalente e equacionamento matemático, associações de módulos fotovoltaicos. Ao fim desta seção é realizada a parametrização do módulo fotovoltaico utilizado em simulação.

O capítulo 3 continua com a fundamentação teórica apresentando as técnicas de rastreamento do ponto de máxima potência.

O quarto capítulo apresenta a estrutura e a modelagem do conversor do tipo Boost, nesse capítulo é apresentado as malhas de controle, assim como, a modelagem para encontrar os valores de ganhos proporcionais e integrais do controlador.

A Seção de número cinco, é responsável por mostrar a parametrização do sistema, ou seja, apresentar todos os valores específicos para cada parte do conversor e malha de controle. Além do mais, esta seção expõe a forma de implementação da simulação SIMULINK, além disso, os resultados são apresentados juntamente com suas devidas discussões, nesta seção é discutido sobre as simulações realizadas para o MPPT do tipo Perturba e Observa.

Finalizando, a seção 6 apresenta um resumo de tudo que foi discutido em termos de resultados e se faz as devidas conclusões, no capítulo final é lembrado os objetivos traçados inicialmente e se os mesmos foram alcançados.

2 Fundamentação Teórica

2.1 Radiação solar

A energia do Sol é transmitida para o nosso planeta através do espaço na forma de radiação eletromagnética. Essa radiação é constituída de ondas eletromagnéticas que possuem frequências e comprimentos de onda diferentes.

A energia que uma onda eletromagnética pode transmitir está associada à sua frequência. De acordo com a equação de Plank-Einsten, existe uma relação linear proporcional entre a energia de uma dada onda eletromagnética e sua frequência.

A frequência de uma onda eletromagnética multiplicada pelo seu comprimento de onda é igual a sua velocidade de propagação. Como as ondas eletromagnéticas viajam na velocidade da luz no vácuo, saber uma das duas características referidas, implica da dedução da outra através da relação citada.

A radiação solar antes de atingir o solo precisa percorrer toda a atmosfera terrestre. Aquele sofre influência deste através de seus componentes como, por exemplo, massa de ar, partículas suspensas, camada de ozônio, poluição, entre outros. A radiação solar é classificada em três tipos que variam conforme o modo como a mesma atinge uma dada superfície, são elas: radiação direta, radiação difusa e, por fim, radiação global (BRILHANTE et al., 2019).

A radiação direta corresponde aos raios solares que chegam diretamente do Sol em linha reta e incidem sobre o plano horizontal com uma inclinação que depende do ângulo zenital do Sol.

A radiação difusa corresponde aos raios solares que chegam indiretamente ao plano. É resultado da difração na atmosfera e reflexão da luz na poeira, nas nuvens e em outros objetos.

Já a radiação global é definida como a soma da radiação direta e difusa que incidem sobre uma dada superfície (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Os dados de radiação solar podem estar especificados em termos de valores instantâneos do fluxo de potência ou valores de energia por unidade de área (com diversos tipos de integração), conhecidos como irradiância e irradiação respectivamente. A forma mais comum de apresentação dos dados de radiação é através de valores médios mensais para a energia acumulada ao longo de um dia. Também é comum determinar-se um “Ano meteorológico Padrão ou Típico” (em língua inglesa TMY – typical meteorological year) a partir de informações armazenadas ao longo de vários anos de medidas. Conforme apresentado anteriormente, existem diversas unidades para se apresentar valores de radiação solar (PINHO; GALDINO et al., 2014).

2.1.1 Irradiância

A irradiância trata-se de uma unidade de potência por área. Como se sabe, a potência é uma grandeza física que expressa a energia transportada durante um certo intervalo de tempo, ou a taxa de variação da energia com o tempo. Quanto maior a potência da radiação solar, mais energia ela transporta em um determinado intervalo de tempo.

Na superfície terrestre a irradiância da luz solar é tipicamente em torno de 1000 W/m^2 . No espaço extraterrestre, na distância média entre o Sol e a Terra, a irradiância é

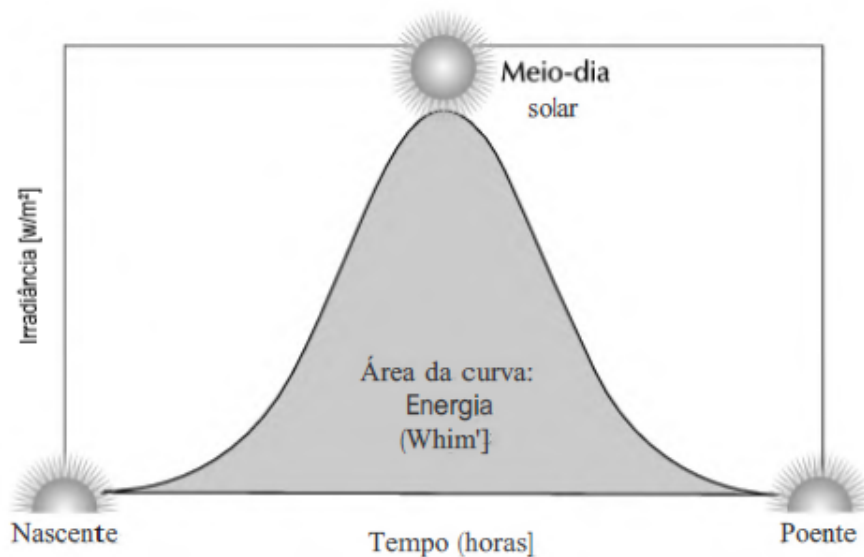
cerca de 1353 W/m^2 (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

A irradiância de 1000 W/m^2 é adotada como padrão na indústria fotovoltaica para a especificação e avaliação de células e módulos fotovoltaicos. Assim como a massa de ar AM1,5, a irradiância de 1000 W/m^2 é mencionada em praticamente todos os catálogos de fabricantes de dispositivos fotovoltaicos.

Medindo a irradiância com um sensor e armazenando os valores obtidos ao longo de um dia, pode-se calcular a quantidade de energia recebida do Sol por uma determinada área naquele dia. O mesmo procedimento pode ser usado para calcular a energia solar recebida ao longo de uma semana, um mês ou um ano. No estudo da radiação solar e dos sistemas fotovoltaicos, é muito comum quantificar a energia diária recebida do Sol, como veremos a seguir (VILLALVA; GAZOLI, 2012)

A Figura 2.1 mostra um gráfico típico da irradiância solar ao longo de um dia. Em cada instante de tempo é realizada uma medida. Fazendo a integração dos valores de irradiância ao longo do tempo, ou seja, calculando a área embaixo da curva, obtém-se o valor da energia recebida do Sol durante o dia por unidade de área, denominada insolação.

Figura 2.1 – Perfil de irradiação solar ao longo do dia



Fonte: Villalva e Gazoli (2012)

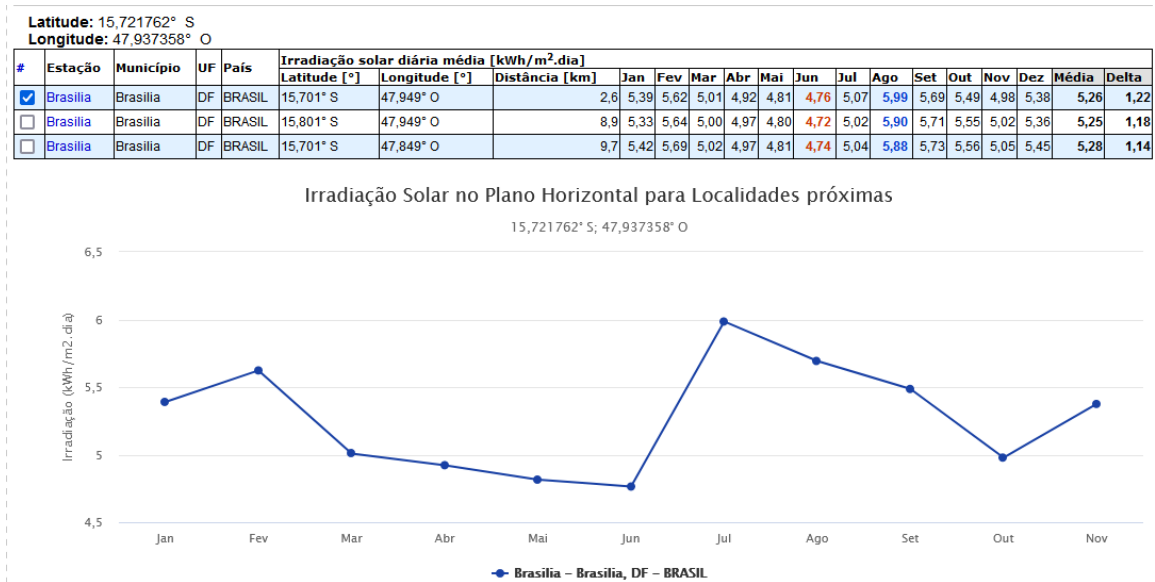
2.1.2 Insolação

A insolação é a grandeza utilizada para expressar a energia solar que incide sobre uma determinada área de superfície plana ao longo de um determinado intervalo de tempo. Sua unidade é o Wh/m^2 (watt-hora por metro quadrado). O Watt-hora é uma unidade física de energia e o watt-hora por metro quadrado expressa a densidade de energia por área.

Estações meteorológicas com sensores de radiação solar são empregadas para fazer o levantamento da insolação em vários pontos do globo terrestre. Bancos de dados com informações de insolação de todo o planeta podem ser construídos a partir de medidas experimentais e a partir da interpolação dos dados obtidos dos sensores (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Através do software SunData V3.0 do Cresesb(Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S.Brito) é possível identificar os variados níveis de irradiação para cada localidade no Brasil, na Figura 2.2 podemos notar como os valores se diferem para os diferentes meses do ano para o Distrito Federal.

Figura 2.2 – Irradiação solar ao longo do ano para o Distrito Federal



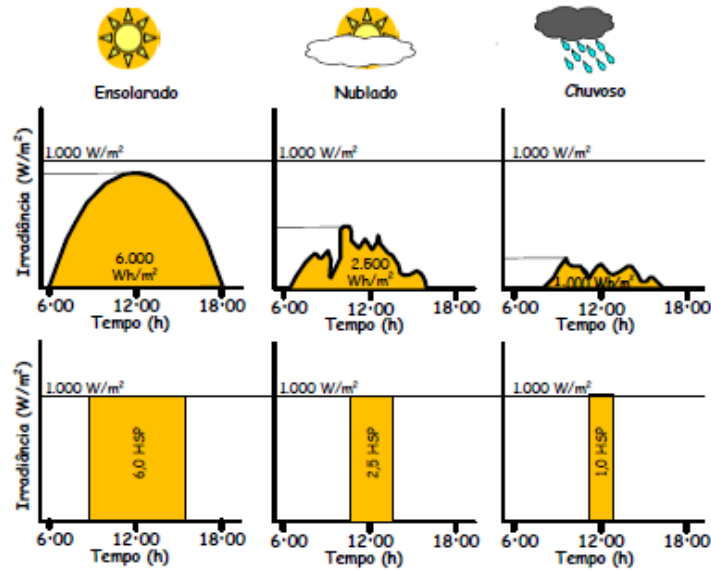
Fonte: SunData V3.0

2.1.3 Horas do Sol Pleno (HSP)

Nas estimativas de produção de energia elétrica, é útil ignorar os efeitos da variação da irradiação a cada instante e considerar a totalidade da energia elétrica convertida em intervalos horários. Como há uma forte linearidade entre a produção de energia e a irradiação horária, este conceito pode ser estendido, gerando uma forma bastante conveniente de se expressar o valor acumulado de energia solar ao longo de um dia: o número de Horas de Sol Pleno (HSP). Esta grandeza reflete o número de horas em que a irradiação solar deve permanecer constante e igual a 1 kW/m² de forma que a energia resultante seja equivalente à energia disponibilizada pelo Sol no local em questão, acumulada ao longo de um dado dia (PINHO; GALDINO et al., 2014). Mostra-se na Equação (2.1) o cálculo do número de HSP para um caso em que a irradiação é de 6 KWh/m²

$$HSP = \frac{6(kWh/m^2)}{1(kW/m^2)} = 6[h/dia] \quad (2.1)$$

Figura 2.3 – Perfis de irradiação solar ao longo do dia com valor HSP equivalente



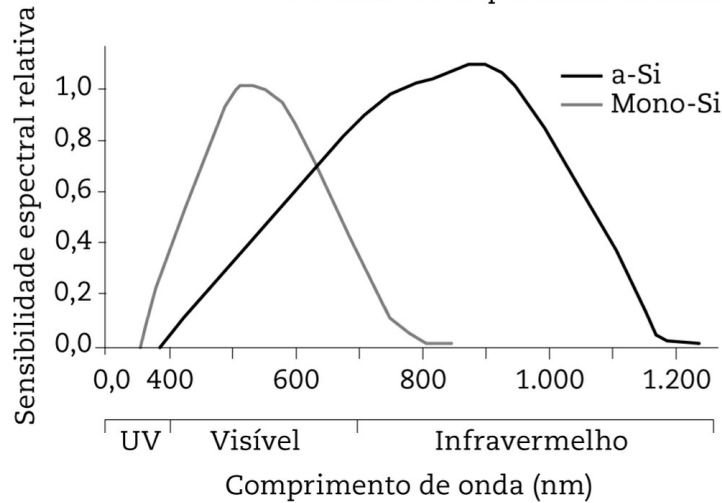
Fonte: Pinho, Galdino et al. (2014)

A Figura 2.3 ilustra o comportamento da forma da curva de irradiação para os dias ensolarado, nublado e chuvoso. Nota-se que a irradiação pode variar significativamente em curtos intervalos de tempo (da ordem de segundos), especialmente em dias com nuvens, ou seja, afetando significativamente o gerador fotovoltaico.

2.1.4 Espectro solar

A seletividade de absorção é uma característica intrínseca do material utilizado e está relacionada com o nível de energia necessário para um fóton ser absorvido pelo material semicondutor, gerando um par elétron-lacuna. As células fotovoltaicas variam na sua sensibilidade aos diferentes níveis espectrais da radiação incidente, dependendo da tecnologia e do material utilizado na fabricação. A sensibilidade espectral relativa diz respeito à resposta espectral da célula, ou seja, à capacidade de o dispositivo absorver a energia proveniente dos fótons da radiação solar em diferentes níveis do comprimento de onda. A Figura 2.4 mostra esse comportamento para as células de silício amorfo e monocristalino. Os valores de sensibilidade espectral estão normalizados e o valor correspondente ao número 1,0, no eixo da ordenada, significa a máxima absorção de energia para determinado comprimento de onda (ZILLES et al., 2016).

Figura 2.4 – Sensibilidade espectral em função do comprimento de onda e o valor correspondente ao número



Fonte: (GOETZBERGER; HOFFMANN, 2005).

A Resposta Espectral (RE) é definida como a razão entre a corrente produzida pelo dispositivo fotovoltaico e a potência da radiação que incide sobre ele conforme mostra a Equação (2.2). Ela descreve como que os fótons com diferentes comprimentos de onda (ou níveis de energia) contribuem para a corrente fotogerada. Na Figura 2.5 segue uma curva de Resposta Espectral de uma célula solar ideal e uma real. Como podem ser observados os dois são diferentes, sendo que tais diferenças se devem as perdas ópticas resultantes da absorção e reflexão ocasionados pelo vidro de cobertura, processos de recombinações internas dos pares elétrons e lacunas, características do semiconductor, etc (HONSBURG; BOWDEN, 2014).

$$RE = \frac{I_{sc}(\lambda)}{G(\lambda)} \quad (2.2)$$

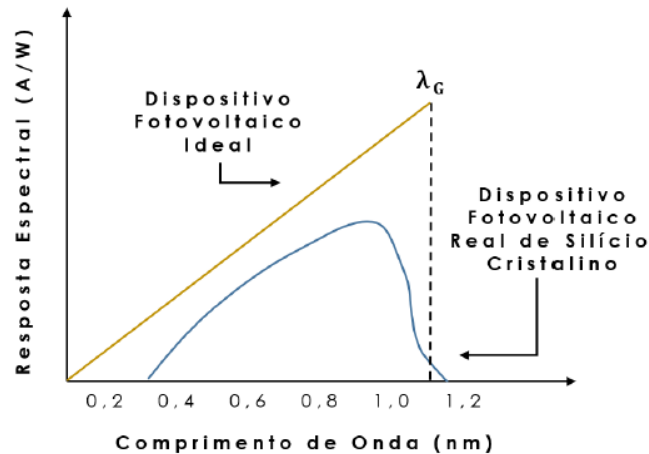
Onde:

$RE(\lambda)$: Resposta Espectral do dispositivo fotovoltaico (A/Wnm);

$I_{sc}(\lambda)$: Corrente de Curto Circuito, assumindo que I_{sc} equivale à I_{FG} (A/nm);

$G(\lambda)$: Irradiância espectral incidente (W/m^2nm);

Figura 2.5 – Resposta espectral de uma célula *real* \times *ideal*

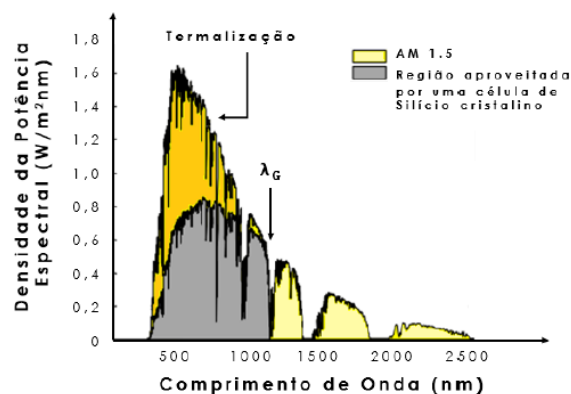


Fonte: (NEVES, 2016)

Na Figura 2.5 pode ser visto também que radiações com comprimentos de onda menor que o equivalente à energia de Banda Proibida (λ_G) não são aproveitados na conversão. Da mesma maneira, a energia que os fótons mais energéticos que E_G possuem também não são totalmente utilizadas pela célula, contribuindo para seu aquecimento através do processo conhecido como Termalização. Esta incapacidade de absorver a radiação para maiores valores de comprimento de onda e de utilizar toda a energia disponibilizada pelos fótons mais energéticos levam a perdas significativas nos dispositivos com uma única junção p-n (HONSBURG; BOWDEN, 2014).

Conhecer a curva da Resposta Espectral é muito importante para a geração fotovoltaica, pois é através dela que se pode estimar o quanto que as variações do espectro solar irão afetar a energia elétrica gerada. Por exemplo, na Figura 2.6 um gráfico mostra qual parte do espectro solar pode vir a ser utilizado por uma célula de Silício. Quaisquer alterações espectrais nesta faixa do espectro influenciarão diretamente na corrente elétrica gerada e conseqüentemente na eficiência e em outros parâmetros (NEVES, 2016).

Figura 2.6 – Região de aproveitamento do espectro solar incidente por uma célula de silício cristalino.



Fonte: (NEVES, 2016)

2.2 Célula Fotovoltaica

O efeito fotovoltaico é o fenômeno físico que permite a conversão direta da luz em eletricidade. Esse fenômeno ocorre quando a luz, ou a radiação eletromagnética do Sol, incide sobre uma célula composta de materiais semicondutores com propriedades específicas, que se caracterizam por possuírem uma banda de valência totalmente preenchida por elétrons, e uma banda de condução “vazia” (sem elétrons) na natureza do zero absoluto (0 K). Assim sendo, um semicondutor comporta-se como um isolante a 0 K (PINHO; GALDINO et al., 2014).

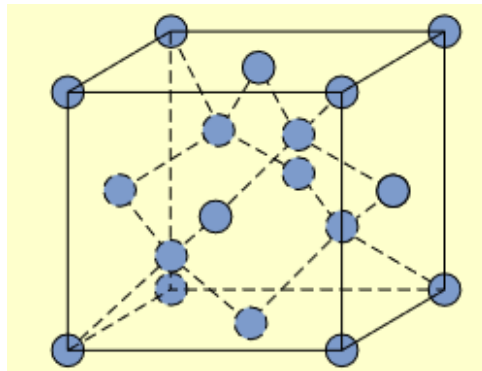
Os materiais são conhecidos como:

- Condutores, com uma condutividade de $\sigma > 10^4 (\Omega \cdot cm)^{-1}$;
- Semicondutores, com condutividade de $10^{-4} > \sigma > 10^8 (\Omega \cdot cm)^{-1}$;
- Não condutores (isolantes), com uma condutividade de $\sigma < 10^8 (\Omega \cdot cm)^{-1}$;

Essa categorização é simples, entretanto, dificilmente é um critério adequado para uma definição, que são predominantemente outras características, em particular o comportamento térmico da condutividade, que formam a base para a classificação. É aqui que metais e semicondutores se comportam de maneira oposta. Enquanto a condutividade dos metais diminui com o aumento da temperatura, nos semicondutores ela aumenta muito. É necessário diferenciar os sólidos cristalinos e substâncias amorfas, a principal diferença entre eles é o fato de que as substâncias amorfas quase não possuem periodicidade ou regularidade, por outro lado, os sólidos cristalinos são caracterizados por uma periodicidade perfeita (ou quase perfeita) da estrutura atômica. Esses materiais tornam naturalmente muito mais fácil entender as características físicas dos sólidos. Portanto, a explicação das características do semicondutor e dos princípios físicos da energia fotovoltaica é normalmente baseada em semicondutores cristalinos e, em particular, o silício cristalino (ADOLF; HOFFMANN, 2010).

Em comum com todos os elementos do quarto grupo da tabela periódica, o silício possui quatro elétrons de valência. Esses átomos são arranjados em relação uns aos outros, de modo que cada átomo está a uma distância igual de quatro outros átomos e que cada elétron forma uma ligação estável com dois átomos vizinhos. Esse tipo de rede é conhecido como rede de diamante, porque o diamante - composto de carbono tetraédrico - tem essa estrutura de rede. Esses laços são extremamente fortes. Isso é demonstrado por outras características físicas, como a dureza desses materiais.

Figura 2.7 – Estrutura do diamante



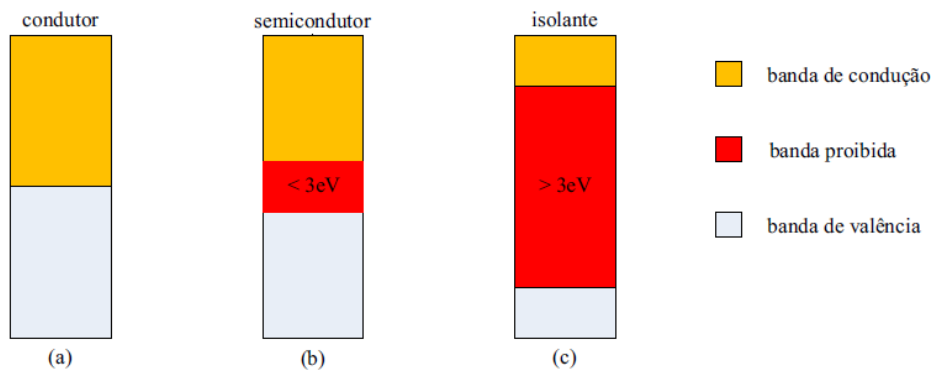
Fonte: Adaptado de Callister e Rethwisch (2018)

A Figura 2.7 mostra a estrutura de uma rede de diamante. Não desejamos entrar

em mais detalhes sobre essa estrutura neste ponto. Consulte a literatura especializada em física do estado sólido.

A separação entre as duas bandas de energia permitidas dos materiais semicondutores, denominada de banda proibida (bandgap, ou simplesmente gap) e representa por E_g , pode atingir até 3 eV (elétron Volt), diferenciando estes materiais dos materiais considerados isolantes, onde a banda proibida supera este valor. A Figura 2.8 apresenta a estrutura de separação de bandas de energia para condutores, semicondutores e isolantes (PINHO; GALDINO et al., 2014).

Figura 2.8 – Estrutura de bandas de energia em a) condutores b) semicondutores e c) isolantes



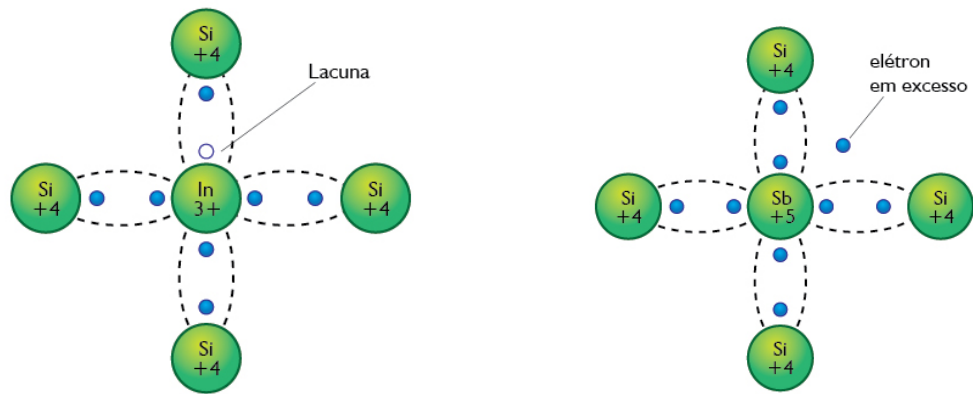
Fonte: Pinho, Galdino et al. (2014)

O que acontece é que um semicondutor, em seu estado puro (ou intrínseco), se torna eletricamente neutro devido a recombinação de elétrons pelos átomos do elemento do qual é feito. Por isso, para a fabricação de uma célula fotovoltaica o silício precisa passar por um processo chamado de dopagem, que recombina a sua formação original com outros elementos, como o fósforo (P) e o Boro (B) (SOLAR,).

