

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ  
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELÉTRICA  
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

RODRIGO MOSCHETTA SANTOS

**UTILIZAÇÃO DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA PARA AUXILIAR NO  
CONTROLE DE FREQUÊNCIA DE UMA MICRORREDE**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

PATO BRANCO

2019

RODRIGO MOSCHETTA SANTOS

**UTILIZAÇÃO DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA PARA  
AUXILIAR NO CONTROLE DE FREQUÊNCIA DE UMA MICRORREDE**

Trabalho de Conclusão de Curso de graduação, apresentado à disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso 2, do Curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Elétrica – DAELE – da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR, Câmpus Pato Branco, como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Ricardo Vasques de Oliveira

PATO BRANCO

2019

## **TERMO DE APROVAÇÃO**

O trabalho de Conclusão de Curso intitulado “**UTILIZAÇÃO DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA PARA AUXILIAR NO CONTROLE DE FREQUÊNCIA DE UMA MICRORREDE**”, do aluno “**RODRIGO MOSCHETTA SANTOS**” foi considerado **APROVADO** de acordo com a ata da banca examinadora N° **219** de 2019.

Fizeram parte da banca os professores:

**Ricardo Vasques de Oliveira**

**Edwin Choque Pillco**

**Cesar Augusto Portolann**

**A Ata de Defesa assinada encontra-se na Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica**

## DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais José Cássio e Silvana e aos meus irmãos Henrique, Beatriz e Isabel.

## **AGRADECIMENTOS**

Aos meus pais José Cássio e Silvana pelo amor incondicional, compreensão, apoio, incentivo e confiança que sempre depositaram em mim.

Aos meus irmãos Henrique, Beatriz e Isabel por todo o companheirismo e amizade que sempre tivemos.

Ao professor Ricardo Vasques de Oliveira pela orientação, disponibilidade e preocupação com a qualidade técnica do trabalho.

A todos os amigos que me acompanharam durante os anos de graduação, pela amizade, cooperação e ótima convivência.

A todos que, de alguma forma, contribuíram durante a realização deste trabalho.

## RESUMO

SANTOS, Rodrigo M. Utilização da geração solar fotovoltaica para auxiliar no controle de frequência de uma microrrede. 2019. 60 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2019.

Microrredes com alta inserção de geração renovável têm uma baixa inércia equivalente, o que, em decorrência de variações típicas de carga, normalmente resulta em grandes variações de frequência. Desta forma, unidades de geração renovável, por mais que sejam muito viáveis do ponto de vista sustentável, apresentam grandes desafios operacionais, os quais devem ser vencidos para sua melhor utilização em sistemas de grande porte. Um dos maiores desafios operacionais encontrados neste tipo de sistema é manter a frequência de operação dentro de limites aceitáveis, de maneira que não ocorra o desligamento da microrrede por parte da proteção. Neste contexto, o presente trabalho visa propor estratégias de controle a serem empregadas na geração solar fotovoltaica, com o intuito de empregá-la no controle de frequência durante o restabelecimento de uma microrrede. O controle proposto é composto por malhas de controle inercial e primário de frequência capazes de estender o limite de estabilidade de frequência do sistema durante grandes perturbações de carga. A estratégia proposta se mostrou eficiente, garantindo melhores respostas de frequência durante o restabelecimento do sistema, além de o algoritmo de comutação do modo de controle funcionar da maneira esperada, mesmo quando o sistema se encontra submetido a diferentes valores de irradiância de luz solar.

**Palavras-chave:** Microrredes, Controle de frequência, Geração solar, Controle inercial, Restabelecimento de sistema de potência.

## ABSTRACT

SANTOS, Rodrigo M. Using solar photovoltaic generation to support the frequency control in a microgrid. 2019. 60 p. Graduation Conclusion Work (Graduation in Electrical Engineering) – Electrical Engineering, Federal Technological University of Paraná. Pato Branco, 2019.