As camadas semicondutoras da célula podem ser fabricadas com vários materiais diferentes, sendo o mais comum o silício. Cerca de 95% de todas as células fotovoltaicas fabricadas no mundo são de silício, pois é um material muito abundante e barato. O material N possui um excedente de elétrons e o material P apresenta falta de elétrons. Devido à diferença de concentração de elétrons nas duas camadas de materiais, os elétrons da camada N fluem para a camada P e criam um campo elétrico dentro de uma zona de depleção, também chamada de barreira de potencial, no interior da estrutura da célula.

A Figura 2.9a e Figura 2.9b ilustram as estruturas moleculares dos materiais P e N. O material P possui menos elétrons do que teria um material semicondutor puro, o que se percebe pela presença de lacunas, portanto é um material positivo. O material N possui elétrons em excesso, com se observa na figura pela presença de um elétron adicional em torno de alguns átomos da estrutura. Devido ao excesso de elétrons, o material é negativo, pois o elétron é uma partícula de carga negativa (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Figura 2.9 – Estruturas moleculares dos semicondutores

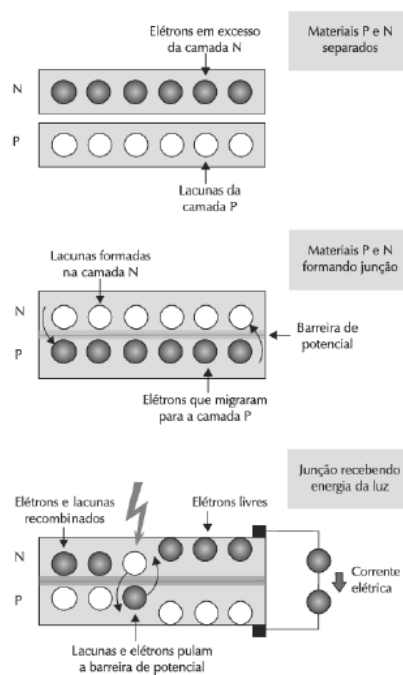


(a) Estrutura molecular semicondutor P (b) Estrutura molecular semicondutor N

Fonte: Adaptado de FERREIRA (1987)

Quando duas camadas de materiais P e N são colocadas em contato, formando o que se chama junção semicondutora, os elétrons da camada N migram para a camada P e ocupam os espaços vazios das lacunas. A Figura 2.10 mostra o que acontece quando as duas camadas P e N são unidas. A mudança dos elétrons e lacunas de uma camada para outra origina um campo elétrico e cria uma barreira de potencial entre as duas camadas. Os elétrons e lacunas permanecem presos atrás dessa barreira quando a célula fotovoltaica não está iluminada.

Figura 2.10 – Materiais semicondutores em três situações diferentes: separados, unidos para formar uma junção e por último com a junção exposta à luz para produzir corrente elétrica.



Fonte: Adaptado de Villalva e Gazoli (2012)

A camada superior de material N de uma célula fotovoltaica é tão fina que a luz pode penetrar nesse material e descarregar sua energia sobre os elétrons, fazendo com que eles tenham energia suficiente para vencer a barreira de potencial e movimentar-se da camada N para a camada P. Os elétrons em movimento são coletados pelos eletrodos metálicos. Se houver um circuito fechado os elétrons vão circular em direção aos eletrodos da camada N, formando uma corrente elétrica. Uma parte dos elétrons acaba sendo aprisionada pelas lacunas que existem na camada N, entretanto uma grande parte deles fica livre para formar a corrente elétrica quando um condutor elétrico forma um circuito entre as duas camadas, como ilustrou a Figura 2.10. Se não houver um caminho elétrico entre as duas camadas os elétrons livres não podem formar uma corrente elétrica. Entretanto, mesmo na ausência de corrente elétrica, percebe-se uma tensão elétrica de aproximadamente 0,6 V entre os dois lados da célula, causada pelo campo elétrico da barreira de potencial (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Resumindo: Quando os fótons atingem a célula, eles reagem com os átomos de silício dopado e fazem com que os elétrons do lado negativo se desprendam. Esses elétrons não conseguem passar diretamente para o lado positivo, e vice versa, devido a um campo elétrico que se cria nessa área de junção. Assim, o único caminho para eles é através da fina grade que une as camadas e que cria a corrente elétrica que chamamos de energia solar fotovoltaica. Vemos, então, que o funcionamento de uma célula solar está diretamente ligada a quantidade de luz que chega até ela, mas nem toda a luz incidente é transformada em energia. Isso acontece porque fótons possuem diferentes cargas de energia e apenas aqueles com cargas adequadas conseguem liberar os elétrons do semicondutor. Fótons com energia excedente ou inferior à necessária somam mais de 50% da luz que incide sobre uma célula fotovoltaica.

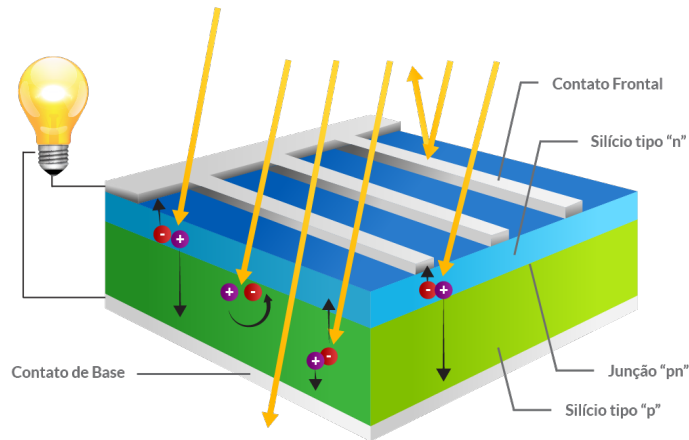
Somando-se a outras perdas, como as provocadas por sombreamento dos contatos frontais e resistência em série, o percentual de luz aproveitado por uma célula solar é de apenas 13% de toda radiação solar que recebe (SOLAR,).

Atualmente as células fotovoltaicas produzidas em larga escala e disponíveis comercialmente são constituídas de silício monocristalino, policristalino ou amorfo. Existem diversos outros tipos de tecnologias e materiais e recentemente tem surgido pesquisas sobre as chamadas células fotovoltaicas orgânicas, que utilizam polímeros e outros tipos de materiais combinados no lugar dos semicondutores, mas essa tecnologia ainda não alcançou eficiência de conversão muito elevada nem a confiabilidade necessária para a produção comercial. Os fatores que limitam a eficiência de conversão de uma célula fotovoltaica são: 1) reflexão na superfície frontal; 2) sombra proporcionada pela área da malha metálica na face frontal; 3) absorção nula de fótons de energia menor do que o gap ($E_f < E_g$); 4) baixa probabilidade de coleta, pela junção pn, dos portadores de carga gerados fora da zona de carga espacial; 5) recombinação dos portadores de carga, isto é, o “reencontro” dos elétrons e lacunas em impurezas e defeitos do material e 6) resistência elétrica no dispositivo e nos contatos metal-semicondutor, bem como possíveis de fuga da corrente elétrica (resistência em paralelo) (PINHO; GALDINO et al., 2014).

A Figura 2.11 a seguir ilustra uma célula fotovoltaica composta por duas camadas de material semicondutor P e N, uma grade de coletores metálicos superior e uma base metálica inferior. A grade e a base metálica inferior são os terminais elétricos que fazem a coleta da corrente elétrica produzida pela ação da luz. A base inferior é uma película de alumínio ou de prata. A parte superior da célula, que recebe a luz, precisa ser translúcida, portanto, os contatos elétricos são construídos na forma de uma fina grade metálica impressa na célula. Uma célula comercial ainda possui uma camada de material antirreflexivo, normalmente feita de nitreto de silício ou de dióxido de titânio, necessária para evitar a

reflexão e aumentar a absorção de luz pela célula (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

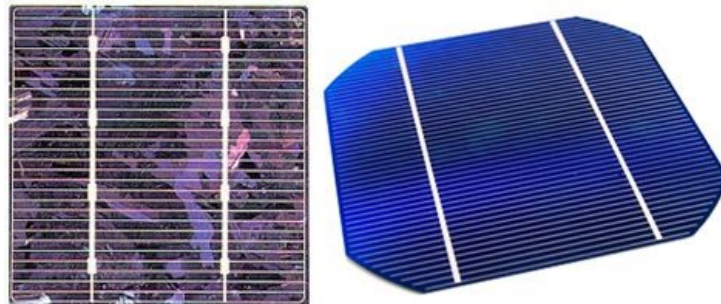
Figura 2.11 – Estrutura de uma célula fotovoltaica



Fonte: Solar ()

A Figura 2.12 mostra uma célula fotovoltaica comercial, onde se observam na parte superior as grades metálicas formadas por um enorme conjunto de finos condutores e dois condutores principais ligados a eles.

Figura 2.12 – Célula comercial

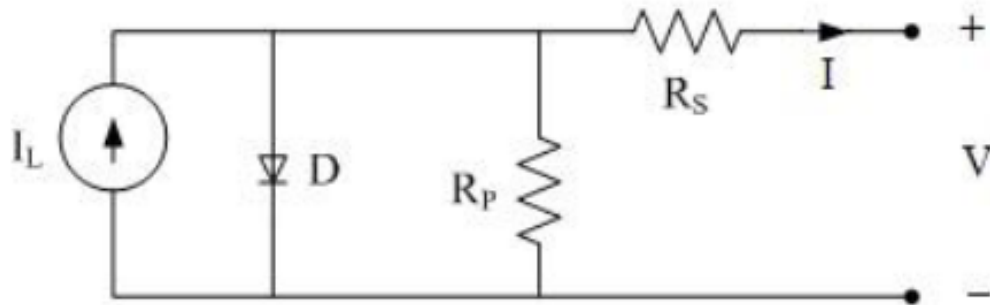


Fonte: Solar ()

2.2.1 Circuito elétrico

A Figura 2.13 apresenta o circuito equivalente para uma célula fotovoltaica, onde o diodo, D , representa a participação da junção pn no escuro. R_s e R_p representam resistências em série e paralelo.

Figura 2.13 – Circuito equivalente básico para uma célula fotovoltaica (modelo com um diodo)



Fonte: Pinho, Galdino et al. (2014)

A Figura 2.13 ilustra o circuito equivalente para um modelo com apenas um diodo, levando em consideração a condição de temperatura e radiação fixa, porém vale ressaltar que existem outros exemplos de circuitos elétricos que variam de acordo com o número de diodos, fazendo com que a relação da tensão e corrente se altere.

Outro ponto a ser considerado em relação a imagem Figura 2.13 é que a corrente I , vai ser o resultado da corrente fotogerada pela radiação solar (I_L) subtraída da corrente de recombinação que passa pelo diodo, além da corrente desviada pelas resistências parasitas do circuito. É importante lembrar que a resistência em série representa a resistência interna à passagem de corrente e depende da espessura da junção pn, das impurezas do material e resistência de contato. Numa célula ideal $R_s = 0$, ou seja, nenhuma perda interna e $R_p = \infty$, nenhuma corrente para a terra.

2.3 Módulo Fotovoltaico

Uma placa solar, conhecida tecnicamente como módulo fotovoltaico, é um agrupamento de células fotovoltaicas ligadas em série e encapsuladas em várias camadas de proteção. Uma única célula solar, obviamente, não consegue gerar as grandes quantidades de energia consumidas em uma casa ou empresa. A Figura 2.14 apresenta um módulo fotovoltaico comercial. Por isso é necessário conectar várias delas juntas para que se consiga alcançar maiores potências, o que é feito através das placas solares. As placas fotovoltaicas mais comercializadas no mercado atualmente são compostas de 60 ou 72 células, com potências entre 240 Watts e 335 Watts, respectivamente (SOLAR,).

Figura 2.14 – Módulo Fotovoltaico



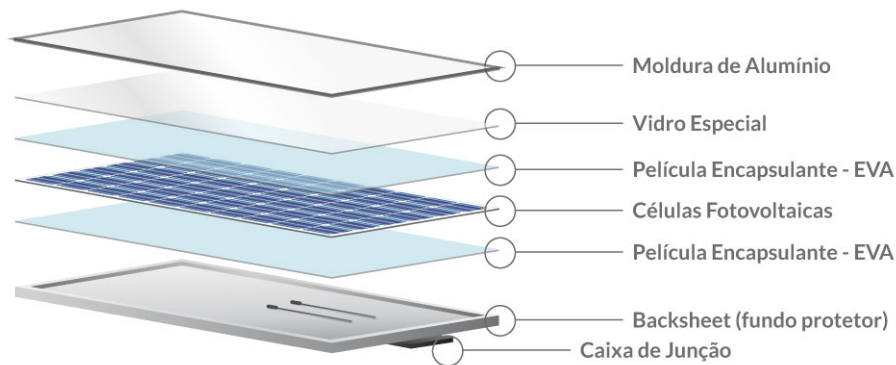
Fonte: Solar ()

O processo de montagem do módulo fotovoltaico pode ser feito de maneira automática, através de maquinário especializado, ou por manufatura, porém sem uma alta produção em escala. São várias camadas de proteção e isolamento necessárias para se encapsular um conjunto de células e que formam a estrutura de uma placa de energia solar, sendo:

- Uma lâmina de vidro temperado;
- Um material orgânico, como o EVA (etileno-vinil-acetato);
- As células conectadas;
- Mais uma lâmina de EVA (ou similar);
- Uma cobertura, que pode ser vidro, tedlar, PVC, ou outros polímeros.

Por fim o conjunto será emoldurado (utilizando geralmente alumínio anodizado) e serão inseridas as caixas de conexão (cabos e conectores) para a ligação em série. Veja a composição de uma placa solar fotovoltaica na Figura 2.15 abaixo:

Figura 2.15 – Estrutura do módulo fotovoltaico



Fonte: Solar ()

As placas solares fotovoltaicas passam por vários testes mecânicos, como:

- Variação de temperatura entre -40°C até $+85^{\circ}\text{C}$;
- Testes de isolamento sob umidade e congelamento;
- Carga mecânica, resistência a granizo e torções;
- Resistência de terminais, etc.

Seu peso varia entre 18 kg a 25 kg e, apesar da aparência rígida, suportam ligeiras deformações, adaptando-se a esforços mecânicos. Cada módulo fotovoltaico possui uma capacidade pico de geração “de fábrica” definida através de testes de performance, que utilizam valores padrões de irradiância, massa de ar e temperatura, chamados de Condições Padrão de Teste (STC – Standard Test Conditions). Essa capacidade, no entanto, não será necessariamente a apresentada pelo módulo em situações práticas, uma vez que as condições climáticas in loco serão diferentes.

Para gerar a quantidade de energia necessária, sistemas fotovoltaicos utilizam um conjunto de placas conectadas em série ou paralelo, que recebe o nome de painel solar ou painel fotovoltaico. Define-se painel solar fotovoltaico como sendo um conjunto de módulos fotovoltaicos, como podemos observar na Figura 2.16.

Figura 2.16 – Painel fotovoltaico instalado



Fonte: Solar ()

Em diversas instalações fotovoltaicas vemos um único painel formado por um grande número de módulos, mas, do ponto de vista elétrico, podemos ter vários painéis.

Nos sistemas residenciais ou comerciais, os painéis solares são normalmente instalados no telhado para livre captação da luz solar. Para sistemas instalados no Brasil e demais países do hemisfério sul, o painel de energia solar deve estar voltado para a direção norte. Já a inclinação ideal dos painéis solares varia de acordo à Latitude da localidade e também quanto ao tipo de sistema fotovoltaico.

Múltiplos módulos podem ser conectados para formar o chamado arranjo (array) fotovoltaico. Em geral, quanto maior a área de um módulo, mais eletricidade será produzida. Do ponto de vista elétrico eles também podem ligados em serie e paralelo para produzir qualquer combinação de tensão e corrente. A curva característica $I \times V$ de um arranjo PV, é semelhante ao de um módulo e de uma célula fotovoltaica (CONFESSOR et al., 2014).

2.3.1 Curva $I \times V$

A curva característica de um dispositivo fotovoltaico seja uma célula, um módulo ou um array (associação de módulos) consiste na representação matemática do comportamento da corrente elétrica em função da tensão. A determinação dessa curva é imprescindível na caracterização dos módulos fotovoltaicos, pois é através dela que se obtêm informações sobre o desempenho elétrico do gerador fotovoltaico. Por meio dessa curva é possível obter importantes informações tal qual a potência que o mesmo é capaz de fornecer, bem como detectar possíveis defeitos de fabricação ou ainda demonstrar a capacidade que um módulo tem de manter as suas características ao longo dos anos (BÜHLER, 2011).

A curva $I \times V$ traz uma série de informações importantes a respeito das células fotovoltaicas. Com ela informações de como as células ou módulos funcionam sob diferentes condições de insolação, temperatura e carga podem ser obtidas. Seu formato depende da tecnologia de célula ou módulo utilizado e quão mais quadrada ela for, maior será o rendimento. Através desta curva alguns parâmetros importantes podem ser obtidos como os valores de corrente de curto circuito I_{sc} , tensão de circuito aberto V_{oc} , potência máxima produzida pela célula P_{mp} , etc (NEVES, 2016).

Utilizando o modelo de um diodo, a curva característica de um módulo fotovoltaico é descrita matematicamente pela Equação (2.3) (GASPARIN, 2009):

$$I = I_L - I_o \left\{ \exp \left[\frac{e(V + IR_s)}{N_s m k_B T} \right] - 1 \right\} - \frac{V + IR_s}{R_p}, \quad (2.3)$$

Onde:

I: Corrente elétrica (A)

V: Tensão (V)

T: Temperatura (C° ou K)

I_L : Corrente fotogerada (A)

I_o : Corrente de saturação reversa (A)

R_s : Resistência serie (Ω)

N_s : Número de células conectadas em serie

m: Fator de idealidade de uma célula ou módulo

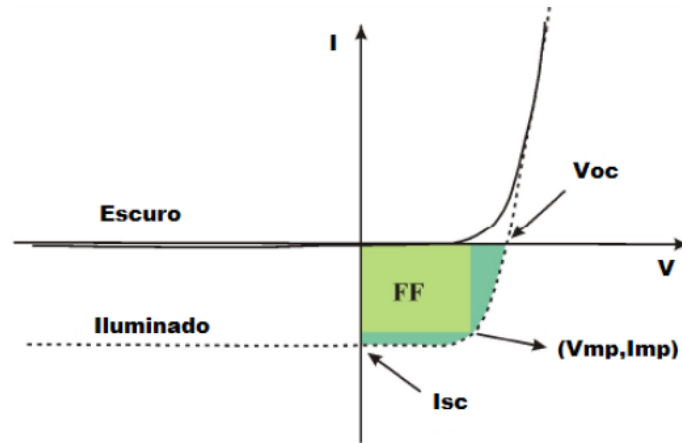
K_b : Constante de Boltzman (J/ mol K)

R_p : Resistência Paralela (Ω)

Considerando que uma célula fotovoltaica é um dispositivo semicondutor no qual existe uma junção PN, o comportamento da corrente elétrica em função da tensão elétrica

é basicamente o mesmo de um diodo cuja junção está no escuro. Entretanto, a célula fotovoltaica tem sua função justamente quando a junção está iluminada sendo que a radiação incidente na célula causa o deslocamento da curva $I \times V$. Esse efeito pode ser observado na Figura 2.17.

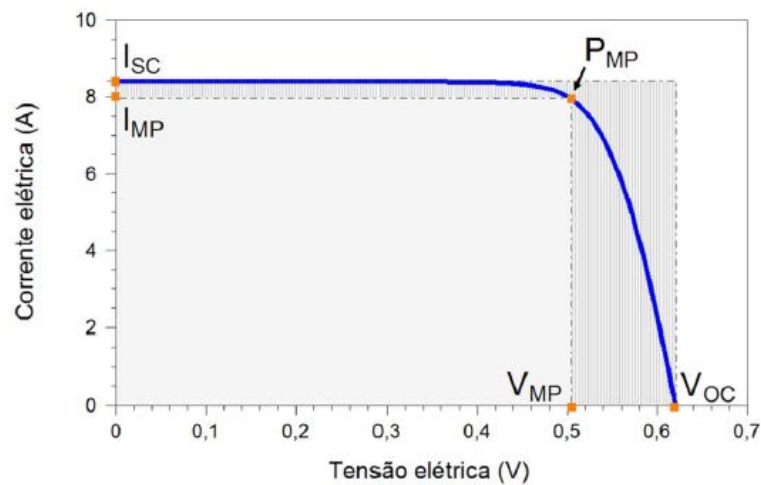
Figura 2.17 – Curva característica de uma célula no escuro e sob iluminação



Fonte: Adaptado de Peroza et al. (2015).

A curva $I \times V$, como exemplificado, é a resultante da superposição da corrente fotogerada com a curva do diodo no escuro. A luz tem o efeito de deslocar a curva $I \times V$ para o quarto quadrante (quadrante de geração). Entretanto, a curva $I \times V$ normalmente é rebatida para o primeiro quadrante quando se trata de células fotovoltaicas, com o intuito de convencionar a corrente elétrica gerada como positiva. A Figura 2.18 mostra a curva $I \times V$ mais comumente encontrada com seus principais pontos (PEROZA et al., 2015).

Figura 2.18 – Curva característica $I \times V$



Fonte: Pinho, Galdino et al. (2014)

2.3.2 Corrente de curto circuito I_{sc}

É a máxima corrente que se pode obter e é medida na célula fotovoltaica quando a tensão elétrica em seus terminais é igual a zero. Pode ser medida com um amperímetro curto-circuitando os terminais do módulo. I_{sc} depende da área da célula fotovoltaica, da irradiação solar e de sua disposição espectral, das propriedades ópticas e da probabilidade de coleta dos pares elétron-lacuna formados (PINHO; GALDINO et al., 2014).

Caso as perdas ópticas e as perdas ocasionadas pelas resistências em série e em paralelo sejam pequenas, a corrente de curto circuito será muito próxima da fotogerada e poderá ser descrita pela Equação (2.4) (NEVES, 2016).

$$I_{sc} \approx I_L = A \int_{\lambda_A}^{\lambda_B} G(\lambda) RE(\lambda) d\lambda \quad (2.4)$$

Onde:

I_{sc} : Corrente de curto circuito (A);

I_L : Corrente fotogerada (A);

A : Área do dispositivo (m^2);

$G(\lambda)$: Irradiância Espectral (W/m^2nm);

$RE(\lambda)$: Resposta Espectral do dispositivo (A/Wnm);

λ_A e λ_B : Intervalo de comprimento de onda da Resposta Espectral (nm);

A corrente de curto-circuito é fornecida pela célula quando a resistência de carga, R_{load} , é igual zero, ou seja, quando os terminais de saída da célula estão curto-circuitados. Neste caso, a tensão de saída é zero e a tensão sobre o diodo (V_D) é igual à tensão sobre a resistência de série do circuito (R_s). Como R_s tem valores baixos (na ordem de $0,05\Omega$ a $0,1\Omega$ para uma célula de 1 cm^2), o valor de tensão sobre R_s e sobre o diodo é pequeno e insuficiente para atingir a tensão de limiar necessária para início da condução no diodo. Considerando que a corrente que flui através de R_p é desprezível, pois o valor da resistência paralela é muito alto (na ordem de Mega-ohms em uma célula de 1 cm^2), toda a corrente fotogerada passa pelo caminho curto-circuitado (TEIXEIRA, 2008).

O valor da corrente permanece constante e igual a I_{sc} até determinado valor de tensão. Este é justamente o valor limiar de tensão em que o diodo começa a conduzir. Neste ponto a corrente que passa por R_{load} cai de forma exponencial e a corrente passa a fluir pelo diodo que atingiu o estado de condução (TEIXEIRA, 2008).

2.3.3 Tensão de circuito aberto V_{oc}

A tensão de circuito aberto é o valor de tensão medida nos terminais de saída da célula quando a resistência de carga é infinitamente grande, ou seja, quando temos um caso de circuito aberto (TEIXEIRA, 2008). Pode ser medida diretamente com um voltímetro nos terminais do módulo. V_{oc} depende da corrente de saturação (I_D), da corrente elétrica fotogerada (I_L) e da temperatura (PINHO; GALDINO et al., 2014), de acordo com a Equação (2.5)

$$V_{oc} = \frac{KT}{q} \ln \left(\frac{I_L}{I_D} + 1 \right) \quad (2.5)$$

Onde:

V_{oc} : Tensão de circuito aberto (V);

k : Constante de Boltzmann = $1,38 \cdot 10^{-23}$ J/K;

T : Temperatura (K);

q : Carga do elétron = $1,6 \cdot 10^{-19}$ C;

I_L : Corrente Fotogerada (A);

I_D : Corrente de saturação reversa do diodo (A);

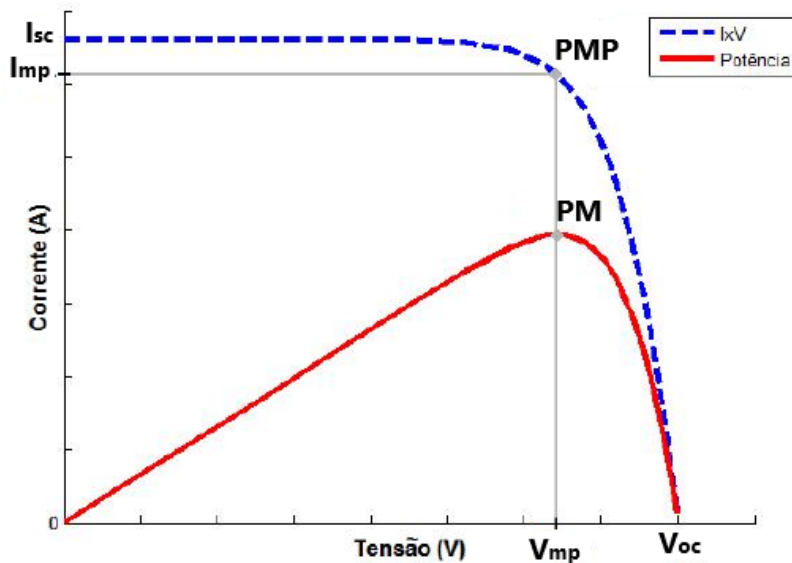
Por depender da corrente de saturação (I_o), V_{oc} está relacionada com a recombinação dos portadores de carga minoritários no dispositivo. O valor de V_{oc} varia conforme a tecnologia utilizada nas células: e-Si (0,5 V – 0,7 V), CdTe(0,857 V), a-Si(0,886 V), DSSC(0,744 V), InGaP/GaAs(3,014 V) (PINHO; GALDINO et al., 2014).

2.3.4 Potência Máxima PM

É a máxima potência que o dispositivo fotovoltaico é capaz de fornecer sob uma determinada condição de irradiação e temperatura (BÜHLER, 2011). Observando a curva $I \times V$ presente na Figura 2.19, percebe-se que o maior valor de corrente é obtido quando o valor da resistência de carga é igual a zero. Neste ponto a tensão de saída é igual a zero, resultando em uma potência de saída igualmente nula, pois potência é o produto de tensão pela corrente. Se gradualmente o valor de R_{load} for aumentado a partir de zero, a potência de saída também crescerá.

No caso em que temos o maior valor de tensão (ponto V_{oc} na Figura 2.19), a corrente de saída é inexistente e novamente a potência entregue a carga é zero. Se o valor de R_{load} for decrementado gradualmente, o valor da potência também crescerá. Fica claro, então, que o valor da maior potência entregue à carga fica em algum ponto entre os dois extremos de operação citados. A Figura 2.19 apresenta um gráfico da potência sobreposto a um gráfico da curva $I \times V$ de uma célula genérica (TEIXEIRA, 2008).

Figura 2.19 – Potência de saída sobreposto à curva $I \times V$



Fonte: Teixeira (2008)

Através do gráfico da Figura 2.19 podemos extrair o ponto de máxima potência (PMP) e assim definir os valores de corrente (I_{mp}) e tensão (V_{mp}) para o ponto de operação de maior eficiência energética da célula solar em questão. Matematicamente, o valor do

ponto de operação de máxima potência pode ser definido através do cálculo do ponto onde a derivada primeira da curva de potência é nula, ou seja, o ponto de máximo da curva (PMP) (TEIXEIRA, 2008)

2.3.5 Fator de preenchimento FF

Também conhecido como fator de preenchimento ou Fill Factor em inglês (FF): é definido como a razão entre a máxima potência (P_{mp}) produzida pela célula e o produto entre a corrente de curto circuito e a tensão de circuito aberto como descrito na Equação (2.6). Este valor é um indicativo do efeito das resistências em série e paralelo, sendo que quão maior for seu valor, menor serão as influências destas resistências e mais próximos serão os retângulos destacados na Figura 2.20 (NEVES, 2016).

$$FF = \frac{PMP}{V_{oc} \cdot I_{sc}} = \frac{V_{mp} \cdot I_{mp}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (2.6)$$

Sendo:

FF : Fator de forma;

PMP : Potência máxima (W);

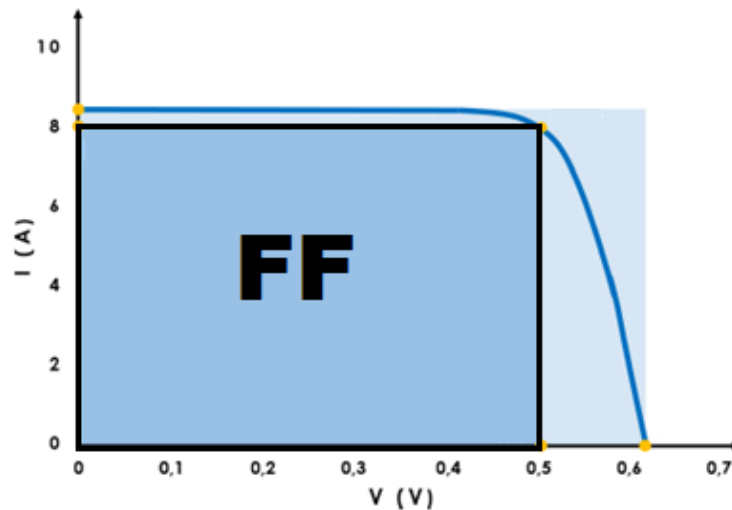
V_{mp} : Tensão de máxima potência (V);

I_{mp} : Corrente de máxima potência (A);

V_{oc} : Tensão de circuito aberto (V);

I_{sc} : Corrente de curto circuito (A);

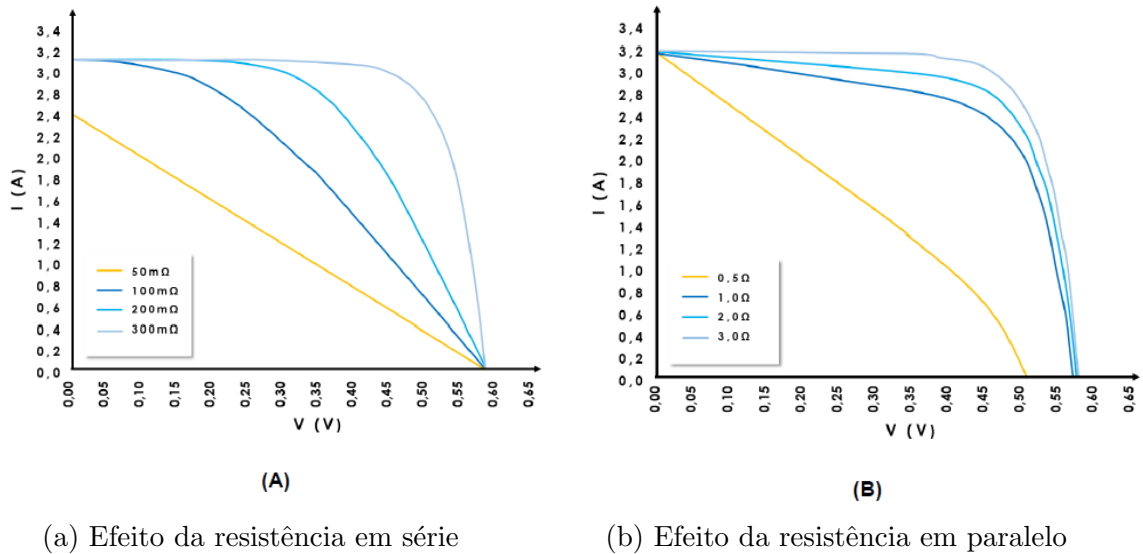
Figura 2.20 – Fator de Forma (FF)



Fonte: Adaptado de Pinho, Galdino et al. (2014)

Quanto mais próximo da unidade for o FF, melhor é a qualidade da célula solar. Normalmente as células solares fotovoltaicas possuem um fator de preenchimento entre 0,7 e 0,8 (TEIXEIRA, 2008). Embora FF possa ser relacionado empiricamente com V_{oc} , as resistências em série e paralelo são os parâmetros mais relevantes na sua variação, como observamos na Figura 2.21a e Figura 2.21b. Valores de FF dependem da tecnologia usada, como por exemplo: e-Si (80,9% - 82,8%), CdTe (77%), a-Si(67,8%), DSSC (71,2%), InGaP/GaAs/InGaAs(86%) (PINHO; GALDINO et al., 2014).

Figura 2.21 – Efeito das resistências no FF



Fonte: Pinho, Galdino et al. (2014)

2.3.6 Influências externas

As características elétricas das células fotovoltaicas podem ser alteradas em razão de fatores intrínsecos e extrínsecos a estas. Muitos são os fatores que influenciam a geração fotovoltaica. Alguns são decorrentes do processo de fabricação e do material utilizado, como as resistências série e paralelo e a seletividade de absorção do espectro solar, e outros são fatores ambientais, como a irradiância e a temperatura da célula (ZILLES et al., 2016).

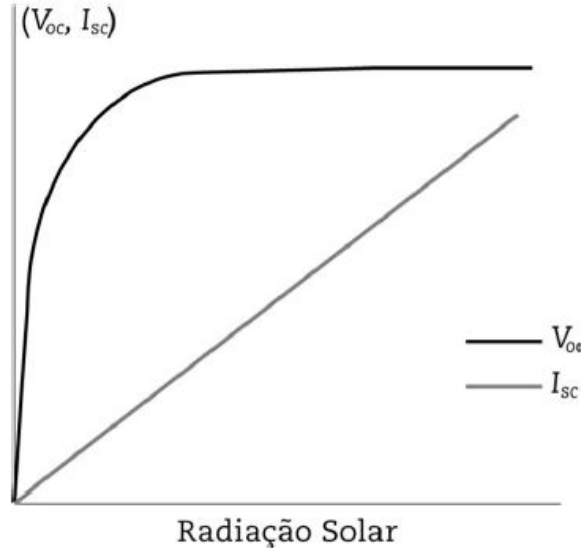
No que diz respeito ao desempenho dos dispositivos fotovoltaicos, o impacto da variação espectral é antecipado principalmente na fotocorrente, uma vez que altera o recurso de irradiação experimentado pelo dispositivo. A variação da tensão pode surgir devido à dependência da corrente, assim como, a temperatura do dispositivo também pode mudar (dependendo da absorção espectral), afetando parâmetros com dependência térmica. Todavia, inúmeros estudos de análise de desempenho têm sido realizados para entender as magnitudes dos efeitos, mas ainda há o debate sobre a importância relativa de cada fator. Isso se deve, em parte, ao fato de que essas influências não são independentes umas das outras. Este fator ambiental não recebeu anteriormente uma análise completa de impacto porque muitas vezes é considerado um efeito relativamente fraco sobre o Módulos Fotovoltaicos. Sua separação para quantificação provou ser um grande desafio que ainda não foi enfrentado conclusivamente. Portanto, qualquer discussão sobre os efeitos da variação espectral envolve necessariamente a consideração das outras influências ambientais (BETTS, 2004). Em vista disso, neste trabalho vamos considerar as influências mais significativas que são temperatura e irradiância.

2.3.6.1 Irradiância

A corrente elétrica gerada a partir da irradiação incidente na junção PN é linearmente proporcional à intensidade da mesma, uma vez que com um maior número de fótons incidentes (com energia adequada ao gap), maior o número de pares elétrons lacunas gerados. Em termos gerais, a corrente fotogerada é proporcional à irradiância solar

enquanto que a corrente de diodo I_D não é afetada (BÜHLER, 2011). A Figura 2.22 mostra o comportamento gráfico de V_{oc} e I_{sc} perante vários níveis de intensidade de radiação solar.

Figura 2.22 – Variação de V_{oc} e I_{sc} com a radiação solar



Fonte: Zilles et al. (2016)

Uma vez que o fluxo de corrente gerada a partir do processo de conversão fotovoltaica depende da quantidade de fótons capazes de contribuir para o efeito fotovoltaico, é fácil perceber que a corrente de curto-circuito da célula varia linearmente com o aumento da intensidade de radiação no plano do gerador (ZILLES et al., 2016), enquanto que a tensão de circuito aberto V_{oc} aumenta de forma logarítmica (pela Equação (2.5)), se mantida a mesma temperatura (PINHO; GALDINO et al., 2014). A I_{sc} de uma célula (e de um módulo) pode ser relacionada à irradiância incidente pela Equação (2.7) (PINHO; GALDINO et al., 2014).

$$I_{sc} = I_{scSTC} \times \frac{G}{1000} \quad (2.7)$$

Onde:

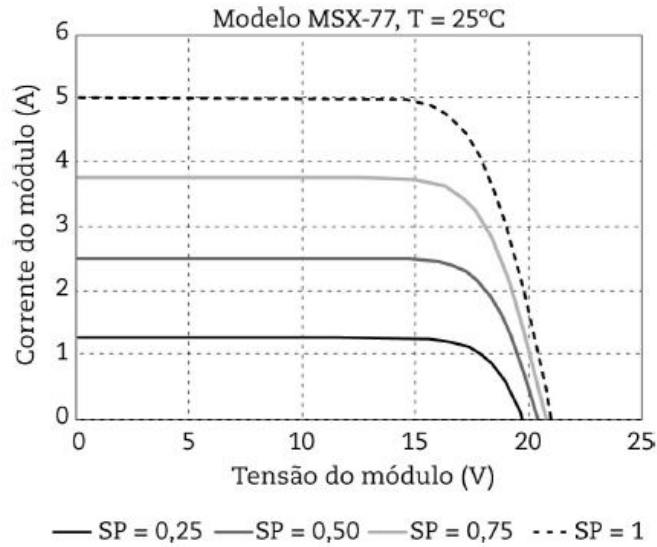
I_{sc} (A) – Corrente de curto-circuito do módulo, para a irradiância G e uma temperatura de 25 °C;

I_{scstc} (A) – Corrente de curto circuito do módulo em STC;

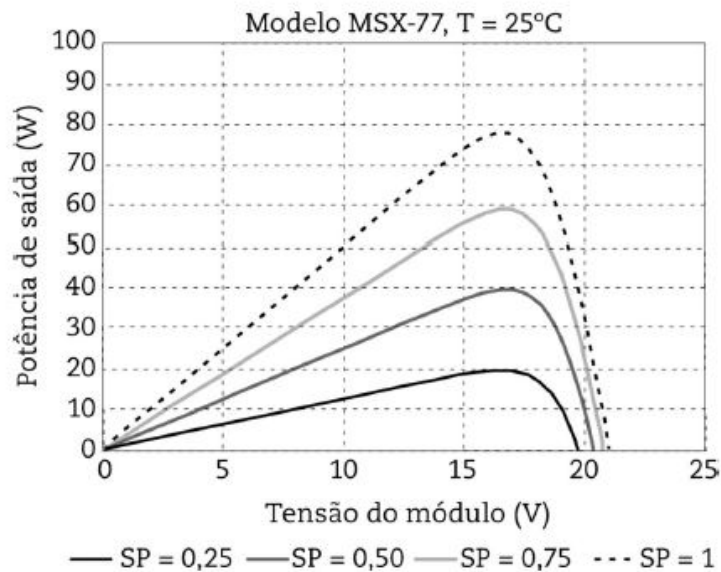
G (W/m^2) – Irradiância incidente sobre o módulo;

1000 (W/m^2) – Irradiância em STC.

As Figura 2.23 e Figura 2.24 ilustram as curvas de corrente versus tensão ($I \times V$) e potência versus tensão ($P \times V$), respectivamente, para um dado módulo operando a uma temperatura fixa de 25°C e vários níveis de radiação solar. O conceito de Sol Pleno (SP) adotado nas figuras corresponde à razão da irradiância incidente no plano do gerador (em W/m^2) pela irradiância de referência nas STC ($1.000 W/m^2$). Assim, quando se refere um $SP = 0,25$, significa dizer que a irradiância solar incidente é igual a $250 W/m^2$ (ZILLES et al., 2016).

Figura 2.23 – Curva $I \times V$ para vários níveis de irradiação

Fonte: Zilles et al. (2016)

Figura 2.24 – Curva $P \times V$ para vários níveis de irradiação

Fonte: Zilles et al. (2016)

Nos módulos fotovoltaicos, a corrente de curto-circuito geralmente cresce em proporção direta da radiação solar, ao passo que a tensão de circuito aberto cresce logaritmicamente. Assim, se a incidência de radiação solar for considerada como tendo uma distribuição espectral fixa, a corrente de curto-circuito poderá ser usada como uma maneira de medir a radiação solar incidente no plano da célula, módulo ou gerador fotovoltaicos (ZILLES et al., 2016).

2.3.6.2 Temperatura

Da mesma maneira que em outros semicondutores, a temperatura é um fator muito importante na análise e caracterização de um módulo fotovoltaico. A corrente fotogerada irá aumentar levemente com o aumento da temperatura da célula, como decorrência da redução do gap de energia E_g do material semicondutor com o aumento da temperatura.

A tensão de circuito aberto irá sofrer uma redução com o aumento da temperatura da célula devido ao aumento da corrente de saturação. A corrente de saturação é uma corrente de portadores de carga minoritários criada por excitação térmica. Tipicamente V_{oc} irá ter uma redução da ordem de $2mV^{\circ}C^{-1}$ para cada célula de silício na faixa de 20 a $100^{\circ}C$. A redução de V_{oc} com o aumento da temperatura altera toda a curva característica ocorrendo uma nítida redução de potência do módulo fotovoltaico com o aumento da temperatura (GASPARIN, 2009).

A corrente elétrica de curto-circuito, em geral, aumenta ligeiramente com a temperatura segundo um coeficiente (α) que apresenta valores típicos para o silício de $0,06\% C^{-1}$ ou $0,03mA^{\circ}C^{-1}cm^{-2}$. O coeficiente da variação da corrente de curto-circuito com a temperatura é definido pela equação Equação (2.8). Este aumento de corrente é devido a uma diminuição da energia do gap do material, expressa pela equação Equação (2.9), porém, a corrente sofre uma elevação muito pequena que não compensa a perda causada pela diminuição da tensão.

$$\alpha = \frac{\partial I_{sc}}{\partial T} \quad (2.8)$$

$$E_g(T) = E_g(0) - \frac{a \cdot T_g^2}{T_g + b} \quad (2.9)$$

Onde:

$E_g(T)$ é a energia do gap do material a uma dada temperatura.

$E_g(0)$ é uma energia de referência

a e b são constantes do material.

A tabela Tabela 2.1 apresenta os valores das constantes a e b e as energias o gap para dois materiais, silício e arsenieto de gálio (BÜHLER, 2011).

Tabela 2.1 – Energia do gap para Si e GaAs com os valores das constantes a e b

Material	$E_g(0)(eV)$	$\alpha(10^{-4}eVK^{-1})$	bK^{-1}
Si	1.16	7	1100
GaAs	1.52	5.8	300

Fonte: (BÜHLER, 2011).

A tensão, por sua vez, apresenta uma variação linear com a temperatura. Tipicamente, para módulos de silício monocristalino, a tensão decai de acordo com um coeficiente (β) que apresenta valores da ordem de $-2,3mV/^{\circ}C$ por célula. O coeficiente da variação da tensão de circuito aberto com a temperatura pode ser definido pela equação Equação (2.10).

$$\beta = \frac{\partial V_{oc}}{\partial T} \quad (2.10)$$

Onde:

∂V_{oc} é a variação da tensão de circuito aberto para uma variação de temperatura de célula $\partial(T)$.

O cálculo do V_{oc} em determinada temperatura, com o uso do coeficiente beta é feito por meio da equação abaixo:

$$V_{oc}(T) = V_{oc_{STC}} \cdot (1 + \beta \cdot (T - 25)) \quad (2.11)$$

Alguns fabricantes também informam o coeficiente de temperatura específico para a V_{mp} , que pode ser denominado β_{vmp} e que é geralmente maior do que o beta para o V_{oc} . Coeficiente gama de variação da potência máxima (potência de pico) do módulo com a temperatura:

$$\gamma = \frac{\partial P_{mp}}{\partial T} \quad (2.12)$$

Onde $\partial(P_{mp})$ é a variação da potência máxima do módulo para uma variação de temperatura de célula $\partial(T)$, também usado em uma equação idêntica à Equação (2.11). Este coeficiente gama é negativo e os valores típicos são de $-0,5\%/^{\circ}\text{C}$ para módulos de c-Si e $-0,3\%/^{\circ}\text{C}$ para módulos de a-Si.

A definição do ponto de máxima potência PMP permite escrever a expressão abaixo, que visa obter sua variação com a temperatura, a partir das variações de I_{mp} e V_{mp} . Para isso, considera-se que o coeficiente de temperatura α para o I_{sc} e para a I_{mp} são idênticos, e que o coeficiente de temperatura da V_{mp} é β_{vmp} . Os coeficientes devem estar expressos em porcentagem.

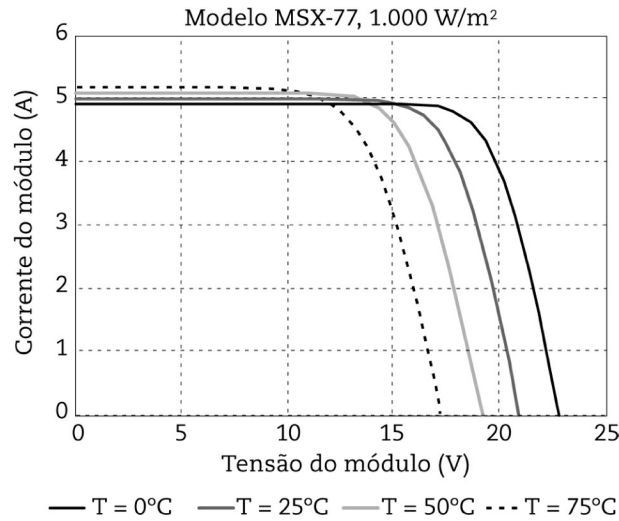
$$P_{mp}(T) = V_{mp}(T) \times I_{mp} = V_{mp_{STC}} \cdot (1 + \beta_{vmp} \cdot \Delta T) \times I_{mp_{STC}} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T) \quad (2.13)$$

Assim pode-se então escrever a Equação (2.14), que relaciona de forma aproximada os coeficientes de temperatura da célula fotovoltaica, e que permite, caso este não seja fornecido pelo fabricante, obter o coeficiente β_{vmp} a partir dos que são geralmente fornecidos, que são α e γ .

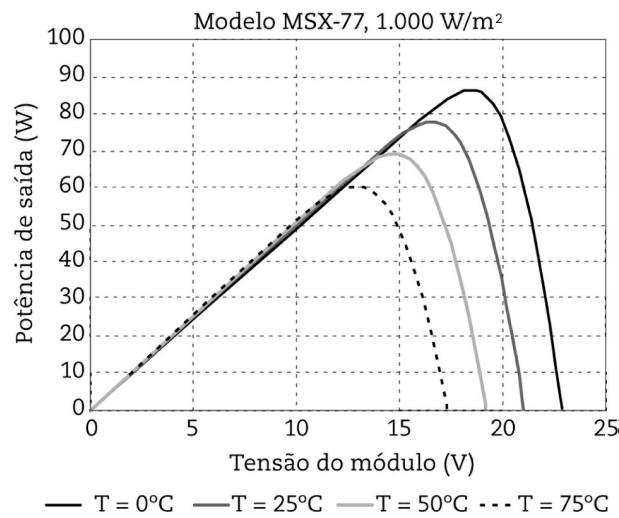
$$\gamma = \alpha + \beta_{vmp} \quad (2.14)$$

Alguns autores aproximam o β_{vmp} diretamente pelo gama uma vez que α é muito menor do que os demais. Os valores desses coeficientes variam em função de tecnologia da célula. É comum encontrar referência sobre os coeficientes de temperatura nas folhas de dados técnicos fornecidos pelos fabricantes dos módulos. Quanto menores os coeficientes β e γ , menor é a perda de potência do módulo devida à temperatura.

As Figura 2.25 e Figura 2.26 mostram, respectivamente, o efeito da variação da temperatura da célula nas curvas $I \times V$ e $P \times V$. Percebe-se uma redução, no ponto de máxima potência, de 77Wp em uma operação de um dado módulo fotovoltaico a 25°C , para 60Wp em uma operação a 75°C (ZILLES et al., 2016).