Microgrids with high penetration of renewable generation have a low equivalent inertia, which, due to typical load variations, usually results in large frequency variations. Thus, renewable generation units, no matter how viable they may be from a sustainable point of view, present great operational challenges, which must be overcome in order to be better used in power systems. One of the greatest operational challenges encountered in this type of system is to keep the system frequency within acceptable limits, so that the shutdown of the microgrid by the protection does not occur. In this context, this work aims to propose control strategies to be employed in solar photovoltaic generation, in order to provide inertial and frequency control during the black-start of a microgrid. The proposed control is composed of inertial controller and primary frequency controller capable of extending the frequency stability margin of the power systems during the energization of large loads. The proposed strategy has proved to be efficient, ensuring better frequency responses during the system black-start. In addition, the algorithm proposed to switch the control mode of the photovoltaic generation was effective as expected, even when the system is subjected to different sunlight irradiance values.

**Keywords:** Microgrids, Frequency control, Solar generation, Inertial control, Black-start of power systems.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Arranjos de plantas fotovoltaicas. ....	20
Figura 2 - Modelo elétrico de uma célula fotovoltaica. ....	21
Figura 3 - Características da corrente e potência de saída de um arranjo fotovoltaico em função da tensão. ....	23
Figura 4 - Planta fotovoltaica com inversor central. ....	25
Figura 5 - Planta fotovoltaica com topologia <i>string</i> . ....	26
Figura 6 - Planta fotovoltaica com topologia multistring. ....	27
Figura 7 - Planta fotovoltaica com topologia módulo AC. ....	28
Figura 8 - Algoritmo de MPPT P&O. ....	29
Figura 9 - Malhas de controle do inversor, utilizando o esquema de controle VOC. .	30
Figura 10 - Malhas de controle da frequência em uma unidade fotovoltaica. ....	36
Figura 11 - Região de operação estável da geração fotovoltaica. ....	37
Figura 12 - Curvas da geração solar considerando uma temperatura constante e diferentes valores de irradiância solar. ....	38
Figura 13 - Curvas da geração solar considerando uma irradiância solar constante e diferentes valores de temperatura. ....	38
Figura 14 - Derivada da potência do arranjo fotovoltaico em função da tensão, considerando uma temperatura de 25° C e diferentes irradiâncias solares. ....	39
Figura 15 - Derivada da potência do arranjo fotovoltaico em função da tensão, considerando uma irradiância solar de 1000 W/m <sup>2</sup> e diferentes temperaturas. ....	39
Figura 16 - Derivada da potência para 1% e 5% de descarregamento, com relação ao MPP, sob a influência de diferentes níveis de irradiância solar. ....	40
Figura 17 – Margem de potência disponível na geração fotovoltaica. ....	41
Figura 18 - Fluxograma da abordagem de controle proposta. ....	42
Figura 19 - Diagrama unifilar da microrrede considerada para o estudo. ....	43
Figura 20 - Potência e tensão do arranjo fotovoltaico, considerando apenas a atuação do controle inercial. ....	46
Figura 21 - Potência do gerador síncrono e frequência do sistema, considerando apenas a atuação do controle inercial. ....	47
Figura 22 - Potência e tensão do arranjo fotovoltaico, considerando apenas a atuação do controle primário de frequência. ....	49



Figura 23 - Potência do gerador síncrono e frequência do sistema, considerando apenas a atuação do controle primário de frequência.....	50
Figura 24 - Potência e tensão do arranjo fotovoltaico, considerando a atuação do controle inercial e controle primário de frequência. ....	52
Figura 25 - Potência do gerador síncrono e frequência do sistema, considerando a atuação conjunta do controle inercial e primário de frequência. ....	53
Figura 26 - Potência e tensão do arranjo fotovoltaico, considerando diferentes níveis de irradiância solar. ....	55
Figura 27 - Potência do gerador síncrono e frequência do sistema, considerando diferentes níveis de irradiância solar. ....	56

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Parâmetros de desempenho da frequência, considerando apenas a atuação do controle inercial. ....	48
Tabela 2 - Parâmetros de desempenho da frequência, considerando apenas a atuação do controle primário.....	50
Tabela 3 - Parâmetros de desempenho da frequência, considerando a atuação conjunta do controle inercial e primário de frequência. ....	54
Tabela 4 - Parâmetros de desempenho da frequência, considerando diferentes valores de irradiância de luz solar. ....	56