Figura 2.25 – Curva $I \times V$ para vários níveis de temperatura

Fonte: Zilles et al. (2016)

Figura 2.26 – Curva $P \times V$ para vários níveis de temperatura

Fonte: Zilles et al. (2016)

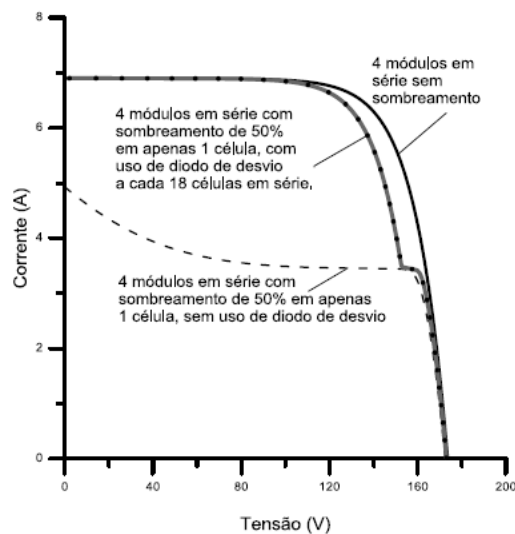
2.3.7 Efeitos de sombreamento

Como já mencionado anteriormente, os módulos de e-Si contém células fotovoltaicas em série. Quando uma ou mais destas células recebe menos radiação solar do que as outras da mesma associação, sua corrente vai limitar a corrente de todo o conjunto série. Esta redução de radiação incidente pode ocorrer por um sombreamento parcial do módulo, depósito de sujeira sobre o vidro, ou algo que tenha caído sobre o módulo. Exemplo: Se uma folha cai sobre o módulo, de forma a cobrir uma célula, esta estará inversamente polarizada e passará a agir como uma carga, convertendo eletricidade em calor. Se a corrente que atravessa a célula for alta o suficiente, teremos a formação do hot-spot ocasionando ruptura do vidro e fusão de polímeros e metais. A maior corrente que uma célula, nessas condições pode receber, é a corrente de curto circuito, o que acontece frequentemente em sistemas fotovoltaicos com controladores shunt. O efeito de redução de corrente no conjunto de

células do módulo acaba sendo propagado para todos os módulos conectados em série (BLUESOL, 2017).

A Figura 2.27 mostra o efeito do sombreamento sobre apenas uma das células de um dos 4 módulos conectados em série. Ao cobrir a metade de uma das células, a corrente daquele módulo é reduzida pela metade. Como consequência, a corrente de todos os módulos no conjunto em série também é reduzida.

Figura 2.27 – Curva para módulos sem sombreamento (linha contínua); curva para módulos na situação de sombreamento, sem diodo (linha tracejada); curva para módulos na situação de sombreamento, com diodo (linha contínua com pontos);



Fonte: Pinho, Galdino et al. (2014)

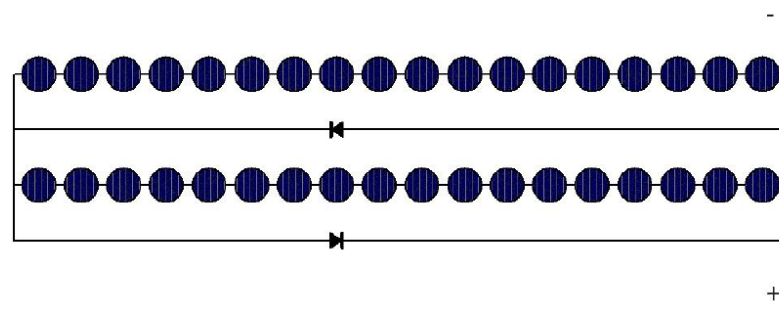
Deve-se aqui ressaltar que os módulos de filmes finos normalmente têm melhor desempenho na presença de sombreamento do que os de e-Si, sofrendo menores reduções em seu rendimento.

2.3.7.1 Diodo de desvio (by-pass)

Para evitar a ocorrência de “pontos quentes”(hot-spots), a corrente deve ser desviada das células, através de um diodo de derivação – também chamado de diodo de by-pass – conectado de maneira inversamente polarizada em relação a um conjunto de células limitando a dissipação de potência no conjunto de células sombreadas. Isso reduz simultaneamente a perda de energia e o risco de dano irreversível das células afetadas, o que inutilizaria o módulo (BLUESOL, 2017).

Os diodos de desvio são geralmente inseridos nas caixas de conexões dos módulos e conectados em antiparalelo com um conjunto de células em série, entre 15 e 30 células para cada diodo. O diagrama apresentado na Figura 2.27 mostra como são conectados estes diodos em um módulo com 36 células em série e um diodo a cada 18 células. Na figura, os círculos representam as células fotovoltaicas, apesar de estas serem mais comumente encontradas atualmente em formato quadrado (PINHO; GALDINO et al., 2014).

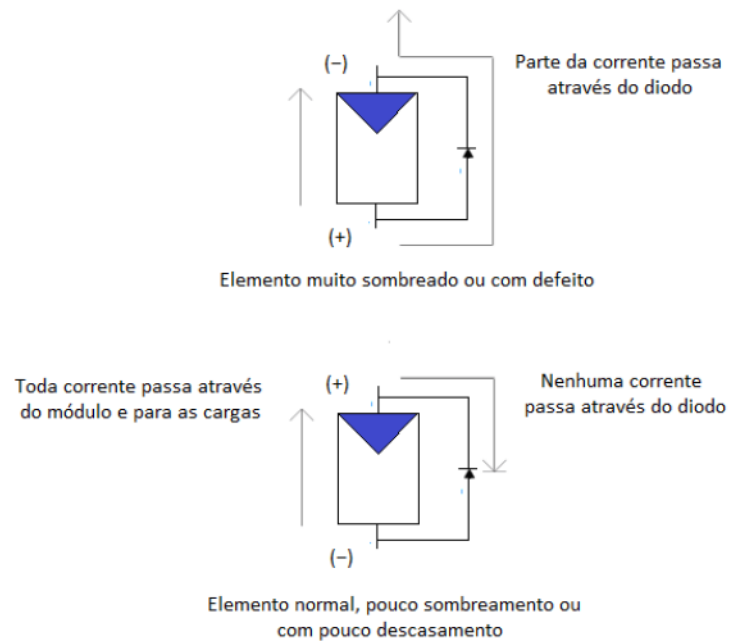
Figura 2.28 – Ligação de diodos de desvio nos módulos fotovoltaicos



Fonte: Pinho, Galdino et al. (2014)

A Figura 2.29 auxilia na compreensão da operação de um diodo de desvio. Os módulos fotovoltaicos já incluem, na sua maioria, um ou mais diodos de desvio, evitando que o projetista tenha que considerá-lo em seu sistema. Para identificar se um módulo PV possui ou não diodos de desvio, basta abrir a caixa de conexão do módulo e constatar visualmente sua presença tal como ilustra a Figura 2.29.

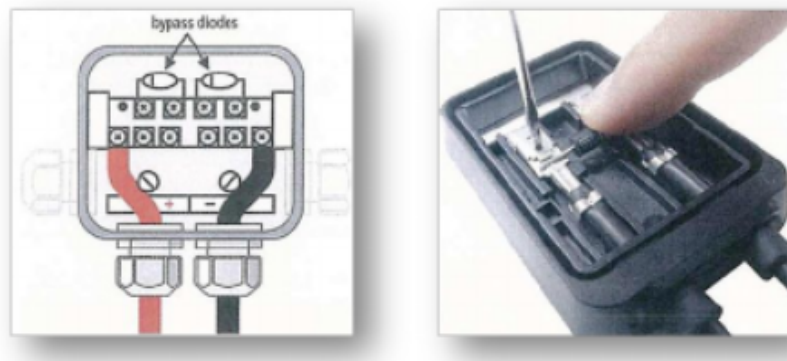
Figura 2.29 – Operação de um diodo de desvio



Fonte: Pinho, Galdino et al. (2014)

Os diodos de derivação são, geralmente, montados nas caixas de conversão, mas os fabricantes só costumam usar os diodos em módulos com potência superior a 40 Wp.

Figura 2.30 – Diodo by-pass nas caixas de conexão



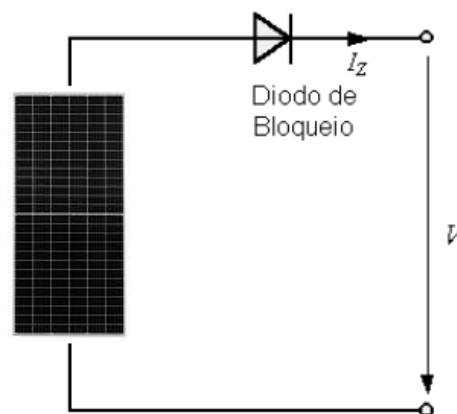
Fonte: Bluesol (2017)

2.3.7.2 Diodo de bloqueio

O diodo de bloqueio é outro componente de proteção usado em conexões de módulos ou conjuntos série de módulos em paralelo, e tem a função de impedir o fluxo de corrente de um conjunto série com tensão maior para um com tensão menor. Em sistemas que utilizam armazenamento, o diodo de bloqueio também pode ser utilizado para impedir descargas noturnas das baterias, pois á noite os módulos podem conduzir uma corrente reversa, que, apesar de pequena, contribui para a descarga das baterias. Esta corrente pode causar queda na eficiência das células e, em caso mais drástico, a célula pode ser desconecta do arranjo causando assim a perda total do fluxo de energia do módulo (SOLAR, 2006).

De acordo com a norma IEC 6036-7-712, os diodos de bloqueio não são necessários se forem utilizados módulos do mesmo tipo, com proteção classe II e certificados para funcionar com 50% da corrente nominal de curto-circuito, quando polarizados inversamente (BLUESOL, 2017).

Figura 2.31 – Diodo de bloqueio



Fonte: Solar (2006)

Como os diodos de bloqueio fazem parte da instalação elétrica do sistema, serão instalados pelo técnico responsável, geralmente no quadro de conexão dos módulos, juntamente com os fusíveis de fileiras que protegem o cabeamento contra correntes excessivas.

2.4 Parametrização do Painel Fotovoltaico

2.4.1 Modelagem do Painel Fotovoltaico

O painel selecionado para o desenvolvimento da simulação do sistema fotovoltaico foi o que já vem pré-definido pelo simulink. Para as versões mais antigas do programa, o tipo do painel é nomeado como modelo 1Soltech 1STH-215-P ¹. Na tabela Tabela 2.3, podemos identificar todos os valores e parâmetros para a condição STC, que são testes realizados em condições padronizadas, como temperatura: 25°C e irradiância: 1000 W/m².

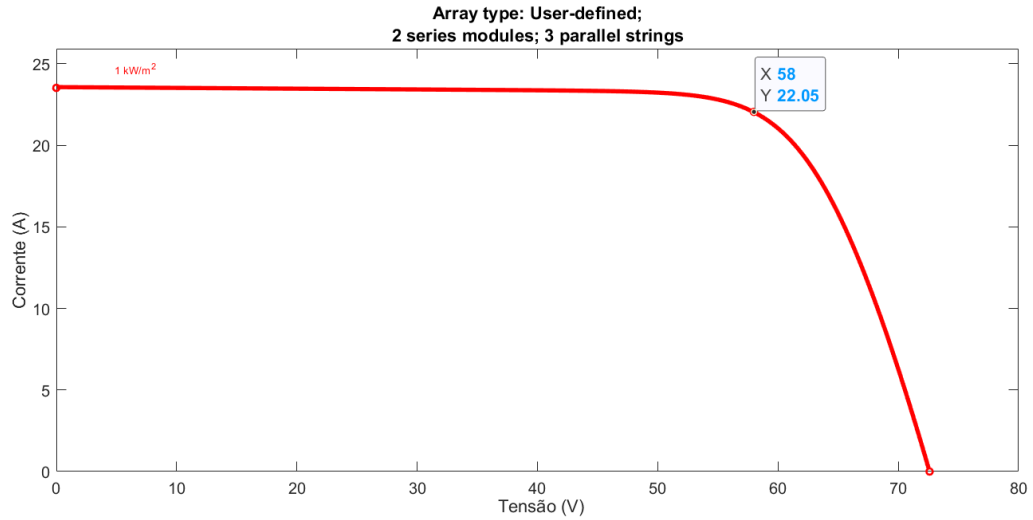
Tabela 2.2 – Dados do módulo fotovoltaico de simulação

Nº de String em Paralelo	3
Nº módulos conectados em série	2
Potência máxima (W)	213,15
Nº células por módulo	60
Voc (V)	36,3
Isc (A)	7,84
Vmp (V)	29
Imp (A)	7,35
Coefficiente de temperatura Voc (%/deg.C)	- 0,36099
Coefficiente de temperatura Isc (%/deg.C)	0,102
Resistência Shunt – Rsh (Ω)	313,0553
Resistência Série – Rs (Ω)	0,39381

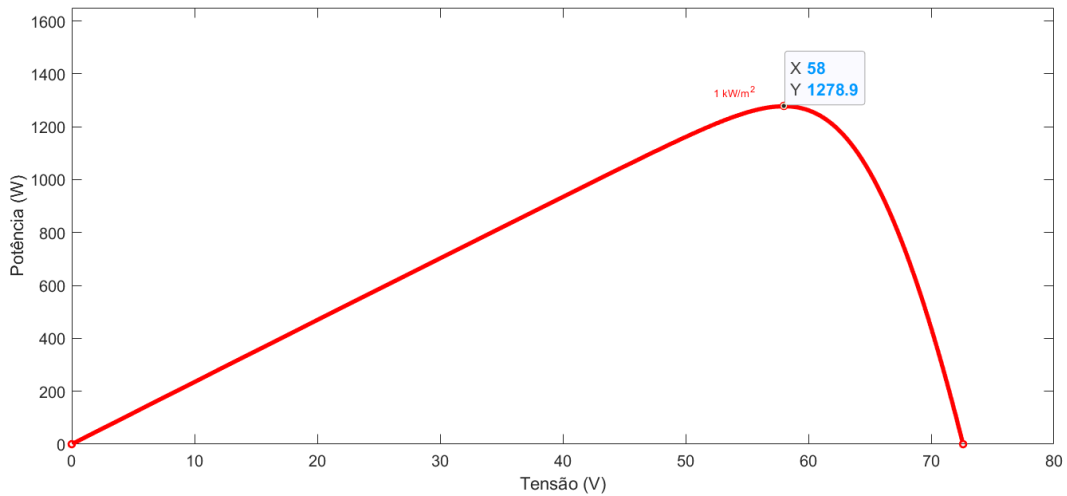
Fonte: A autoria própria.

A Figura 2.32 ilustra o comportamento da curva $I \times V$ (Corrente versus tensão) e a Figura 2.33 da curva $P \times V$ (Potência versus tensão) do sistema fotovoltaico. O número de módulos em série e também as alocações destes módulos em paralelo foram selecionadas de modo que o valor da potência máxima ficasse bem próximo de um número inteiro com a intenção de facilitar a visualização das mudanças que serão impostas futuramente.

¹Além destes parametros mostrados na tabela, pode-se identificar todos os valores deste módulo através do site Solar HUB, através do site: <http://www.solarhub.com/product-catalog/pv-modules/5623-1STH-215-P-1Soltech>. Ou no anexo A deste trabalho.

Figura 2.32 – Curva $I \times V$ em Simulink

Fonte: Autoria própria.

Figura 2.33 – Curva $P \times V$ em Simulink

Fonte: Autoria própria.

Como podemos observar, a Figura 2.32 e Figura 2.33 ilustram as curvas do sistema fotovoltaico geral, ou seja, valores inclusos das interligações em série e paralelo. De acordo com os valores obtidos de apenas um módulo, demonstrados na tabela anterior, é possível identificar os novos valores para I_{sc} , V_{oc} , V_{mp} , I_{mp} e por fim PMP . Para isso basta realizar uma simples multiplicação pelos valores dos números de módulos em série ou paralelo (2 ou 3). A Tabela 2.3 mostra esses valores.

Para arranjos em série, os dispositivos são conectados de forma que o terminal positivo de um e conectado no terminal negativo do outro. Para um arranjo de n dispositivos, tem-se para condições painéis idênticos a tensão de saída e dada pela Equação (2.15) e corresponde ao somatório das tensões de cada dispositivo. A corrente por sua vez é representada pela Equação (2.16).

Tabela 2.3 – Dados do sistema fotovoltaico geral

Voc (V)	$36,3 \times 2 = 72,6$
Isc (A)	$7,84 \times 3 = 23,52$
Vmp (V)	$29 \times 2 = 58$
Imp (A)	$7,35 \times 3 = 22,05$
Pmp (W)	$58 \times 22,05 = 1278,9$

Fonte: Autorial própria.

$$V_{out} = \sum_{k=1}^n V_k \quad (2.15)$$

$$I_1 = I_2 = I_3 \dots = I_n \quad (2.16)$$

Com a associação em série de células, e possível aumentar a tensão de saída do conjunto, mantendo corrente constante. É importante ressaltar a necessidade de um diodo de bypass, em paralelo com cada módulo para a configuração série.

Por outro lado, na associação em paralelo de dispositivos fotovoltaicos, os terminais positivos desses dispositivos são conectados juntos, bem como os terminais negativos. Dessa forma, podem-se expressar as equações da tensão de saída V_{out} e corrente de saída I_{out} para n dispositivos como:

$$V_1 = V_2 = V_3 \dots = V_n \quad (2.17)$$

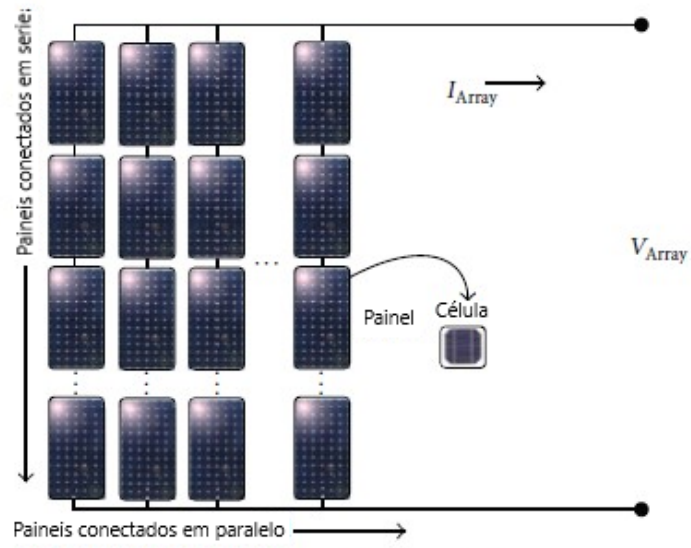
$$I_{out} = \sum_{k=1}^n I_k \quad (2.18)$$

Para esse tipo de associação é possível aumentar a corrente fornecida pelo dispositivo mantendo a tensão de saída constante.

Com o intuito de obter tanto elevação de tensão quanto de corrente, faz-se a associação das configurações série e paralelo, conhecida como configuração mista. O circuito equivalente dessa associação contempla as características de ambas, sendo assim possível obter uma potência de saída maior.

A Figura 2.34 retrata a forma de conexão do sistema fotovoltaico, apresentando as conexões em série e paralelo.

Figura 2.34 – Conexão série e paralelo para painéis fotovoltaicos



Fonte: Alqahtani et al. (2016)

3 A Estratégia MPPT

Uma célula fotovoltaica comercial possui eficiência em torno de 20% podendo atingir até 25% em laboratório. Em condições reais, uma eficiência menor pode ser observada. Os arranjos fotovoltaicos devem ser instalados de forma que maximizem a quantidade de exposição direta ao sol. Mas isto não é suficiente para garantir a máxima eficiência. A potência fornecida por uma placa varia em relação à tensão em que a placa está operando (GALVÃO; WITTMANN,). Para que o sistema fotovoltaico trabalhe com maior rendimento é necessário que opere no ponto de máxima potência. Como discutido, os parâmetros de saída dos módulos fotovoltaicos não são constantes, devido as variações ambientais como irradiação solar e temperatura. Nesse contexto, são empregadas técnicas de rastreamento do ponto de máxima transferência de potência (MPPT – Maximum Power Point Tracking) para maximizar a produção de energia elétrica do sistema fotovoltaico e a entrega desta a carga por meio do conversor (SATHLER,).

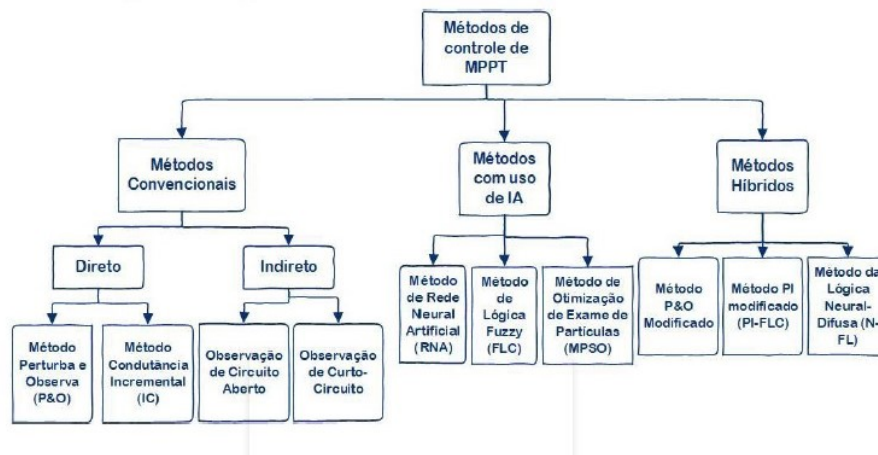
Sobre a implementação da técnica de rastreamento de ponto de máxima potência, podemos fazer a classificação em três tipos de grupos: método convencional, método com a utilização de IA e o método híbrido, além disso, o método convencional é subdividido em modelos diretos e indiretos.

Nos algoritmos diretos, os parâmetros de tensão e corrente são medidas continuamente durante a operação do módulo, desta forma a identificação do *PMP* é realizado em tempo real o que faz com que esses algoritmos reajam às alterações nas condições de operação do módulo.

Já pelo método indireto, o Ponto de máxima potência é identificado a partir de um banco de dados previamente estabelecido com o comportamento típico da célula fotovoltaica, diante de variações na tensão e na temperatura (SOUSA, 2017).

A Figura 3.1 mostra a divisão dos grupos e apresenta os principais métodos implementados.

Figura 3.1 – Métodos mais utilizados para implementação do MPPT



Fonte: Xavier (2022)

3.1 Métodos Convencionais

3.1.1 Tensão Constante

O método da tensão constante baseia-se na razão entre a tensão de máxima potência e a tensão de curto aberto que é muito próxima da constância. Para implementar este método a tensão de circuito aberto é medida e tensão a constante dada pela razão entre a tensão de máxima potência e a tensão de circuito é utilizada continuamente até que se obtenha o *PMP* (SOUSA, 2017).

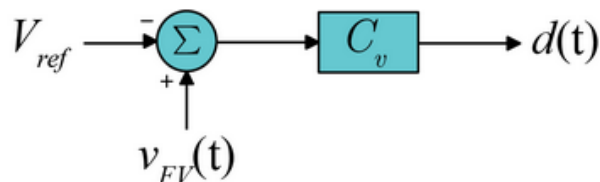
$$V_{mp} \approx k \cdot V_{oc} \quad (3.1)$$

O método de tensão constante é um dos métodos mais simples de se implementar e se baseia em resultados empíricos. As variáveis de controle que se fazem necessárias para aplicar o método são a tensão do módulo fotovoltaico em circuito aberto V_{oc} e a tensão V_{co} do módulo fotovoltaico conectado no conversor. O seu princípio de funcionamento baseia-se no fato de que existe uma relação direta entre a tensão para que ocorra a máxima transferência de potência e a tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico. Segundo experimentos, essa relação situa-se no intervalo de $k = 0,7$ a $k = 0,8$ e é comumente utilizado o valor de $k = 0,78$.

É feita a desconexão entre o módulo e o conversor periodicamente para que seja obtida a amostra da tensão de circuito aberto no módulo fotovoltaico. O algoritmo então calcula a tensão de referência a partir do fator k . É feito o cálculo do erro a partir das tensões, por fim atua-se no sinal PWM que controla a chave do conversor de modo a se obter a tensão KV_{oc} sobre o painel (SATHLER,).

O método da tensão constante consiste em definir uma referência de tensão fixa e controlar o conversor CC-CC para que a tensão do módulo alcance esse valor. De maneira geral, é utilizada uma malha de controle realimentada, conforme consta na Figura 3.2, onde a referência (V_{ref}) corresponde à tensão de máxima potência do módulo em questão. Observe na referida figura que os sinais da referência e da tensão medida nos terminais do módulo PV, $V_{fv}(t)$, estão invertidos em comparação à técnica de realimentação negativa convencional. Isso é feito para compensar a relação inversamente proporcional entre a tensão de entrada do conversor e a razão cíclica. Ou seja, para diminuir a tensão é necessário aumentar a razão cíclica e vice-versa (MORAES, 2020).

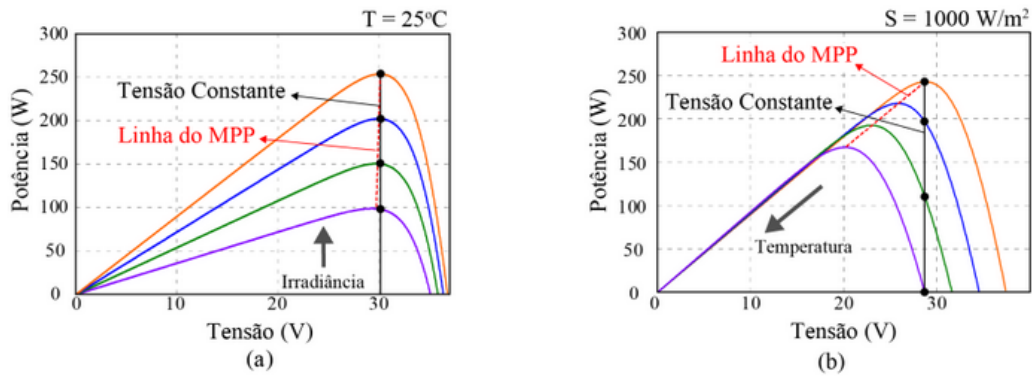
Figura 3.2 – Malha de controle do método de tensão constante



Fonte: (MORAES, 2020)

No entanto, este assume que as influências da temperatura e da irradiância solar são insignificantes e, por isso, a tensão de referência escolhida é uma aproximação adequada para o ponto de extrema potência, porém, na prática isto não acontece, o que resulta num rastreamento ineficiente para determinadas condições (MORAES,).

De fato, para variações na irradiância solar, considerando a temperatura constante, o método não é tão afetado conforme se observa na Figura 3.3a. Todavia, a tensão no ponto de máxima potência sofre mudanças significativas para variações na temperatura. Desse modo, se mantermos a referência de tensão fixa, o módulo não fornecerá a máxima eficiência possível em todas as condições de operação. Para compreendermos melhor o exposto, a Figura 3.3b mostra como a tensão no ponto máximo diverge da tensão de referência quando a temperatura de operação varia (MORAES, 2020).



- (a) Temperatura constante e irradiância variando. (b) Irradiância constante e temperatura variando.

Figura 3.3 – Comparação entre o PMP e os pontos resultantes da técnica de tensão constante

A principal limitação dessa técnica é a presença de erro em regime permanente devido ao fato da relação empírica entre tensão de circuito aberto e a tensão para máxima transferência de potência não ser constante. Outra característica do método é a necessidade de inserir uma nova chave no sistema para desconectar o módulo fotovoltaico do circuito, o que produz faltas momentâneas e transitórias, uma vez que essa nova chave é aberta periodicamente. Como vantagem, destaca-se a maior simplicidade e o menor esforço computacional para implementá-lo do que os métodos que serão apresentados a seguir (SATHLER,).

3.1.2 Condutância Incremental

O método da Condutância Incremental leva em consideração a condutância instantânea do módulo e a sua condutância incremental. Para amostrar a condutância é necessária a amostragem da corrente instantânea e a tensão instantânea, o que já evidencia uma primeira diferença desse método em relação ao método da Tensão Constante que amostrava unicamente a tensão. A potência instantânea do módulo fotovoltaico é dada por:

$$P_{mod} = V_{mod} \times I_{mod} \quad (3.2)$$

Para determinar como a potência instantânea varia com a tensão, deriva-se Equação (3.2) em relação a V_{mod} lembrando que I_{mod} é função de V_{mod} , resultando em Equação (3.3).

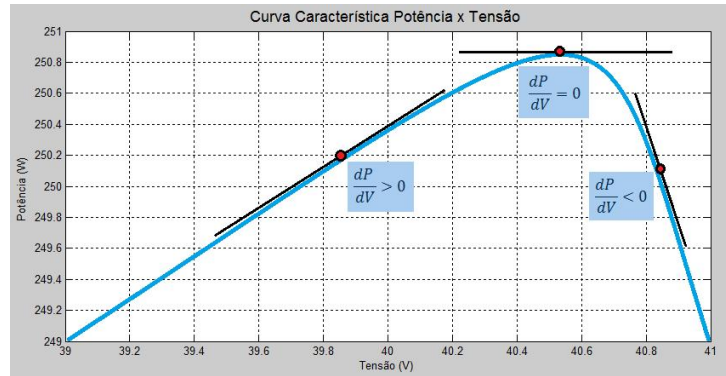
$$\frac{1}{V_{mod}} \frac{dP_{mod}}{dV_{mod}} = \frac{I_{mod}}{V_{mod}} + \frac{dI_{mod}}{dV_{mod}} \quad (3.3)$$

Para que haja máxima potência, a derivada da potência em relação a tensão deve ser nula. Dessa forma, a partir de Equação (3.3) pode-se escrever:

$$0 = \frac{I_{mod}}{V_{mod}} + \frac{dI_{mod}}{dV_{mod}} \Leftrightarrow \frac{I_{mod}}{V_{mod}} = -\frac{dI_{mod}}{dV_{mod}} \quad (3.4)$$

O lado esquerdo Equação (3.4) é a condutância instantânea, e o seu lado direito e (menos) a condutância incremental. A partir de Equação (3.4) determina-se como o método da condutância incremental deve funcionar: amostra-se a corrente e a tensão instantânea e compara-se a condutância instantânea com a condutância incremental. O algoritmo então muda o ciclo de trabalho do conversor de modo a deslocar o ponto de operação da curva $P \times V$ do módulo fotovoltaico para o seu pico (onde a condutância instantânea e a incremental são iguais), conforme ilustra a Figura 3.4 (SATHLER,).

Figura 3.4 – Rastreo do PMP pela taxa de inclinação da curva $P \times V$



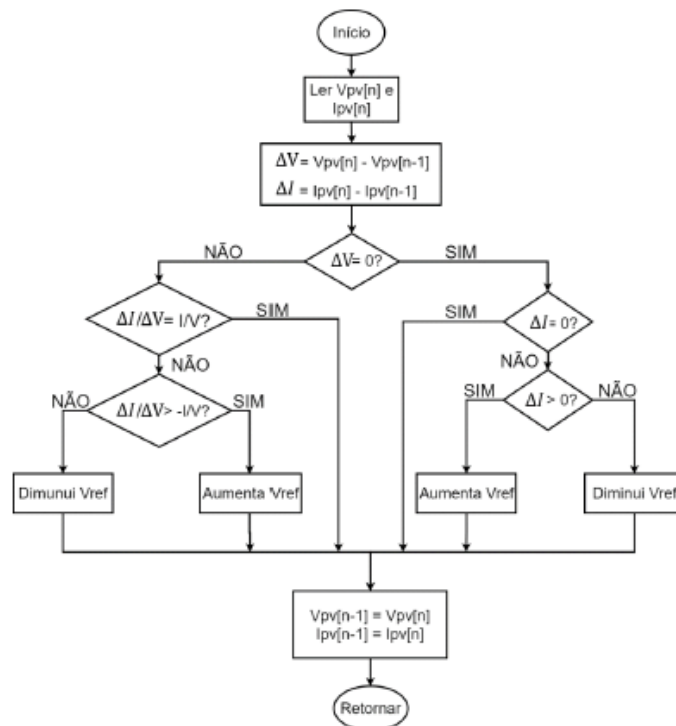
Fonte: Ricci¹ et al. ()

Assim, uma outra relação pode ser feita:

$$\begin{cases} \frac{\Delta I}{\Delta V} = -\frac{I}{V}, \text{ no PMP} \\ \frac{\Delta I}{\Delta V} > -\frac{I}{V}, \text{ à esquerda do PMP} \\ \frac{\Delta I}{\Delta V} < -\frac{I}{V}, \text{ à direita do PMP} \end{cases} \quad (3.5)$$

O fluxograma para esse método pode ser visto na Figura 3.5 abaixo:

Figura 3.5 – Fluxograma do método da condutância incremental



Fonte: Moraes ()

Da análise acima, chama-se a parcela $\frac{\Delta I}{\Delta V}$ de condutância incremental e a parcela $\frac{I}{V}$ é condutância instantânea. Assim sendo, a ideia básica do algoritmo IC é comparar a condutância incremental com a condutância instantânea para determinar se a tensão deve

ser incrementada ou decrementada. Esta técnica não causa oscilações, pois o algoritmo para de incrementar a partir do momento em que o PMP é atingido. No entanto, o cálculo de ΔI continua sendo feito e quando ocorre uma variação, o algoritmo de rastreamento volta a funcionar. Ademais, esta técnica é muito boa para variações rápidas da irradiância, mas, ruídos podem impedir que o PMP seja alcançado. Por isso, um condicionamento eficiente deve ser feito nos sinais de tensão e corrente (MORAES,).

Uma característica na implementação do método e que na prática dificilmente Equação (3.4) é satisfeita, pois, uma vez que as grandezas são discretas, existem erros de medição e de arredondamento. Dessa forma, é necessário adaptar o código do algoritmo para manter um pequeno intervalo no qual a condição é considerada como satisfeita. Entretanto, essa ação pode introduzir características de erro dependendo do tamanho do intervalo implementado.

O método de Condutância Incremental apresenta bom desempenho e eficiência, uma vez que apresenta erro em regime permanente muito baixo, dependendo única e exclusivamente do intervalo ajustado no algoritmo do ponto de máxima potência. No que compete a sua complexidade, o método demanda maior esforço computacional, uma vez que é necessária a realização de várias operações de divisão em cada iteração (SATHLER,).

Os métodos P&O e IC também podem atuar na referência de corrente em vez da tensão. Nesse caso é realizado o controle a partir da corrente de entrada do conversor. Entretanto, é importante destacar que a corrente sofre muito mais influência das variações da irradiância do que a tensão, o que poderia impactar o desempenho do algoritmo. Existe ainda a possibilidade de atuar diretamente na razão cíclica, sem usar uma malha de controle. Apesar de ser estratégia mais simples, essa alternativa pode não ser tão eficaz pelo fato de que a maioria dos conversores apresentam uma relação não linear entre a potência e a razão cíclica (MORAES, 2020).

3.1.3 Método Beta

O método beta funciona em duas etapas: a primeira delas leva o ponto de operação rapidamente para uma condição próxima do ponto de máxima potência, enquanto a segunda implementa alguma das técnicas convencionais citadas acima (normalmente a P&O com um passo bem pequeno) para rastrear precisamente o PMP. Durante a primeira etapa, o algoritmo Beta rastreia uma variável intermediária em vez da potência, o que torna o processo muito mais rápido (MORAES, 2020).

O parâmetro beta é calculado a partir da corrente de saturação reversa do diodo, I_o e a constante do diodo c , conforme a expressão Equação (3.6). Assim, beta é calculado periodicamente e comparado com um valor referência, para, então, ser combinado com outro algoritmo, como já dito anteriormente, normalmente prosseguido da técnica P&O (SOUSA, 2017).

$$\beta = \ln(I_o \cdot c) = \ln\left(\frac{I_{pv}}{V_{pv}}\right) - c \cdot v \quad (3.6)$$

Onde

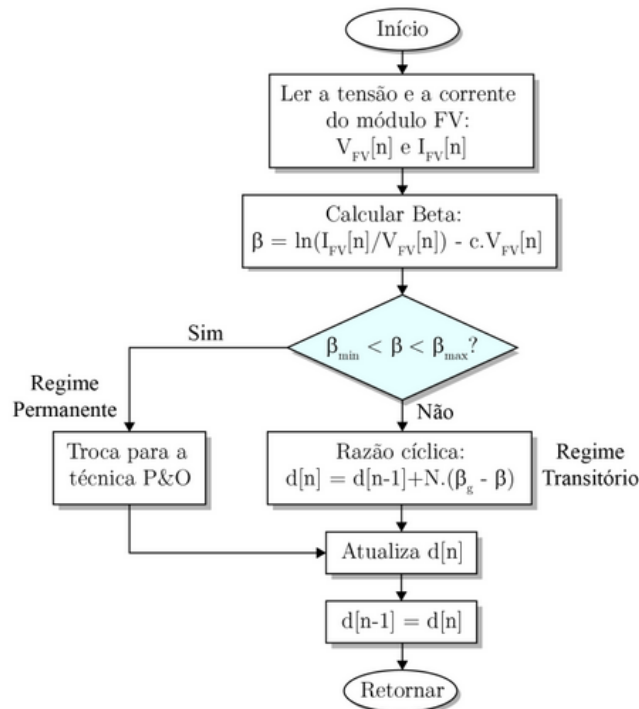
$$c = \frac{q}{\eta \cdot K \cdot T \cdot N_s} \quad (3.7)$$

Sendo c uma constante que depende da carga do elétron dada em Coulombs, do fator de qualidade da junção p-n do módulo (η), da constante de Boltzmann (K), da

temperatura (T) em Kelvin e da quantidade de células fotovoltaicas conectadas em série (N_s).

A Figura 3.6 mostra o fluxograma referente ao método beta. Quando o valor de beta está dentro dos limites estipulados (β_{min} e β_{max}) significa que o sistema entrou em regime permanente, então o algoritmo é comutado para o método P&O a fim de alcançar o PMP com mais precisão. Caso contrário, o valor da razão cíclica é atualizado com base no erro ($\beta_g - \beta$), em que $\beta_g = (\beta_{max} - \beta_{min})/2$. Os valores de β_{min} e β_{max} são obtidos para condições extremas de temperatura e irradiância. Já o ganho N é definido segundo a curva que relaciona beta com a razão cíclica.

Figura 3.6 – Fluxograma para o método Beta



Fonte: (MORAES, 2020)

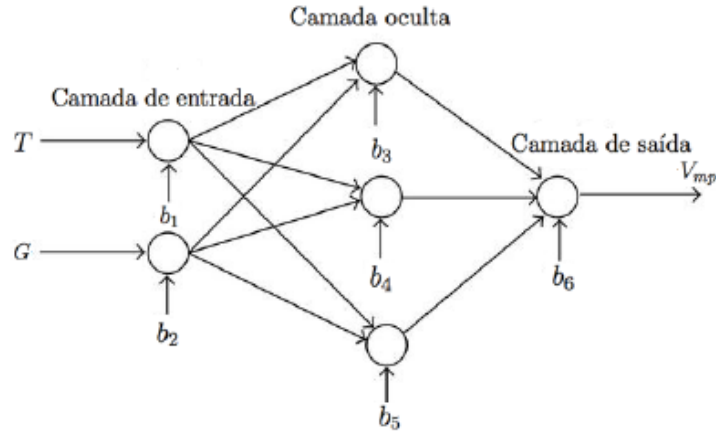
3.1.4 Método utilizando RNA

As técnicas de Inteligência Artificial (IA) vêm sendo utilizadas por vários pesquisadores para realizar a modelagem e a simulação de sistemas fotovoltaicos. Sendo que, a principal técnica de IA utilizada é de RNAs. Esta técnica possui um bom comportamento de saída para rastrear o PMP mesmo quando tem uma grande variação na temperatura e na irradiância, porém, cada sistema fotovoltaico precisará de uma RNA específica, já que a rede “aprende” as características dos módulos utilizados (XAVIER, 2022)

Este método obtém o PMP por meio da simulação do funcionamento de uma rede de neurônios dispostos em três camadas: Entrada, Oculta e Saída. Para execução desta técnica, há a necessidade de “treinamento do algoritmo”, isto é, a partir das duas entradas, e da única saída, tensão no ponto de máxima potência, V_{mp} (SOUSA, 2017). Para entrada do sistema geralmente são utilizadas a irradiância solar e a temperatura, contudo podem ser usadas outras variáveis presentes no catálogo do fabricante como V_{oc} , I_{sc} , V_{mp} e I_{mp} (XAVIER, 2022).

O algoritmo irá gerar pesos que interligam as camadas da rede neural relacionado as entradas e saídas conforme a Figura 3.7:

Figura 3.7 – Esquemático da Rede Neural Artificial



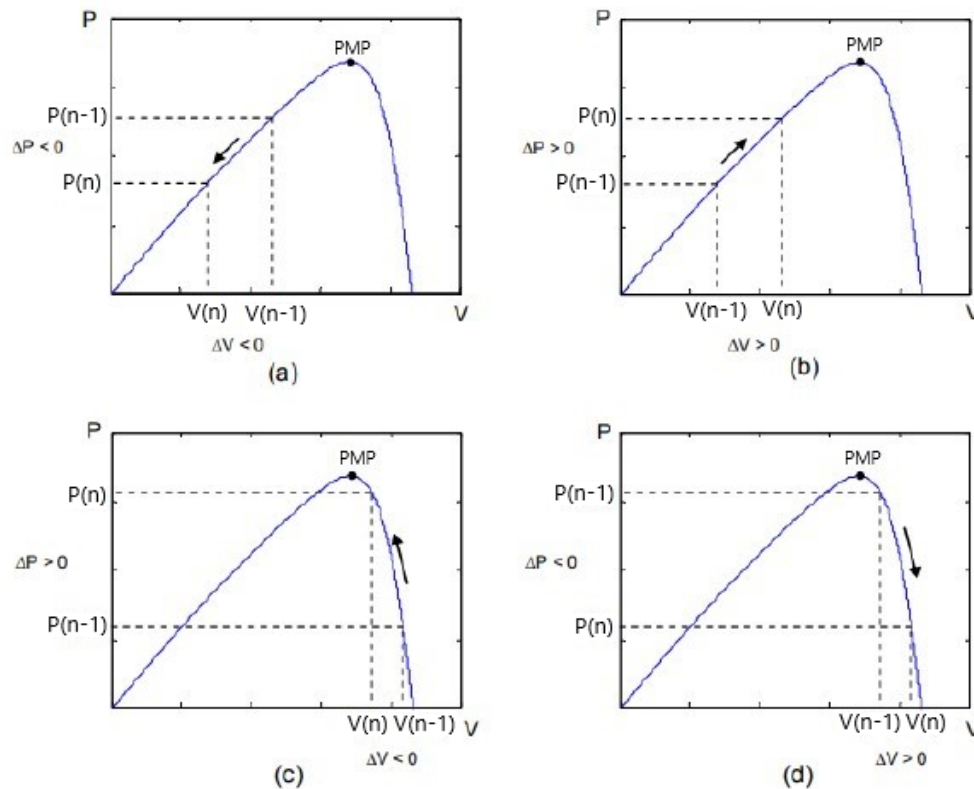
Fonte: Sousa (2017)

3.2 Perturba e Observa (P&O)

O método Perturbe e Observe (P&O) é o método mais utilizado devido sua facilidade de implementação. O método consiste na alteração da referência de tensão (ou de corrente) e comparação da potência instantânea antes e depois da perturbação, dessa forma definindo-se o sentido da próxima perturbação (SATHLER,).

O método utiliza um passo fixo ΔV em sentido positivo ou negativo na tensão terminal do módulo. A partir de então, analisa-se se houve um aumento na potência de saída, ou seja, se $\Delta P > 0$. Caso tenha acontecido, entende-se que a variação inicial ocorreu no sentido correto, portanto as variações continuarão nesse sentido até que o PMP seja atingido. Já no caso de acontecer uma diminuição na potência de saída, ou seja, $\Delta P < 0$ entende-se que o sentido da variação de tensão deve ser trocado, para que o PMP seja então atingido (SOUSA, 2017).

Na Figura 3.8 é possível identificar as decisões tomadas pelo método na tentativa de encontrar o ponto de máxima potência de acordo com cada caso para variação de tensão e potência.

Figura 3.8 – Casos possíveis para variação de ΔV e ΔP 

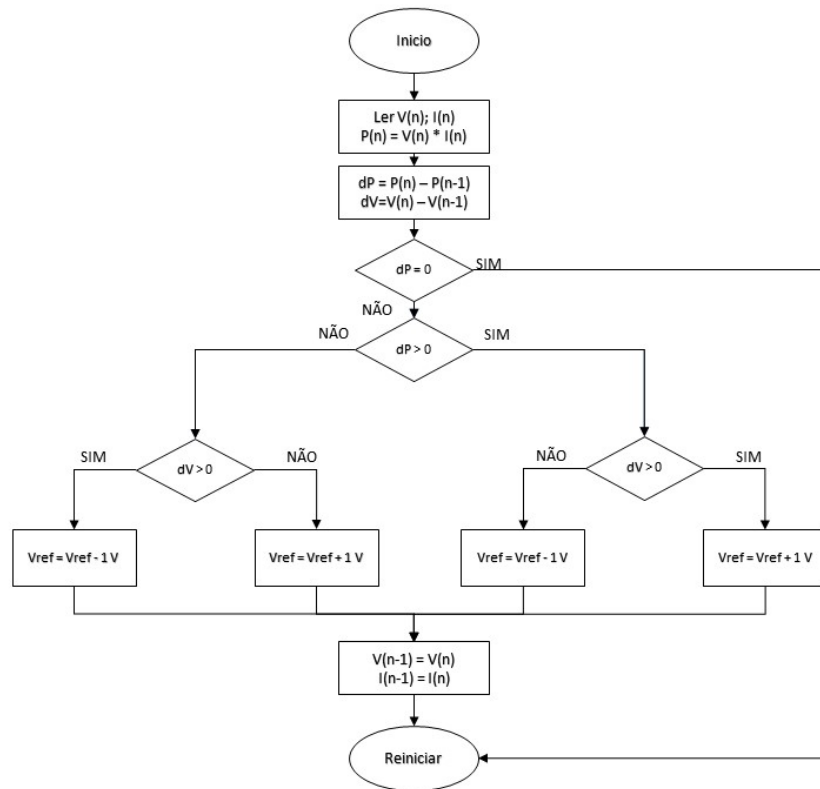
Fonte: Xavier (2022)

- Na situação a) é ilustrado através do gráfico que no instante $P(n)$ o valor para potência é baixo, já no instante anterior, ou seja, $P(n-1)$, o valor era considerado maior que o atual. Logo, pode-se aferir que a potência sofreu uma variação negativa, ou seja, $\Delta P < 0$. Fazendo a mesma análise para os valores de tensão, nota-se que a variação da tensão também se dá de forma negativa, portanto, $\Delta V < 0$. Nessa situação percebe-se que o rastreador está indo em direção contrária ao PMP, conforme a seta ilustrada no gráfico, portanto para esse cenário é incrementado um valor de passo de tensão $+1$, com o intuito de mudar o deslocamento para o sentido correto.
- Observando o gráfico para o cenário b), constata-se que o valor de potência no instante $P(n)$ é maior que no instante anterior, $P(n-1)$. Logo, houve uma variação positiva para potência, então o valor de $\Delta P > 0$. O mesmo pode ser notado para a tensão, observa-se o aumento da tensão comparando os dois instantes, portanto a variação de tensão também é positiva, $\Delta V > 0$. Diferentemente do caso anterior, neste cenário o rastreador está indo no sentido correto do PMP, portanto, deve-se continuar nesse mesmo sentido incrementando o passo de tensão de $V_{ref} + 1$.
- No gráfico ilustrado no cenário c), percebe-se que diferentemente dos casos anteriores, que os deslocamentos se encontravam ao lado esquerdo do PMP, este se encontra do lado direito. A variação de potência é negativa, $\Delta P < 0$, porém, nota-se que a variação da tensão acontece de forma positiva, $\Delta V > 0$. Fazendo a análise dessas variações, repara-se o deslocamento no sentido contrário ao PMP, logo é feito um decremento da tensão, afim de encontrar o ponto de máxima potência.
- No ultimo cenário, é notável que a potência possui variação negativa $\Delta P < 0$ e tensão possui variação positiva, $\Delta V > 0$. O deslocamento está indo em direção PMP, portanto

o sentido deve ser mantido com o decremento da tensão, $V_{ref} - 1$.

O fluxograma ilustrado na Figura 3.9 apresenta a estrutura do algoritmo do método:

Figura 3.9 – Fluxograma do algoritmo perturba e observa



Fonte: Autoria própria

O tamanho do passo (ΔV) determina o quão oscilante será o algoritmo no PMP. Quanto menor ΔV , menores as oscilações, porém, mais lento será o rastreamento (MORAES,).

A principal desvantagem deste método é que, como a perturbação é contínua, nunca será atingido o PMP de fato, ou seja, o ponto de operação do sistema ficará oscilando em torno do PMP, mas nunca será o PMP. Métodos mais atuais, derivados do P&O tradicional, utilizam incremento variável para melhorar a precisão e tempo de resposta do sistema (XAVIER, 2022).

Podemos dizer que o P&O opera normalmente em conjunto com o método da tensão constante, adaptando em tempo real a referência de tensão em vez de mantê-la fixa. Apesar de muito eficiente, esse método pode apresentar grandes oscilações na tensão com baixa irradiância. Além disso, este não responde bem quando a irradiância varia de forma abrupta, podendo escolher inicialmente a direção oposta para atualização do ponto de operação do sistema (MORAES, 2020).