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

MPP	<i>Maximum power point</i>
MPPT	<i>Maximum power point tracking</i>
ROCOF	<i>Rate of change of frequency</i>
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
IGBT	<i>Insulated gate bipolar transistor</i>
PWM	<i>Pulse width modulation</i>
P&O	<i>Perturb and observe</i>
VOC	<i>Voltage-oriented Control</i>
PLL	<i>Phase locked loop</i>

## LISTA DE SÍMBOLOS

$i_{ph}$	Fotocorrente gerada, [A]
$R_{sh}$	Resistência <i>shunt</i> , [ $\Omega$ ]
$R_s$	Resistência série, [ $\Omega$ ]
$i_{pv}$	Corrente de saída da célula fotovoltaica, [A]
$P_{pv}$	Potência de saída da unidade fotovoltaica, [W]
$I_D$	Corrente do diodo do modelo, [A]
$I_{sh}$	Corrente na resistência <i>shunt</i> , [A]
$V$	Tensão sobre o diodo e a resistência <i>shunt</i> , [V]
$v_{pv}$	Tensão nos terminais da célula fotovoltaica, [V]
$I_0$	Corrente de saturação reversa da célula, [A/cm <sup>2</sup> ]
$q$	Carga de um elétron, [C]
$n$	Fator de idealidade do diodo
$K$	Constante de Boltzmann, [J/K]
$T$	Temperatura, [K]
$I_{sc}$	Corrente de curto-circuito, [A]
$V_{oc}$	Tensão de circuito aberto, [V]
$I_{MPP}$	Corrente de máxima potência, [A]
$V_{MPP}$	Tensão de máxima potência, [V]
$v_{ref}$	Tensão de referência, [V]
$\Delta v$	Perturbação de tensão pelo MPPT, [V]
$i_d$	Corrente no eixo direto, [p.u.]
$i_q$	Corrente no eixo em quadratura, [p.u.]
$v_a, v_b, v_c$	Tensões nas fases A, B e C, [V]
$i_a, i_b, i_c$	Correntes nas fases A, B e C, [A]
$R$	Estatismo do controle <i>droop</i> , [%]
$T_i$	Constante de tempo do controle derivativo, [s]
$K_i$	Ganho do controle inercial
$f$	Frequência do sistema, [Hz]
$f_{ref}$	Frequência de referência, [Hz]
$\Delta f$	Erro de frequência, [Hz]

$u_f$	Ação de controle das malhas
$v_{ref,MPPT}$	Tensão de referência do MPPT, [Hz]
$v_{DC,ref}$	Tensão de referência do barramento CC, [V]
$\omega_m$	Velocidade de rotação do rotor do gerador, [rad/s]
$\tau_m$	Torque mecânico, [N.m]
$\tau_e$	Torque elétrico, [N.m]
$J$	Momento de inércia, [Kg.m <sup>2</sup> ]
$f_0$	Frequência inicial, [Hz]
$H$	Constante de inércia, [s]
$S_{base}$	Potência aparente nominal, [VA]
$P_m$	Potência mecânica, [W]
$P_e$	Potência elétrica, [W]
$\frac{\partial P}{\partial v}$	Derivada da potência em função da tensão, [KW/V]
$P[k]$	Valor atual da potência da geração solar, [KW]
$P[k - 1]$	Valor atrasado da potência da geração solar, [KW]
$V[k]$	Valor atual da tensão do barramento CC, [V]
$V[k - 1]$	Valor atrasado da tensão do barramento CC, [V]

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	15
1.1	OBJETIVO GERAL.....	17
1.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	17
1.3	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO .....	18
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA .....	19
2.1	GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.....	19
2.1.1	Painéis fotovoltaicos.....	20
2.1.2	Principais topologias de um sistema fotovoltaico .....	24
2.1.2.1	Inversor central.....	25
2.1.2.2	Topologia string.....	26
2.1.2.3	Multistring .....	27
2.1.2.4	Módulo AC.....	27
2.1.3	Malhas de controle típicas do inversor .....	28
2.2	CONTROLE INERCIAL E CONTROLE DE FREQUÊNCIA APLICADOS À GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.....	31
3	ABORDAGEM DE CONTROLE PROPOSTA .....	35
3.1	ABORDAGEM OPERACIONAL .....	35
3.2	COMUTAÇÃO DAS MALHAS DE CONTROLE .....	36
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES .....	43
4.1	CONTROLE INERCIAL.....	45
4.2	CONTROLE PRIMÁRIO DE FREQUÊNCIA .....	48
4.3	CONTROLE INERCIAL E PRIMÁRIO .....	51
4.4	VARIAÇÃO DA IRRADIÂNCIA SOLAR.....	54
5	CONCLUSÕES .....	58
	REFERÊNCIAS.....	59