O presente método apresenta melhor aproveitamento da energia se comparado ao método da tensão constante, entretanto possui um atraso na resposta quando ocorre grande variação da radiação, o que ocorre com menos impacto se utilizado o método da Condutância Incremental (SATHLER,).

Para melhorar a qualidade do método P&O, alguns trabalhos propuseram adaptar o passo conforme a distância do ponto de máxima potência. Assim, à medida que o ponto de operação se aproxima do PMP, o passo diminui a fim de reduzir as oscilações na tensão. Em contrapartida, o passo aumenta quando o ponto de operação se afasta do PMP, acelerando assim o rastreamento (MORAES, 2020).

O acionamento direto das chaves do conversor CC-CC pelo MPPT é frequentemente encontrado na literatura. Os algoritmos de MPPT funcionam dinamicamente, isto é, definem continuamente o ponto de operação em função da resposta dinâmica das variáveis monitoradas em um determinado intervalo de tempo. Assim, rápidas e frequentes variações nas variáveis monitoradas pelo algoritmo resultam em mudanças bruscas do ponto de operação, afetando diretamente a eficiência do MPPT e independentemente do tipo de algoritmo utilizado quer seja baseado em modelo, em treinamento ou heurístico. Isto ocorre por que a tarefa do MPPT é de definir o ponto de operação de referência do sistema, no caso o PMP, mas não garante que o sistema opere nesta mesma condição (MOÇAMBIQUE, 2012)

Nos algoritmos heurísticos como o P&O que geram perturbações na forma de passos, em torno do PMP, o uso do controle direto da razão cíclica do conversor implica em maiores dificuldades para o algoritmo em encontrar o PMP, devido à sua incapacidade em distinguir entre as perturbações causadas pelas mudanças atmosféricas – de irradiação ou de temperatura – das perturbações provocadas pelo passo do próprio algoritmo.

Portanto, há a necessidade de um sistema de controle que combine o MPPT para estabelecer a referência do PMP e um regulador que atua sobre a corrente ou tensão terminal do painel para que assim o sistema seja forçado a operar de forma mais efetiva sob rápidas mudanças atmosféricas, uma vez que o controle em malha fechada visa melhorar a resposta transitória do sistema fotovoltaico como um todo e impedir que as variações bruscas sejam refletidas imediatamente na variável de saída, melhorando dessa forma o comportamento geral do sistema (MOÇAMBIQUE, 2012)

Este trabalho fará uma investigação de estratégia de controle utilizando o método perturba e observa, com o auxílio do chaveamento do conversor CC-CC, em conjunto com um sistema de controle em cascata baseado no modelo obtido em (PEREIRA, 2018).

4 Modelagem e projeto de controle do conversor Boost

4.1 Conversor do tipo CC-CC

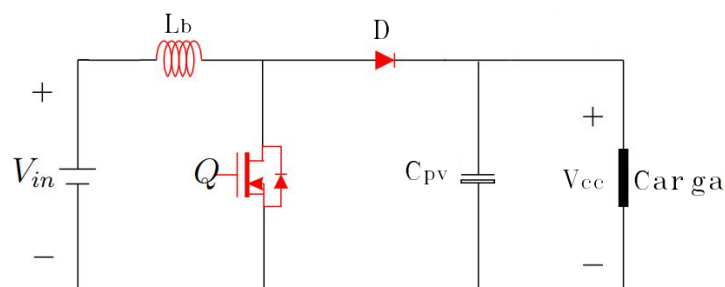
Sistemas fotovoltaicos geram energia contínua, cuja magnitude da tensão e corrente podem variar no tempo devido a dinâmica do Sol e as perturbações do ambiente. Por esta razão, um conversor CC/CC é necessário para implementar o MPPT em sistemas fotovoltaicos. Existem diversos tipos de conversores entre eles o Buck, o Boost, o Buck-Boost, o Cuk, entre outros. Esses conversores são circuitos que controlam a tensão na saída, através da variação dos tempos de comutação das chaves de potência, que são controladas via de modulação por largura de pulso (PWM – do inglês Pulse Width Modulation). Algumas destas topologias atuam como elevadores de tensão, abaixadores de tensão ou ambos. Tendo em vista as características necessárias nestes sistemas um conversor Boost é tipicamente adotado, visando elevar a tensão (XAVIER, 2022), sendo esta a opção deste trabalho.

A modelagem deste circuito visando a aplicação posterior de estratégias de controle é uma etapa importante que oferece alguns desafios particulares, tendo em conta a estrutura variável do modelo. ¹.

4.2 Modo de operação do conversor Boost

O conversor Boost é um conversor elevador de tensão, que opera por meio do chaveamento de um transistor de potência, sendo possível determinar a razão de elevação da tensão (ganho estático) controlando o tempo em que o transistor conduz ou deixa de conduzir. A topologia convencional do circuito é composta por um indutor L_b , um transistor Q , um diodo D e um capacitor C_{pv} , conforme pode ser visto na Figura 4.1.

Figura 4.1 – Estrutura conversor Boost



Fonte: Adaptado de Callister e Rethwisch (2018)

O chaveamento é realizado com uma frequência de período T_S . Se o transistor está conduzindo ($0 \leq t \leq t_{on}$) o indutor está conectando diretamente a fonte de tensão V_{in} . Com isso a sua corrente cresce linearmente, já o diodo é reversamente polarizado, fazendo com que a carga e o capacitor não sejam atendidos pela fonte de tensão V_{in} , portanto a carga recebe a tensão do capacitor. Se o transistor está desligado ($t_{on} \leq t \leq T_S$), o indutor,

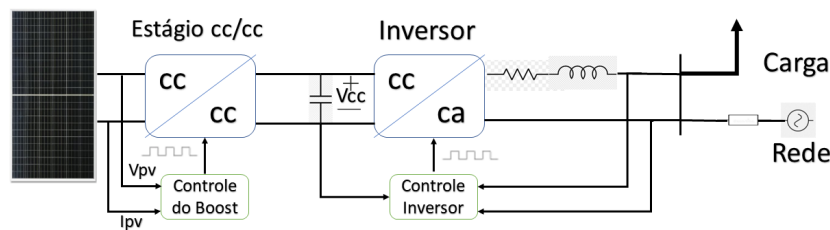
¹A modelagem de controle foi extraída da aula do Prof. Heverton Pereira, da plataforma youtube: <https://bityli.com/ZCQpD>

que está com energia armazenada, transfere energia através do diodo para a carga e o capacitor, com isso a sua corrente decrementa linearmente.

Assim é possível estabelecer três modos de condução do conversor Boost, dependendo da corrente de entrada. Se a corrente do indutor não retorna à zero em um ciclo de comutação ele atua no modo de condução contínua (MCC). Se a corrente do indutor atingir o valor zero antes de um ciclo de comutação ele atua no modo de condução descontínua (MDC). Mas caso a corrente do indutor chegue à zero e torne a crescer o modo é de condução crítica (MCCR). O modo de operação para obter o PMP será o modo de condução contínua, dada a necessidade de se ter uma corrente de entrada com a menor variação possível (XAVIER, 2022).

4.3 Modelagem e controle

Figura 4.2 – Esquemático completo do módulo fotovoltaico conectado à rede



Fonte: Autoria Própria

A Figura 4.2 acima apresenta o esquemático completo da estrutura de um sistema fotovoltaico. Para o sistema conseguir alimentar a carga é necessário que a tensão V_{cc} seja maior que a tensão na rede e para isso é fundamental a utilização do conversor CC-CC para fazer a elevação de tensão do módulo fotovoltaico. A função do conversor é controlar a tensão de entrada e fazer o painel operar no ponto de máxima potência. Vale lembrar que o foco do trabalho não está no sistema representado até a rede de distribuição e sim até o estágio CC-CC, ou seja, até a tensão V_{cc} (PEREIRA, 2018)

4.3.1 Linearização do módulo fotovoltaico

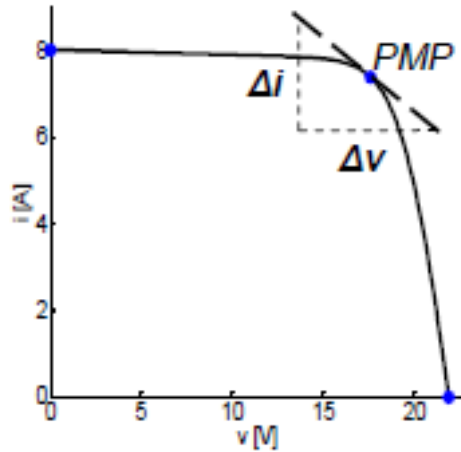
O sistema fotovoltaico é não linear e variante no tempo devido às características elétricas dos painéis fotovoltaicos que associado ao efeito do chaveamento (decorrente dos conversores eletrônicos) resulta em equações diferenciais complexas e fora do escopo dessa dissertação. No entanto, o sistema não linear pode ser aproximado por equações lineares em determinados intervalos de tempo. O processo de linearização estabelece que para um determinado ponto de operação sujeito a pequenas perturbações existe um modelo linear de pequenos sinais entre a entrada e saída que difere ligeiramente do modelo não linear (MOÇAMBIQUE, 2012)

Visando obter um modelo deste sistema para o propósito de projeto de controladores, torna-se necessário encontrar o modelo do circuito simplificado do módulo fotovoltaico, no caso busca-se uma linearização do módulo fotovoltaico em torno de um ponto de operação particular.

O ponto de operação interesse do trabalho é o ponto de máxima potência, portanto é nele que é realizado a linearização. Este ponto é interceptado por uma reta que tangencia a curva $I \times V$ nos pontos I_{mp} e V_{mp} (MOÇAMBIQUE, 2012)

A equação característica $I \times V$ representa o modelo matemático dos painéis fotovoltaicos utilizados neste trabalho, conforme a Equação (2.3).

Figura 4.3 – Ponto de linearização do módulo fotovoltaico



Fonte: Moçambique (2012)

O modelo linear, determinado pela reta tangente à curva $I \times V$ no ponto da linearização PMP (I_{mp}, V_{mp}) é dado por:

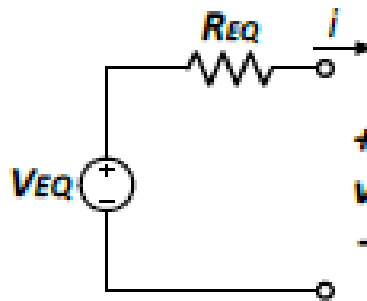
$$i = g(v - V_{mp}) + I_{mp} \quad (4.1)$$

tal que

$$g = \frac{di}{dv} = \frac{1}{r_{pv}} \approx \frac{\Delta i}{\Delta v} \quad (4.2)$$

Onde r_{pv} é a resistência dinâmica da célula que depende da irradiação e temperatura da célula e portanto, possui comportamento variante no tempo. Mediante a equação, determina-se o circuito linear equivalente na vizinhança de PMP, como mostrado na Figura 4.4 (MOÇAMBIQUE, 2012).

Figura 4.4 – Circuito Linear equivalente



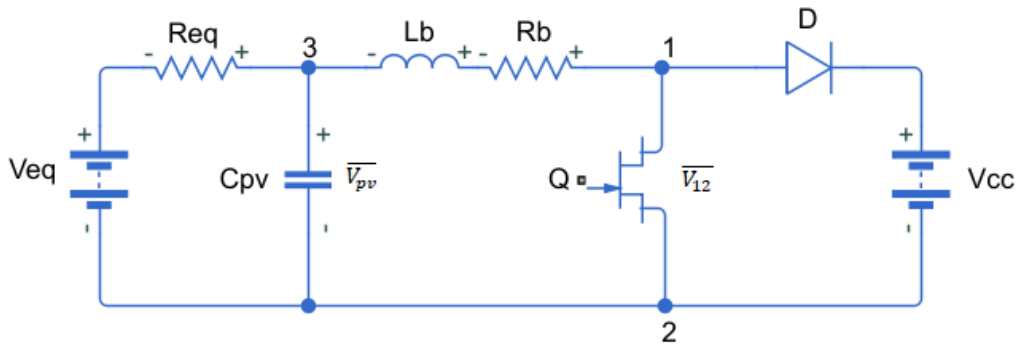
Fonte: Moçambique (2012)

Vale ressaltar que este método é bom para o ponto PMP e suas proximidades, fora isso não é tão satisfatório, dado que a reta deixa de representar adequadamente o modelo.

O ponto de linearização necessita trabalhar no conversor Boost em conjunto com o painel. Para efeito de simplificação o módulo fotovoltaico é então substituído por uma

tensão equivalente (V_{eq}) em série com a resistência equivalente (R_{eq}). Este modelo simplificado representa bem o ponto de máxima potência. Além disso, no circuito equivalente é adicionado uma resistência no indutor (R_b), afim de se repassar uma análise mais realística embora esse valor de resistência seja muito baixo. A ultima consideração importante diz a respeito da localização do capacitor, que passa a ficar posicionado na entrada do conversor, topologia esta mais comum em conversores Boost aplicados a sistemas fotovoltaicos. A Figura 4.5 apresenta o esquemático do circuito equivalente (PEREIRA, 2018).

Figura 4.5 – Circuito equivalente do painel fotovoltaico com o conversor Boost



Fonte: Autoria Própria

Sendo que:

V_{eq} - Tensão equivalente do módulo;

R_{eq} - Resistência equivalente do módulo;

C_{pv} - Capacitor;

Q - Transistor;

L_b - Indutor;

R_b - Resistência de indutância;

V_{cc} - Tensão de saída;

Como foi ilustrado na Figura 4.5, o capacitor está localizado na entrada do conversor Boost, uma vez que o objetivo é controlar a tensão em cima do capacitor, que representa a tensão do painel. Na mesma imagem é possível observar que V_{cc} é considerada constante, para efeito de modelagem.

Como dito, o desafio na modelagem deste circuito consiste em representar a estrutura variável, expressa pela abertura e fechamento da chave, considerada ideal. Assim, a tensão na chave \bar{V}_{12} varia de acordo com seu estado, se está aberta ou fechada. Quando o transistor está fechado $\bar{V}_{12} = 0$. A chave é considerada ideal, fazendo com que o ponto 1 se liga ao ponto 2, logo, a tensão é nula. Quando a chave é aberta, a impedância se torna infinita, então a tensão se iguala a tensão de saída, ou seja, $\bar{V}_{12} = V_{cc}$. Esta afirmação é feita considerando que o diodo tem queda de tensão zero (PEREIRA, 2018).

Na busca de estabelecer uma relação entre os dois estados, também chamada de relação média, que é o tempo em que a chave fica ligada e desligada, utiliza-se a seguinte expressão:

$$\bar{V}_{12} = (1 - d)V_{cc} \quad (4.3)$$

A partir da Equação (4.3) pode-se realizar algumas observações. A variável d (duty) representa o ciclo de trabalho, ou seja, o tempo que a chave fica ligada, Logo:

- Se ficar ligado 100%, $d=1$ e $\bar{V}_{12} = 0$;
- Se ficar desligado o tempo todo, $d=0$ e $\bar{V}_{12} = V_{cc}$;

Nestas condições, parte-se então para a modelagem do circuito para cada um dos estados da chave. Note-se que para cada estado da chave é possível determinar um modelo linear para o circuito.

4.3.2 Modelagem do conversor Boost para chave fechada

Buscando determinar o modelo do primeiro estado, com a chave fechada procede-se: Primeiramente é realizada a análise de corrente no nó 3. A corrente que chega do painel, é igual a soma de corrente que passa pelo capacitor e indutor i_L . A Equação (4.4) expressa o que foi dito anteriormente.

$$\frac{V_{eq} - V_{pv}}{R_{eq}} = C_{pv} \frac{dv_{pv}}{dt} + i_L \quad (4.4)$$

Considerando a chave fechada, sabemos que $\bar{V}_{12} = 0$. Fazendo a análise para a malha, a tensão no capacitor v_{pv} é subtraída da queda de tensão no indutor e no resistor.

$$v_{pv} - L_b \frac{di_L}{dt} - R_b i_L = 0 \quad (4.5)$$

As duas equações expressam a variação de duas variáveis de interesse do sistema, a tensão no capacitor v_{pv} e a corrente no indutor i_L , de modo que as equações podem ser reescritas, com estas variáveis rearranjadas em um vetor de estados, sendo o sistema de equações expresso na forma vetorial matricial como segue:

$$\dot{x} = A_1 x + B_1 u \quad (4.6)$$

$$\begin{bmatrix} \frac{dv_{pv}}{dt} \\ \frac{di_L}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{C_{pv} R_{eq}} & -\frac{1}{C_{pv}} \\ \frac{1}{L_b} & -\frac{R_b}{L_b} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_{pv} \\ i_L \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{C_{pv} R_{eq}} & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{eq} \\ V_{cc} \end{bmatrix}$$

A equação acima expressa portanto o modelo do circuito em variáveis de estados, para a chave fechada, de modo que seus vetores e matrizes podem ser respectivamente denotados por:

$$\dot{x} = A_1 x + B_1 u \quad (4.7)$$

As matrizes A_1 e B_1 , representam a parametrização do circuito para a chave ligada. Vale observar que V_{cc} não existe na equação, mas o fato de estar sendo multiplicado por zero, não afeta a equação. A matriz é formada desta maneira porque sabe-se que no próximo passo (quando a chave estiver desligada), o V_{cc} surgirá. Portanto, é realizado desta maneira apenas para que a variável de entrada (u), seja igual tanto para chave ligada quanto desligada.

4.3.3 Modelagem do conversor Boost para chave aberta

Para a modelagem de chave aberta, é realizada a mesma análise para o nó 3, obtendo a mesmo resultado da Equação (4.4) do modo anterior. Contudo, para a análise de malha, este modo apresenta uma mudança na equação, diferentemente do modo anterior em que $V_{12} = 0$, agora apresenta o valor $V_{12} = V_{cc}$. Logo:

$$v_{pv} - L_b \frac{di_L}{dt} - R_b i_L - V_{cc} = 0 \quad (4.8)$$

Reescrevendo as equações, temos:

$$\dot{x} = A_0 x + B_0 u \quad (4.9)$$

Novamente, reescrevendo na forma vetorial matricial:

$$\dot{x} = A_0 x + B_0 u \quad (4.10)$$

De forma análoga ao método anterior obtemos as matrizes de estado para a chave desligada. No entanto é possível observar que a única matriz que teve alteração foi a matriz B_1 para B_0 , portanto, $A_1 = A_0$ e observa-se que x e u permanecem inalterados.

4.4 Linearização do conversor Boost

A diferença na estrutura do modelo devido aos dois estados da chave representa uma não-linearidade, o que leva a uma necessidade de linearização, tendo como perspectiva a obtenção de uma única representação linear para o projeto de controladores.

Uma estratégia possível é a de combinar as duas representações de estados, complementares, com A_1, B_1 quando a chave está ligada e A_0, B_0 quando a chave está desligada, esta combinação é feita combinando de maneira adequada os dois modelos em uma única estrutura valendo-se ciclo de trabalho d , ou seja

$$\dot{x} = (dA_1 + (1-d)A_0)x + (dB_1 + (1-d)B_0)u \quad (4.11)$$

Relacionando exatamente a matriz com seu respectivo valor de ciclo de trabalho, no caso d ativa com A_1 e $(1-d)$ A_0 . Com essa junção é possível formar uma matriz A combinada da seguinte maneira:

$$A = dA_1 + (1-d)A_0 \quad (4.12)$$

O mesmo procedimento é feito para a matriz B :

$$B = dB_1 + (1-d)B_0 \quad (4.13)$$

Assim, reescrevendo Equação (4.11):

$$\dot{x} = (A_0 + (A_1 - A_0)d)x + (B_0 + (B_1 - B_0)d)u \quad (4.14)$$

A representação recai em um único modelo, por espaço de estados, que agrega as duas estruturas anteriores das chaves.

Busca-se agora abordar a questão da linearização deste modelo, que fará uso de uma estratégia de linearização por pequenos sinais. O pressuposto é que quando o sistema está operando em regime permanente, seus sinais são uma superposição de um valor médio, que corresponde ao ponto de operação, e uma perturbação de menor amplitude, ou de pequeno sinal. Como exemplo, tomando-se a variável d , esta pode ser decomposta em um

valor médio D mais uma pequena perturbação \hat{d} . A mesma consideração é realizada para as variáveis de estado x e para a entrada u . A Equação (4.15) ilustra as considerações realizadas.

$$\begin{cases} d = D + \hat{d} \\ X = X + \hat{x} \\ U = U + \hat{u} \end{cases} \quad (4.15)$$

Toda a expressão exposta a diante, é considerada a análise para pequenos sinais. Mas afinal, o que é uma pequena oscilação? Se o valor de $d=50\%$ e é realizada uma alteração para 51% é considerada uma pequena oscilação, logo o meu sistema pode ser considerado linear. Se a alteração for de $d=50\%$ para $d=90\%$ é considerada uma grande perturbação e já não se garante que o sistema responda de forma linear, logo, uma grande perturbação não pode ser feita para esse tipo de sistema.

Substituindo as relações de 4.15 na Equação (4.14), obtemos a Equação (4.16).

$$\dot{X} + \dot{\hat{x}} = (A_0 + (A_1 - A_0)(D + \hat{d}))(X + \hat{x}) + (B_0 + (B_1 - B_0)(D + \hat{d}))(U + \hat{u}) \quad (4.16)$$

O lado direito da Equação (4.16) pode ser expandido e rearranjado com três parcelas:

$$\dot{X} + \dot{\hat{x}} = f_1(X, U) + f_2(\hat{x}, \hat{u}, \hat{d}) + f_3(\hat{x}, \hat{u}) \quad (4.17)$$

as quais são dadas por:

$$\begin{aligned} f_1(X, U) &= A_0X + D(A_1 - A_0)X + B_0U + D(B_1 - B_0)U \\ f_2(\hat{x}, \hat{u}, \hat{d}) &= A_0\hat{x} + D(A_1 - A_0)\hat{x} + B_0\hat{u} + D(B_1 - B_0)\hat{u} + \hat{d}(A_1 - A_0)X + \hat{d}(B_1 - B_0)U \\ f_3(\hat{x}, \hat{u}) &= \hat{d}(A_1 - A_0)\hat{x} + \hat{d}(B_1 - B_0)\hat{u} \end{aligned}$$

A análise de pequenos sinais considera que $f_1(X, U)$, ao apresentar exclusivamente valores médios constantes, está associado ao ponto de operação e por consequência a \dot{X} , como o interesse é da dinâmica em torno deste ponto, esta parcela é considerada nula. Além disso, $f_3(\hat{x}, \hat{u})$, possui em todos os seus termos dois pequenos sinais se multiplicando, implicando em um valor tão pequeno que pode ser desprezado, restando apenas $f_2(\hat{x}, \hat{u}, \hat{d})$ que considera-se associada à variável dinâmica \hat{x} , portanto:

$$\dot{\hat{x}} = A_0\hat{x} + D(A_1 - A_0)\hat{x} + B_0\hat{u} + D(B_1 - B_0)\hat{u} + \hat{d}(A_1 - A_0)X + \hat{d}(B_1 - B_0)U \quad (4.18)$$

Reescrevendo a equação, de modo a isolar \hat{d} como uma entrada, e a definir os coeficientes apropriados para \hat{x} e \hat{u} em uma estrutura por espaço de estados têm-se:

$$\dot{\hat{x}} = A\hat{x} + B\hat{u} + M\hat{d} \quad (4.19)$$

onde:

$$\begin{aligned} A &= A_0 + D(A_1 - A_0) \\ B &= B_0 + D(B_1 - B_0) \\ M &= (A_1 - A_0)X + (B_1 - B_0)U \end{aligned}$$

Para retornar para a forma de Equação (4.7) as duas entradas \hat{u} e \hat{d} são agregadas, de modo que:

$$\dot{\hat{x}} = A\hat{x} + \begin{bmatrix} B & M \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \hat{u} \\ \hat{d} \end{bmatrix} \quad (4.20)$$

Fazendo

$$B_t = \begin{bmatrix} B & M \end{bmatrix} \quad (4.21)$$

e

$$\hat{u}_t = \begin{bmatrix} \hat{u} \\ \hat{d} \end{bmatrix} \quad (4.22)$$

Resultando na forma em espaço de estados dada pela Equação (4.23)

$$\frac{d(\hat{x})}{dt} = A\hat{x} + B_t\hat{u}_t \quad (4.23)$$

Realizando a transformada de Laplace para a Equação (4.23), obtemos:

$$s\hat{x}(s) = A\hat{x}(s) + B_t\hat{u}_t(s) \longrightarrow \hat{x}(s) = (sI - A)^{-1}B_t\hat{u}_t(s) \quad (4.24)$$

Logo, substituindo a expressão por suas respectivas matrizes, obtemos:

$$\begin{bmatrix} \hat{V}_{pv}(s) \\ \hat{i}_L(s) \end{bmatrix} = \left(\begin{bmatrix} s & 0 \\ 0 & s \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} -\frac{1}{C_{pv}R_{eq}} & -\frac{1}{C_{pv}L_b} \\ \frac{1}{L_b} & -\frac{R_b}{L_b} \end{bmatrix} \right)^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \frac{1}{C_{pv}R_{eq}} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{-1+D}{L_b} & \frac{V_{cc}}{L_b} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{eq} \\ V_{cc} \\ \hat{d} \end{bmatrix} \quad (4.25)$$

$$\begin{bmatrix} \hat{v}_{pv}(s) \\ \hat{i}_L(s) \end{bmatrix} = k \cdot \begin{bmatrix} \left(s + \frac{R_b}{L_b}\right) \frac{1}{C_{pv}R_{eq}} & \frac{-1+D}{C_{pv}L_b} & -\frac{V_{cc}}{C_{pv}L_b} \\ \frac{1}{C_{pv}R_{eq}L_b} & \left(s + \frac{1}{C_{pv}R_{eq}}\right) \left(\frac{-1+D}{L_b}\right) & \left(s + \frac{1}{C_{pv}R_{eq}}\right) \frac{V_{cc}}{L_b} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{eq} \\ V_{cc} \\ \hat{d} \end{bmatrix} \quad (4.26)$$

Sendo k=

$$k = \frac{1}{s^2 + \left(\frac{R_b}{L_b} + \frac{1}{C_{pv}R_{eq}}\right)s + \frac{R_b}{L_b C_{pv}R_{eq}} + \frac{1}{C_{pv}L_b}} \quad (4.27)$$

É realizado todo este procedimento para obter a função de transferência que relacionam com o ciclo de trabalho porque ele é o único parâmetro que se pode controlar. É possível ligar e desligar a chave na frequência desejada e intensidade variando de 0 a 100%. Alterando o valor do ciclo de trabalho, altera-se a tensão no capacitor ($\hat{v}_{pv}(s)$), através da expressão Equação (4.28):

$$G_{vd}(s) = \frac{\hat{v}_{pv}}{\hat{d}} = -k \frac{V_{cc}}{C_{pv}L_b} \quad (4.28)$$

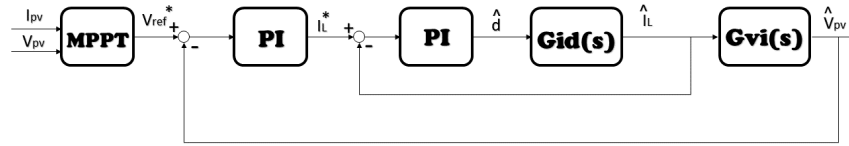
Mesmo procedimento é realizado para a corrente do indutor na Equação (4.29)

$$G_{id}(s) = \frac{\hat{i}_L}{\hat{d}} = k \left(s + \frac{1}{C_{pv}R_{eq}} \right) \frac{V_{cc}}{L_b} \quad (4.29)$$

Através da razão entre a Equação (4.28) e Equação (4.29) obtemos a Equação (4.30)

$$G_{vi}(s) = \frac{\hat{v}_{pv}(s)}{\hat{i}_L(s)} = -\frac{1}{C_{pv}s + \frac{1}{R_{eq}}} \quad (4.30)$$

Figura 4.6 – Malha de controle completa



Fonte: Autoria Própria

Na Figura 4.6 observa-se que o MPPT oferece o controle de referência do painel, e existe uma relação entre a tensão do painel e a corrente no indutor ($G_{vi}(s)$), logo, é possível incrementar um controlador PI para isso. Obtendo o controle da corrente no indutor, por conseguinte se obtém o controle da tensão. O valor da corrente não pode ser alterado manualmente, porém, há a possibilidade de se alterar o valor de d . Sendo que existe uma expressão que relaciona d e \hat{i}_L ($G_{id}(s)$), portanto, é adicionado outro controlador PI.

Para fechar a malha, é feita a consideração que através de $\hat{d} \times G_{id}$, se obtém \hat{i}_L e através de $\hat{i}_L \times G_{vi}$, se obtém \hat{v}_{pv} . Ou seja, retroalimentando a corrente da planta é possível fechar o controle da corrente e retroalimentando a malha externa obtemos o controle da tensão.

O problema encontrado é que k possui uma expressão muito grande, deixando bastante complexo os métodos para encontrar os valores dos ganhos K_p e K_i e função de transferência, portanto, é feita uma simplificação na mesma.

Considerando as variáveis de pequenos sinais:

$$\frac{V_{eq}}{R_{eq}} - \frac{V_{pv}}{R_{eq}} - \frac{\tilde{v}_{pv}}{R_{eq}} - C_{pv} \frac{d\tilde{v}_{pv}}{dt} - I_L - \tilde{i}_L = 0 \quad (4.31)$$

Aplicando a transformada de Laplace e considerando somente os pequenos sinais:

$$-\frac{\tilde{v}_{pv}(s)}{R_{eq}} - C_{pv}s\tilde{v}_{pv}(s) - \tilde{i}_L(s) = 0 \quad (4.32)$$

$$G_{vi}(s) = \frac{\tilde{v}_{pv}(s)}{\tilde{i}_L(s)} = -\frac{1}{C_{pv}s + \frac{1}{R_{eq}}} \quad (4.33)$$

Para encontrar a relação da corrente e ciclo de trabalho, é de suma importância o entendimento que a tensão no capacitor de entrada V_{pv} seja controlada. A equação das tensões médias na malha é dada por:

$$V_{pv} - L_b \frac{d\tilde{i}_L}{dt} - \tilde{i}_L R_b - \bar{v}_{12} = 0 \quad (4.34)$$

Considerando as variáveis de pequenos sinais:

$$V_{pv} - L_b \frac{d\tilde{i}_L}{dt} - I_L R_b - \tilde{i}_L R_b - V_{cc} + V_{cc}D + V_{cc}\tilde{d} = 0 \quad (4.35)$$

Como fizemos a consideração que V_{pv} é controlada, ela não apresenta pequenos sinais.

Aplicando a transformada de Laplace e considerando os pequenos sinais:

$$-L_b s\tilde{i}_L(s) - \tilde{i}_L(s)R_b + V_{cc}\tilde{d}(s) = 0 \quad (4.36)$$

$$G_{id}(s) = \frac{\tilde{i}_L(s)}{\tilde{d}(s)} = \frac{V_{cc}}{L_b s + R_b} \quad (4.37)$$

4.5 Malha de controle interna

A Figura 4.6 apresenta o diagrama de blocos, observa-se que temos duas malhas. A malha interna de corrente que é uma malha mais rápida representada na Figura 4.7, atribui-se um controlador do tipo PI da malha de corrente no indutor do conversor Boost, com a seguinte característica:

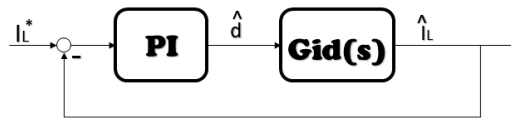
$$C_i(s) = K_{pi} + \frac{K_{ii}}{s} \quad (4.38)$$

Sendo:

K_{pi} = Ganho proporcional da malha de corrente;

K_{ii} = Ganho integral da malha de corrente;

Figura 4.7 – Diagrama da malha de controle interna



Fonte: Autoria Própria

Fazendo a análise para a malha aberta, que é o caminho que passa por PI e $G_{id}(s)$.

$$M_a = \left(K_{pi} + \frac{K_{ii}}{s} \right) \cdot \left(\frac{V_{cc}}{L_b s + R_b} \right) \quad (4.39)$$

Reescrevendo a expressão, colocando $\frac{K_{pi}}{s}$ em evidência e no denominador L_b também em evidência.

$$M_a = \frac{K_{pi}}{s} \left(s + \frac{K_{ii}}{K_{pi}} \right) \cdot \left(\frac{V_{cc}}{L_b \left(s + \frac{R_b}{L_b} \right)} \right) \quad (4.40)$$

Logo, é possível identificar primeiramente um zero do sistema e um polo do sistema. Com essa definição, podemos igualar a expressão, definindo que o polo se anula com o zero.

$$\frac{K_{ii}}{K_{pi}} = \frac{R_b}{L_b} \quad (4.41)$$

Pode-se fazer essa análise porque $\frac{R_b}{L_b}$ apresenta apenas parâmetros da planta e $\frac{k_{ii}}{k_{pi}}$ apresenta apenas parâmetros do controlador. Logo, podemos usar o controle para cancelar a dinâmica dessa parte da planta. Após isso, a malha aberta apresenta a seguinte expressão:

$$M_a = \frac{V_{cc} K_{pi}}{L_b s} \quad (4.42)$$

Com a expressão da malha aberta, obtemos a malha fechada.

$$M_f = \frac{\frac{V_{cc} K_{pi}}{L_b s}}{1 + \frac{V_{cc} K_{pi}}{L_b s}} \quad (4.43)$$

Reescrevendo a expressão

$$M_f = \frac{1}{\frac{l_b}{V_{cc}K_{pi}}s + 1} \quad (4.44)$$

A expressão que acompanha o termo s está associada a frequência de corte, logo, podemos definir a seguinte expressão:

$$\omega_{ci} = \frac{V_{cc}K_{pi}}{L_b} \quad (4.45)$$

Utilizando a frequência de corte em Hertz (H), substitui-se $\omega_{ci} = 2\pi f_{ci}$, obtendo a Equação (4.46).

$$K_{pi} = \frac{2\pi f_{ci}L_b}{V_{cc}} \quad (4.46)$$

Substituindo a Equação (4.46) em Equação (4.41), obtemos:

$$K_{ii} = \frac{2\pi f_{ci}R_b}{V_{cc}} \quad (4.47)$$

É importante compreender que (L_b, R_b e V_{cc}) são valores conhecidos, restando apenas o valor de f_{ci} , porém este valor é definido pelo projetista, logo, os valores dos ganhos do controlador podem ser facilmente identificados.

Normalmente o valor de f_{ci} é atribuído como uma década abaixo da frequência de chaveamento, com a intenção e colocá-las à uma distância considerável, que se possa desprezar os atrasos gerados pelo conversor e sensores.

$$f_{ci} = \frac{f_{sw}}{10} \quad (4.48)$$

Sendo:

f_{sw} = Frequência de chaveamento;

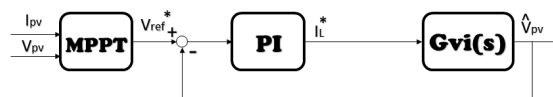
f_{ci} = Frequência de corte da malha de corrente;

Resumindo: O ajuste do controlador é realizado pela alocação de zeros de forma a cancelar o polo da planta, resultando nos ganhos do controlador (K_{pi} e K_{ii}).

4.6 Malha de controle externa

A Figura 4.6 representa o diagrama de blocos total, porém para este caso devemos fazer a seguinte ponderação: A malha interna é tão rápida em relação a externa que o ganho pode ser equivalente à 1, ou seja, o ganho de entrada gerado pela corrente referencia (I_L^*) é equivalente à saída \hat{i}_L . O diagrama fica simplificado de acordo com a Figura 4.8

Figura 4.8 – Malha de controle externa



O controlador PI da malha de tensão no capacitor de entrada do Boost é:

$$C_v(s) = K_{pv} + \frac{K_{iv}}{s} \quad (4.49)$$

Sendo:

K_{pv} = Ganho proporcional da malha de tensão

K_{iv} = Ganho integral da malha de tensão

Para a análise de malha aberta, obtemos a seguinte expressão:

$$M_a = - \left(k_{pv} + \frac{K_{iv}}{s} \right) \left(\frac{1}{C_{pv}s + \frac{1}{R_{eq}}} \right) \quad (4.50)$$

De maneira análoga ao caso anterior, reescrevemos a expressão e obtemos:

$$M_a = - \frac{K_{pv}}{s} \left(s + \frac{K_{iv}}{K_{pv}} \right) \left(\frac{1}{C_{pv} \left(s + \frac{1}{C_{pv}R_{eq}} \right)} \right) \quad (4.51)$$

Logo, podemos fazer a mesma consideração que a malha interna. Afim de cancelar o zero com o polo da planta, chegando na seguinte expressão:

$$\frac{K_{iv}}{K_{pv}} = \frac{1}{C_{pv}R_{eq}} \quad (4.52)$$

Após o polo se cancelar com o zero, obtemos a expressão para a malha aberta simplificada:

$$M_a = \frac{K_{pv}}{C_{pv}s} \quad (4.53)$$

Já, para a malha fechada a expressão se apresenta desta forma:

$$M_f = \frac{\frac{-k_{pv}}{C_{pv}s}}{1 - \frac{k_{pv}}{C_{pv}s}} = \frac{K_{pv}}{C_{pv}s + K_{pv}} = \frac{1}{-\frac{C_{pv}}{K_{pv}}s + 1} \quad (4.54)$$

Obtendo um resultado muito semelhante ao anterior, onde podemos fazer a relação com a frequência de corte, logo:

$$\omega_{cv} = - \frac{K_{pv}}{C_{pv}} \quad (4.55)$$

Utilizando a frequência em Hertz(H), encontramos K_{pv} :

$$K_{pv} = -2\pi f_{cv} C_{pv} \quad (4.56)$$

Substituindo a Equação (4.56) em Equação (4.52), obtemos:

$$K_{iv} = - \frac{2\pi f_{cv}}{R_{eq}} \quad (4.57)$$

Novamente caímos no caso de que todos os parâmetros são conhecidos, exceto a frequência de corte que é definida pelo projetista. Continua-se a utilizar a mesma regra

anterior, trabalhar com a frequência uma década anterior, entretanto, para este caso, uma década inferior da frequência da malha de corrente (f_{ci}).

$$f_{cv} = \frac{f_{ci}}{10} = \frac{f_{sw}}{100} \quad (4.58)$$

Resumindo: Utilizando $G_{vi}(s)$, e alocando os polos resultando em K_{pv} e K_{iv} . Sabemos que f_{cv} é a frequência de corte da malha de tensão e é ajustada uma década abaixo para garantir o funcionamento do controle em cascata.

5 Simulação Computacional e estratégia de controle

5.1 Parametrização do Sistema

Assim como foi realizado a parametrização do módulo fotovoltaico na Seção 2.4, aqui nesta seção se faz necessário a parametrização dos componentes do conversor Boost, bem como a definição de valores essenciais para a malha de controle de corrente e tensão do método perturba e observa. A Tabela 5.1 ilustra os valores adotados para a simulação realizada no Simulink.

Tabela 5.1 – Valores estabelecidos para conversor Boost

L_b	100 mH
C_{pv}	10 μ F
R_b	0.001 Ω
f_s	5 kHz
T_s	20 ms
V_{cc}	200 V

Fonte: Autoria própria.

Estes valores foram atribuídos dentro de uma faixa típica utilizada em conversores Boost convencionais, tendo em conta que não faz parte deste trabalho o projeto do conversor, mas a sua modelagem e simulação dentro do contexto da estratégia de controle.

A partir dos valores estabelecidos nesta tabela, relacionando com alguns da Tabela 2.3 é possível encontrar novos parâmetros. Para efeito de simulação, é considerado algumas equações aproximadas, portanto a seguir encontramos os valores de Resistência equivalente e Tensão equivalente do sistema através das equações simplificadas:

$$R_{eq} = \frac{V_{mp}}{I_{mp}} = 2,6304\Omega \quad (5.1)$$

$$V_{eq} = 2 \times V_{mp} = 116V \quad (5.2)$$

Obtendo esses dois parâmetros importantes, os demais valores são obtidos por consequência.

$$D = \frac{V_{cc} - \frac{V_{eq}}{2}}{V_{cc}} = 0,5167 \quad (5.3)$$

Por fim, são especificados os parâmetros dos controladores. Utilizando as equações Equação (4.46), Equação (4.47), Equação (4.56) e Equação (4.57) que foram modeladas no Capítulo 4 encontramos os resultados das constantes proporcional e integral dos controladores, assim como as suas respectivas frequências, determinadas em Equação (4.48) e Equação (4.58). A Tabela 5.2 mostra os resultados gerados por essas expressões.

Tabela 5.2 – Valores calculados para os controladores

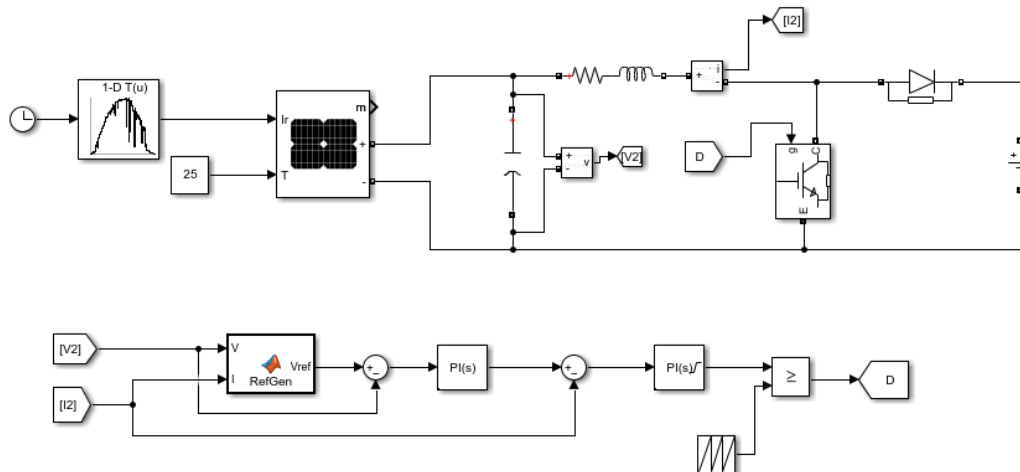
K_{pv}	-0,3142
K_{iv}	-119,4347
K_{pi}	1,2305
K_{ii}	2,6180
f_{ci}	500 Hz
f_{cv}	50 Hz

Fonte: Autoria própria.

5.2 Implementação da técnica de simulação

A técnica de MPPT do tipo P&O foi implementada com a o auxílio do Software MatLab/Simulink, a Figura 5.1 mostra a estrutura consolidada no programa.

Figura 5.1 – Estrutura MPPT - Simulink



Fonte: Autoria Própria

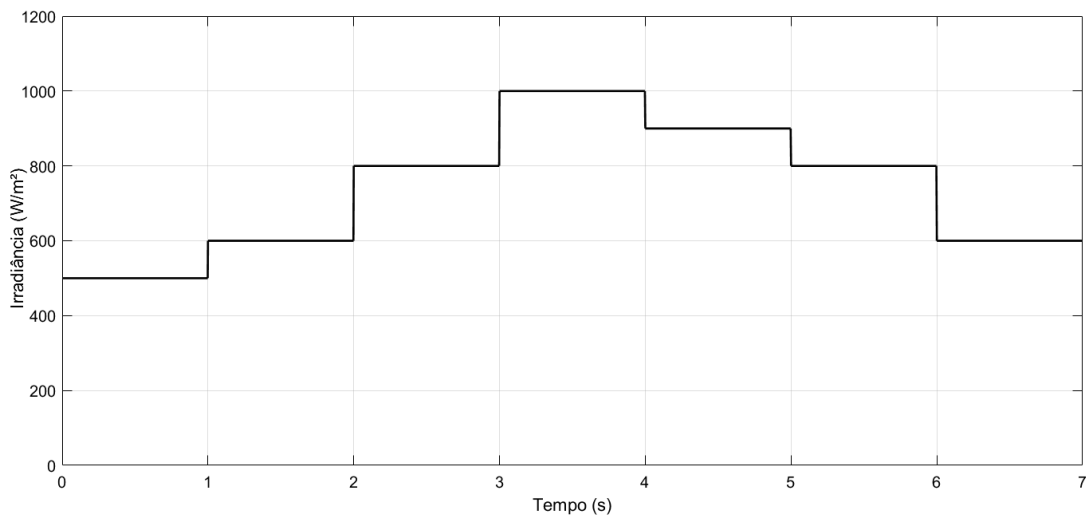
Na Figura 5.1 podemos identificar todo o esquemático de organização da técnica. No canto superior esquerdo é possível identificar o sistema fotovoltaico, onde o mesmo tem como entrada de dados a irradiância e temperatura. Ao lado direito do nosso arranjo fotovoltaico se nota a presença do conversor do tipo Boost. Na parte inferior da figura é ilustrado a implementação da técnica P&O, onde que no bloco de função do Simulink é inserido o código da técnica MPPT aplicada, nesta podemos observar que possui como entrada os valores de corrente e tensão do sistema e retorna como saída um valor de referência de tensão que chamamos de V_{ref} . Em seguida, é apresentada a malha de controle de tensão do sistema, com o primeiro controlador contendo valores de K_{pv} e K_{iv} já expostos na seção anterior. Logo após, mostra-se o controlador de corrente do sistema com os valores de K_{pi} e K_{ii} . No canto inferior direito é constatado que a saída do controlador é ligado e relacionado ao bloco contendo a onda portadora do PWM e por fim é encontrado o ciclo de trabalho interligado com o conversor Boost.

Afim de testar como o sistema se comporta, foram realizadas simulações para dois cenários distintos, Cenário A e Cenário B.

5.2.1 Simulação - Cenário A1

O cenário A1, apresenta o valor de temperatura constante em 25°C e alguns valores de Irradiância. Através do Simulink foi possível realizar uma simulação para que a irradiância fosse alternada entre os seguintes valores: 500, 600, 800, 1000, 900, 800 e 600 W/m^2 , respectivamente nesta ordem. Note-se que a motivação para a simulação deste cenário é a avaliação da estratégia de controle diante da variação abrupta da irradiância, que se comporta como uma sequência de degraus espaçados.

Figura 5.2 – Irradiância - valores constante



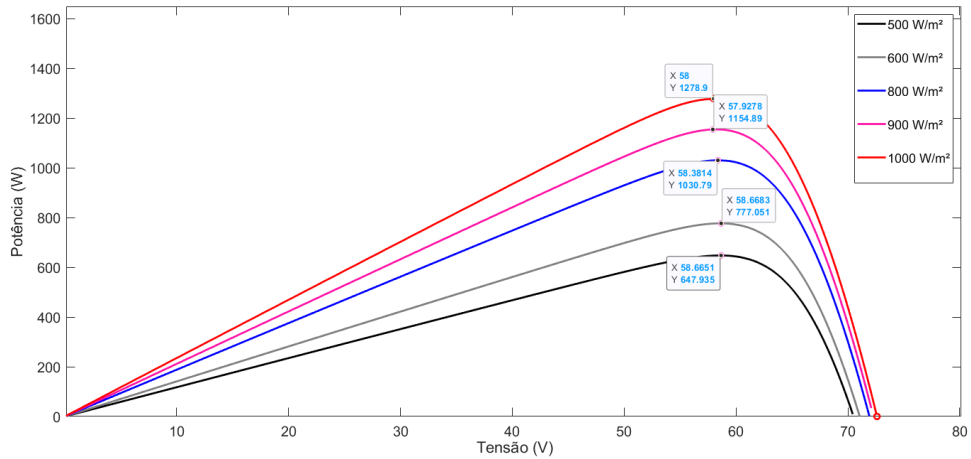
Fonte: Autoria própria

A imagem Figura 5.2 apresenta a geração dos valores de irradiância alternando, para valores estabelecidos anteriormente.

Como foi destrinchado anteriormente, o cenário A é o que corresponde aos valores de temperatura constante em 25°C e irradiância alternando entre valores fixos correspondentes: 500, 600, 800, 900 e 1000 W/m^2 . O nosso gerador de sinal faz com que esses valores sejam alterados a cada 1 segundo, totalizando 7 segundos de tempo total de simulação. Através do software MatLab/Simulink é possível determinar quais seriam os resultados de ponto de máxima potência para os valores estabelecidos de irradiância e temperatura fixa.

A Figura 5.3 destaca os pontos de máxima potência nas curvas de $P \times V$ para os variados níveis de irradiância.

Figura 5.3 – PMP para os variados níveis de irradiância



Fonte: Autoria própria

Como podemos facilmente identificar na imagem acima, os respectivos pontos PMP para os variados níveis de irradiância são mostrados na Tabela 5.3

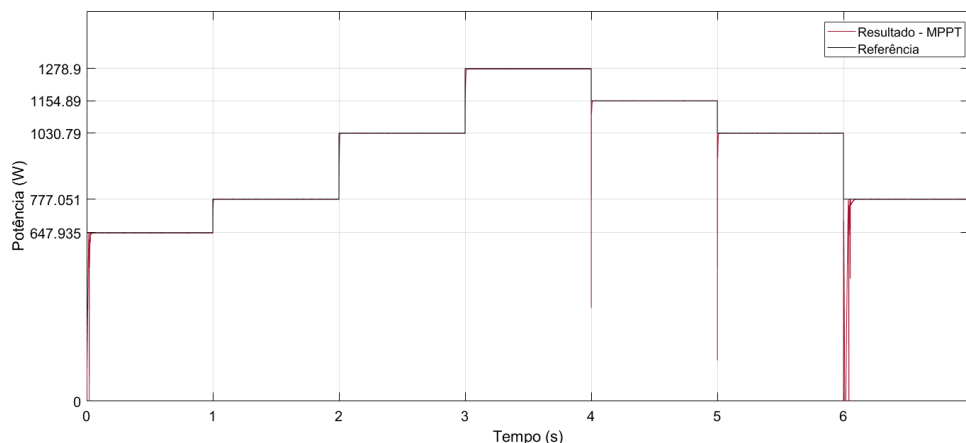
Tabela 5.3 – Valores de potência esperados para os variados níveis de irradiância

IRRADIÂNCIA (W/m ²)	POTÊNCIA (W)
500	647,93
600	777,05
800	1030,79
900	1154,89
1000	1278,9

Fonte: Autoria própria.

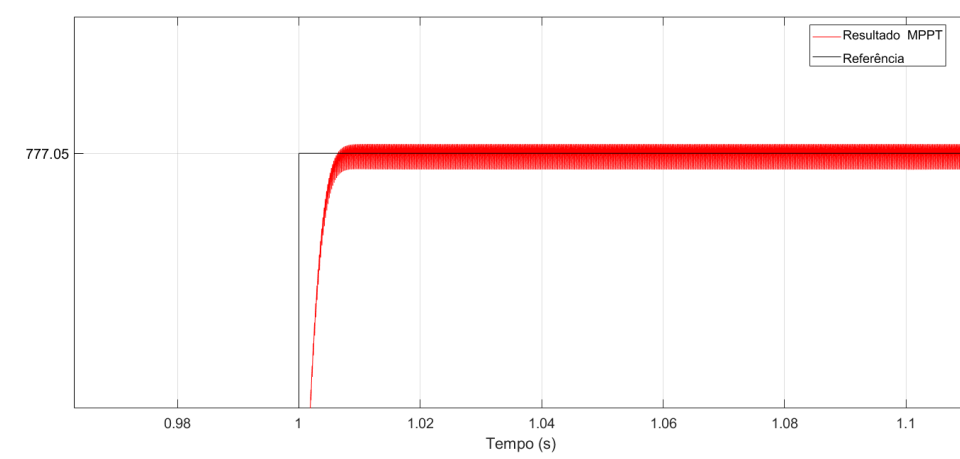
Então esses são os valores que esperamos como resultado de simulação para o cenário inicial. Após a execução do sistema da simulação, encontramos o seguinte resultado, mostrado na Figura 5.4:

Figura 5.4 – Resultado - Cenário A1



Fonte: Autoria própria

Figura 5.5 – Resultado - Cenário A com zoom



Fonte: Autoria própria

Como podemos observar, a técnica rastreia e responde muito bem para os valores especificados. Mesmo com nível de irradiância alterada de forma abrupta, o tempo de resposta do sistema é muito rápido, conseguindo acompanhar as mudanças de maneira muito eficaz. A única dificuldade encontrada para o rastreamento foi constatada nos instantes de tempo em que a curva de irradiância foi decrementada, no entanto rapidamente essa dificuldade foi contornada.

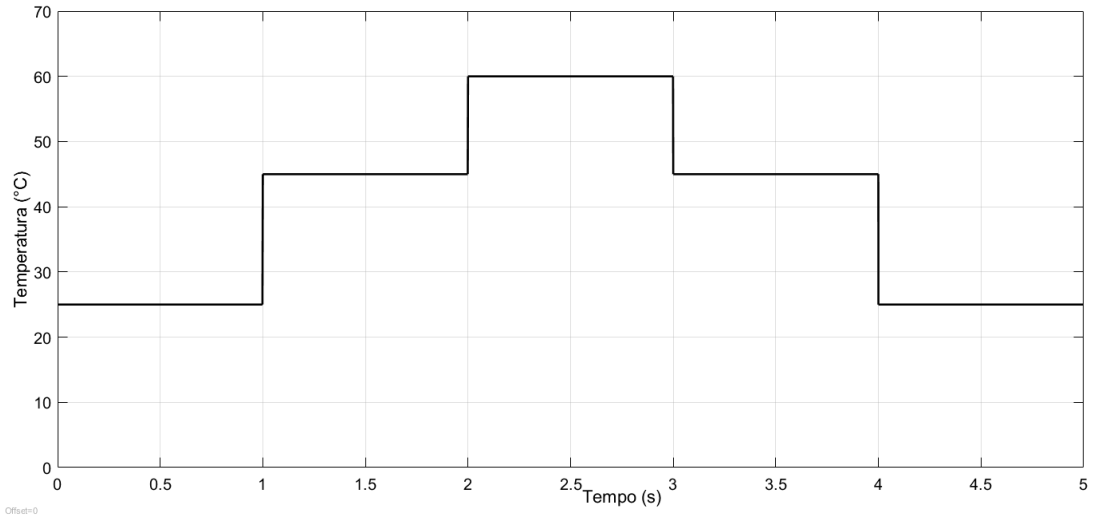
Esse tipo de técnica está exposta a um ponto negativo bem característico para essa metodologia que é a oscilação. Na Figura 5.8 podemos visualizar a oscilação com mais nitidez. Embora o método MPPT P&O possua a vantagem de não depender das características do módulo, ele apresenta a desvantagem de, em estado estacionário, oscilar em torno do ponto de máxima potência. Isso se deve ao fato do sistema está em constante perturbação, ocasionado, conseqüentemente, a perda de uma certa quantidade de energia disponível no arranjo fotovoltaico. Além disso, há os ruídos oriundos da frequência de chaveamento do conversor utilizado. Em virtude dessas “perturbações” ao sistema, o resultado é um sinal de máxima potência com alto nível de ruído (CONFESSOR et al., 2014)

Como já dito na Seção 3.2, a amplitude desta oscilação dependerá do tamanho do incremento utilizado. Para um valor incremental elevado, o sistema atinge mais rapidamente o *PMP*, porém, com uma oscilação maior em torno do ponto. Por outro lado, para um valor incremental baixo, o sistema demora mais para atingir o ponto de máxima potência, contudo, com uma oscilação menor em torno do ponto. Portanto, para esta técnica, define-se um tamanho de incremento adequado que pondere a velocidade de convergência e a amplitude de oscilação de potência (GALVÃO; WITTMANN,)

5.2.2 Simulação - Cenário A2

O cenário A2 apresenta o comportamento do controlador para mudança de temperatura. Neste cenário foi gerado uma curva de alternância entre os valores de temperatura para os respectivos níveis: 25, 45, 60, 45 e 25°C. Sendo que o valor da irradiância permaneceu fixo em 1000 W/m^2 . A Figura 5.6 ilustra a entrada de dados de temperatura que o controlador foi submetido.

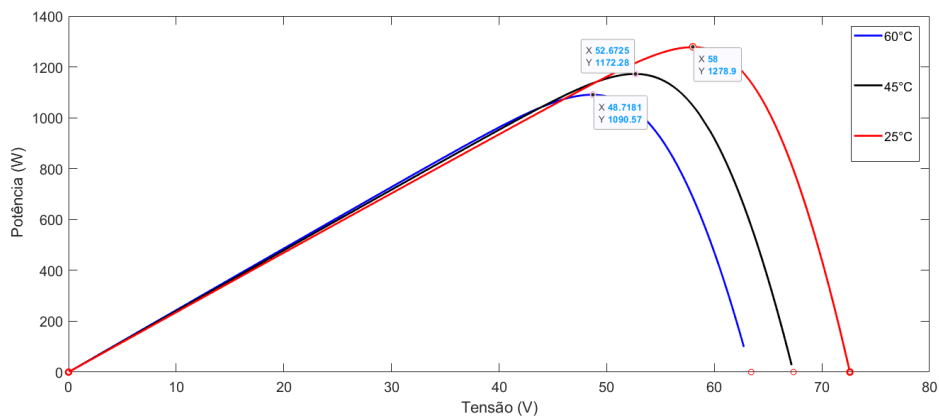
Figura 5.6 – Temperatura - valores constante



Fonte: Autoria própria

O mesmo procedimento realizado no cenário A1 se repete neste cenário. O nosso gerador de sinal faz com que esses valores sejam alterados a cada 1 segundo, totalizando 5 segundos de tempo total de simulação. Através do software MatLab/Simulink é possível determinar quais seriam os resultados de ponto de máxima potência para os valores estabelecidos de temperatura e irradiância fixa. A Figura 5.7 mostra os respectivos valores de potência para as suas devidas temperaturas.

Figura 5.7 – PMP para os variados níveis de temperatura



Fonte: Autoria própria

Com o auxílio da Tabela 5.4 podemos facilmente identificar na imagem acima, os respectivos pontos PMP para os variados níveis de temperatura.

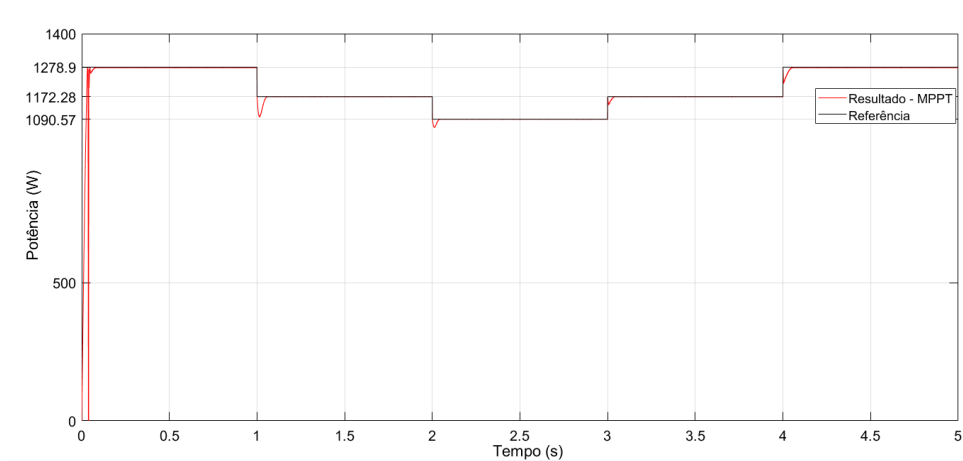
Portanto os resultados esperados para o resultado do cenário A2 já é conhecido. A Figura 5.8 mostra o resultado obtido pelo rastreador de máxima potência.

Tabela 5.4 – Valores de potência esperados para os variados níveis de temperatura

Temperatura (°C)	POTÊNCIA (W)
25	1278.9
45	1172.28
60	1090.57

Fonte: Autoria própria.

Figura 5.8 – Resultado - Cenário A2



Fonte: Autoria própria

Pode-se extrair da imagem acima que o rastreador MPPT conseguiu com maestria trabalhar nos pontos de potência desejados. Observa-se que possui uma pequena oscilação no momento da mudança abrupta dos valores, porém, logo em seguida a oscilação é amortizada, portanto, tanto para a mudança de irradiância quanto para a alteração de temperatura o controlador atua de forma bastante eficaz.

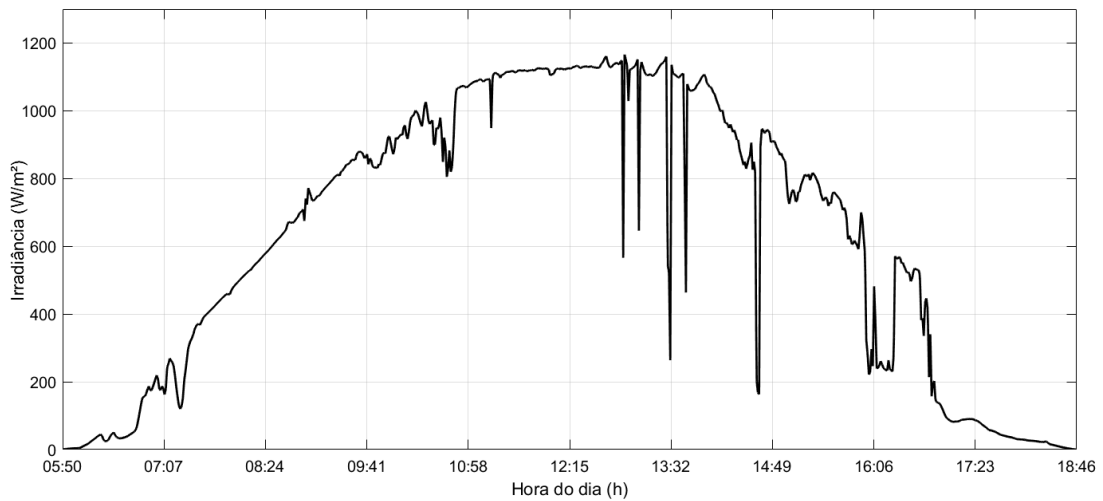
5.2.3 Simulação - Cenário B

Já para o cenário B, os valores de entrada do sistema fotovoltaico foram utilizado o valor de temperatura constante à 25 °C e para a irradiância foi utilizado dados reais captados através de uma estação solarimétrica instalada na região de Brasília-DF. Dados estes oferecidos pela plataforma SONDA (Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais).¹

O dado utilizado na simulação corresponde ao dia 05 de fevereiro de 2014, esse dia foi selecionado por possuir uma curva bem característica de um dia ensolarado. Desejando obter apenas os dados em que o valor da irradiância é acima de zero, foi estipulado um intervalo de amostras do arquivo. Considerando que o minuto zero dos dados corresponde ao UTC +0 (Coordinated Universal Time (UTC)), ou seja, os dados são iniciados ao horário de 21:00h (Horário de Brasília). Portanto, o início da curva corresponde ao horário de 05:50h e seu término às 18:46h. A Figura 5.9 abaixo mostra a curva de irradiância gerada por esse intervalo de tempo.

¹O projeto SONDA pode ser encontrado no seguinte endereço eletrônico: http://sonda.ccst.inpe.br/infos/sobre_projeto.html

Figura 5.9 – Curva Irradiância - Dados reais



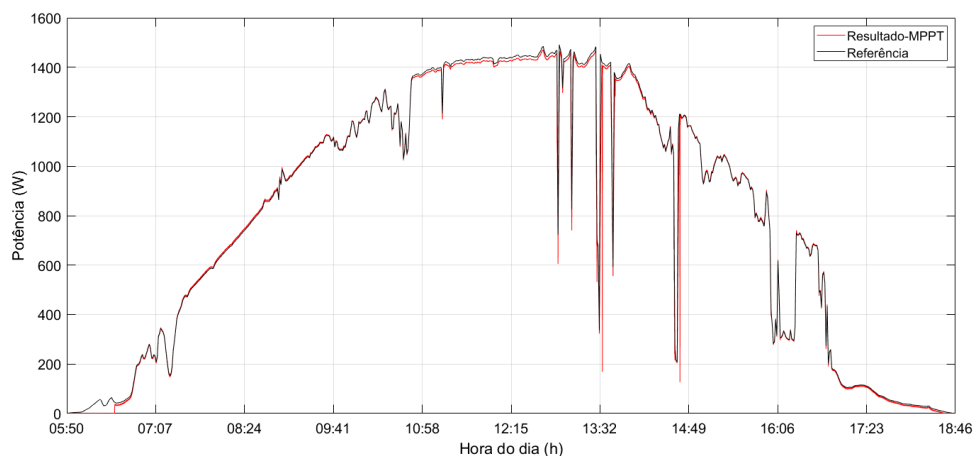
Fonte: SONDA

Para o ultimo cenário, são utilizados os dados completos da curva de irradiância ao longo do dia, ou seja, o método vai ser submetido ao seu cenário mais desafiador comparado ao cenário anterior. A Figura 5.9 apresenta a curva que a técnica vai ser submetida, nela, nota-se algumas variações de irradiância de forma abrupta, ou seja, muito mais difícil para a malha de controle o rastreamento do *PMP* para esses intervalos de tempo.

O cenário B apresenta resultados para uma ocasião mais realístico, com a entrada de dados de uma estação solarimétrica localizada na cidade de Brasília, é possível observar o comportamento do nosso sistema de rastreamento para uma curva de irradiância ao longo do dia. É exposto o rastreamento para uma curva de irradiância em sua forma total, ou seja, desde seu início com os primeiros valores acima de zero até o seu término quando a curva tende para o valor zero novamente, como foi mostrado na seção anterior na Figura 5.9.

A Figura 5.10 apresenta o resultado para o cenário B.

Figura 5.10 – Resultado - Cenário B



Fonte: Autoria própria

Como podemos observar, a técnica utilizada obteve o resultado muito satisfatório

mesmo para a curva completa de irradiância. Vale destacar a sua eficiência perante graus de dificuldades extremos, como mudanças abruptas de irradiância em determinados momentos da curva. Para termos a noção exata da eficácia da técnica, se faz uma comparação entre o resultado simulado e o resultado considerado ideal que podemos observar na Figura 5.10. A linha em forma contínua na cor preta representa o resultado considerado ideal, já a linha na cor vermelha representa o resultado simulado da técnica utilizada, conforme ilustrado, as linhas muitas vezes se sobrepõem uma da outra, comprovando a eficácia do rastreamento.

6 Conclusão

Tendo em vista o crescimento considerável de sistemas fotovoltaicos como fonte de energia elétrica no Brasil, é imprescindível a necessidade de métodos de rastreamento do ponto de máxima potência que sejam eficientes e confiáveis. Portanto se faz necessário o investimento em pesquisas que objetivam aumentar a eficiência dos sistemas.

O trabalho apresentou os principais tópicos teóricos necessários para o entendimento do comportamento de uma célula fotovoltaica, desde o efeito fotovoltaico até as influências de variação de irradiância e temperatura para as mesmas. Após a revisão bibliográfica, foi realizada a modelagem matemática do conversor Boost e modelo de controle do sistema. Durante este procedimento foi aplicada diversas simplificações a fim de se obter uma função de transferência menos complexa. Chegando a uma formação que possui dois controladores do tipo PI em cascata, sendo que um controlador responsável pela malha de controle interna e outro pela malha de controle externa. Sendo que a saída desta malha de controle é responsável pelo controle da tensão do módulo fotovoltaico, que é de suma importância para a aplicação do método Perturba e Observa.

A fim de se comprovar a eficiência do método, o mesmo foi submetido a testes com cenários distintos de geração de irradiância. Todos os testes foram realizados através do software Matlab/Simulink, obtendo êxito em todos os cenários propostos, até mesmo para o caso em que foi inserido dados reais da curva de irradiância, portanto, o método se provou eficiente e pronto para os casos reais. O controlador se comportou de maneira muito satisfatória para ocasiões onde que se esperava um tempo de resposta baixo, ou seja, onde o valor de irradiância alteravam de forma repentina. Por fim, concluímos que o trabalho alcançou todos os objetivos almejados.

REFERÊNCIAS

- ADOLF, G.; HOFFMANN, V. U. **Photovoltaic solar energy generation**. [S.l.]: Springer, Berlin [ua], 2010. Citado na página 22.
- ALQAHTANI, A.; ALSAFFAR, M.; EL-SAYED, M.; ALAJMI, B. Data-driven photovoltaic system modeling based on nonlinear system identification. **International Journal of Photoenergy**, Hindawi, v. 2016, 2016. Citado na página 47.
- ANEEL, A. Atlas de energia elétrica do brasil. **Brasília**, 2008. Citado na página 13.
- BETTS, T. R. **Investigation of photovoltaic device operation under varying spectral conditions**. Tese (Doutorado) — Loughborough University, 2004. Citado na página 35.
- BLUESOL. **Os sistemas de energia solar fotovoltaico. Livro digital de introdução aos sistemas solares**. [S.l.]: BluesolEducativa, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 41 e 43.
- BRILHANTE, S. d. F. et al. Monitoramento remoto para sistemas de baterias carregadas por painéis solares. Universidade Federal de Campina Grande, 2019. Citado na página 16.
- BÜHLER, A. J. Estudo de técnicas de determinação experimental e pós-processamento de curvas características de módulos fotovoltaicos. 2011. Citado 4 vezes nas páginas 30, 33, 36 e 38.
- CALLISTER, W. D.; RETHWISCH, D. G. **Materials science and engineering: an introduction**. [S.l.]: Wiley New York, 2018. v. 8. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 59.
- CONFESSOR, S. L. d. M. et al. Análise comparativa de controladores mppt aplicados a um sistema fotovoltaico. Universidade Federal Rural do Semi-Árido, 2014. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 76.
- DIAMANTE, A. L. Estudo sobre a implementação de placas fotovoltaicas. UNIVERSIDADE CESUMAR, 2021. Citado na página 13.
- EPE, E. d. P. E. Balanço energético nacional 2021-ano base 2020. **Rio de Janeiro**, 2021. Citado na página 13.
- FERREIRA, A. P. **Curso básico de eletrônica**. [S.l.]: Rio de Janeiro, Freitas Bastos, 1987. v. 4. Citado na página 24.
- GALVÃO, R.; WITTMANN, F. Adaptação fuzzy de um algoritmo de busca do ponto de máxima potência (mppt) em placas solares e comparação com métodos clássicos. Citado 2 vezes nas páginas 48 e 76.
- GASPARIN, F. P. Desenvolvimento de um traçador de curvas características de módulos fotovoltaicos. 2009. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 38.
- GOETZBERGER, A.; HOFFMANN, V. U. **Photovoltaic solar energy generation**. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2005. v. 112. Citado na página 20.
- HONSBURG, C.; BOWDEN, S. Pv education. **ORG.(access November 2021) <http://pveducation.org/pvcdrom/characterisation/spectral-response>**, 2014. Citado 2 vezes nas páginas 20 e 21.

MOÇAMBIQUE, N. E. M. **Aplicação de Algoritmos de Busca do Ponto de Máxima Potência e controladores lineares e/ou Fuzzy para a regulação da tensão terminal de Painéis Fotovoltaicos**. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2012. Citado 3 vezes nas páginas 58, 60 e 61.

MORAES, C. **As 7 Principais Técnicas de MPPT**. 2020. Disponível em: <<https://eletronicadepotencia.com/as-7-principais-tecnicas-de-mppt/>>. Acesso em: 04 de março de 2022. Citado 6 vezes nas páginas 49, 50, 53, 54, 57 e 58.

MORAES, C. G. da S. Projeto e implementação de um microinversor grid-tied com boost quadrático para. Citado 4 vezes nas páginas 49, 52, 53 e 57.

NEVES, G. M. Influência do espectro da radiação solar em módulos fotovoltaicos. **Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais–INPE**, 2016. Citado 4 vezes nas páginas 21, 30, 32 e 34.

PEREIRA, H. Modelagem e controle de conversor boost. Universidade Federal de Campina Grande, 2018. Citado 3 vezes nas páginas 58, 60 e 62.

PEROZA, J. et al. Caracterização elétrica de módulos fotovoltaicos de distintas tecnologias a partir de ensaios com simulador solar e iluminação natural. Araranguá, SC, 2015. Citado na página 31.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. et al. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. **Rio de Janeiro**, v. 1, p. 47–499, 2014. Citado 15 vezes nas páginas 16, 18, 19, 22, 23, 25, 27, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 41 e 42.

RICCI¹, M. M.; JR, C. J.; PIRES, L. P.; MELO, F. C.; FREITAS, L. C. Comparação de técnicas de mppt para um sistema fotovoltaicos com dois arranjos utilizando software psim®. Citado na página 52.

SATHLER, H. H. Projeto de um conversor elevador cc-cc micro controlado para utilização em processamento de energia solar fotovoltaica por técnica de mppt. Citado 6 vezes nas páginas 48, 49, 51, 53, 55 e 57.

SOLAR, B. E. **O Guia mais Absurdamente Completo da Energia Solar Fotovoltaico. Entenda Tudo**. Disponível em: <<https://blog.bluesol.com.br/?s=o+guia+mais+absurdamente+completo>>. Acesso em: 09 de dezembro de 2021. Citado 5 vezes nas páginas 23, 25, 26, 28 e 29.

SOLAR, E. Princípios e aplicações. **Centro de Referencia para Energia Solar e Eólica Sergio de Salvo Brito–CRESESB, Rio de Janeiro**. Disponível em:< http://www.cresesb.cepel.br/tutorial/tutorial_solar_2006.pdf, v. 4, 2006. Citado na página 43.

SOUSA, Y. R. d. Estudo do rastreamento do ponto de máxima potência mppt em sistemas de geração fotovoltaica. 2017. Citado 6 vezes nas páginas 14, 48, 49, 53, 54 e 55.

TEIXEIRA, T. B. Influência da temperatura em aglomerados auto-reconfiguráveis de células solares fotovoltaicas. **MSc em Universidade Federal de Minas Gerais-Instituto de Ciências Exatas**, 2008. Citado 3 vezes nas páginas 32, 33 e 34.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações. **São Paulo: Érica**, v. 2, 2012. Citado 6 vezes nas páginas 16, 17, 23, 24, 25 e 26.

VITTI, D. C.; ALVARES, L. M. Avaliação da eficiência de sistemas fotovoltaicos. 2006. Citado na página 13.

XAVIER, M. dos S. Rastreamento do ponto de máxima potência de um sistema fotovoltaico utilizando rede neural artificial. Campo Grande,UFMS, 2022. Citado 7 vezes nas páginas 14, 48, 54, 56, 57, 59 e 60.

ZILLES, R.; MACÊDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; OLIVEIRA, S. H. F. de. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. [S.l.]: Oficina de textos, 2016. Citado 6 vezes nas páginas 19, 35, 36, 37, 39 e 40.