## 1 INTRODUÇÃO

Devido ao advento de novas políticas sustentáveis, percebeu-se a necessidade de formas de geração de energia elétrica que não agridam o meio ambiente, mitiguem os efeitos do aquecimento global e que possam contribuir de maneira significativa com a demanda de energia elétrica. Em virtude disso, a geração fotovoltaica tem recebido muita atenção e vem se tornando o foco de inúmeras pesquisas, além de ser alvo de muito investimento nos últimos anos (MEI, ZHENG, *et al.*, 2016).

Juntamente com a evolução e intensificação da utilização das fontes renováveis de energia elétrica, surgiu a geração distribuída, que se trata de qualquer tipo de geração que não seja centralizada, ou seja, a energia é gerada em pontos próximos às cargas. A geração distribuída tem sido amplamente promovida pelas concessionárias, que buscam diminuir os gastos com transmissão e distribuição de energia e, com isso, postergar a necessidade de altos investimentos nestas áreas (ANEEL, 2015).

A difusão da geração distribuída possibilitou o surgimento de microrredes, termo cujo significado, para Alcântara (2011), pode ser resumido como um sistema integrado que consiste em recursos de energia distribuídos e várias cargas elétricas operando como uma rede única e autônoma. Uma microrrede tem a capacidade de operar tanto ligada à rede de distribuição principal, quanto desconectada da mesma (situação de ilhamento), além disso, é capaz de suportar a transição entre esses dois estados. Enquanto conectada, a microrrede pode auxiliar a rede principal a suprir a demanda de carga ou pode receber auxílio, caso não seja capaz de suprir toda a demanda de carga das unidades consumidoras ligadas a ela. Já, durante o modo ilhado, a microrrede deve ser capaz de manter, de forma autônoma, o balanço entre geração e carga (BORDIGNON, 2017).

Os sistemas elétricos estão constantemente expostos a pequenas variações de frequência, causadas por variações típicas de carga e geração. Em sistemas compostos de geradores síncronos convencionais, essas variações são atenuadas pela inércia das próprias máquinas, motivo pelo qual o controle desses tipos de sistemas se tornam relativamente mais simples, se comparados aos que

possuem fontes renováveis, como solar e eólica em sua composição (MISHRA, ZARINA e SEKHAR, 2013).

O controle de frequência de um sistema elétrico de potência, além de levar a frequência a seu valor nominal, visa manter o ROCOF (do inglês, *rate of change of frequency*), que é proporcional à constante de inércia do sistema, dentro da margem definida pelo operador, de forma a evitar o desligamento das unidades geradoras. Fontes de geração fotovoltaica e eólica reduzem consideravelmente a inércia equivalente do sistema, causando elevado ROCOF e elevados desvios de frequência (LIU, YOU e LIU, 2017). Devido a essa situação, o controle de um sistema, ou microrrede, composto predominantemente de fontes renováveis, se torna uma tarefa árdua.

Para que opere de maneira estável e mantenha a magnitude da tensão e frequência dentro de limites aceitáveis, toda microrrede, ilhada ou isolada, necessita de um sistema de controle, cujo objetivo é levar a frequência do sistema ao seu valor nominal. Como a maioria das microrredes em operação têm uma elevada inserção de geração renovável, o que significa que não possui uma quantidade significativa de máquinas síncronas em sua composição, variações típicas de cargas podem causar grandes variações de frequência devido à baixa inércia equivalente do sistema. Em função disso, geralmente utiliza-se controladores suplementares e dispositivos auxiliares para impedir que o sistema entre em colapso em decorrência de uma variação elevada de frequência (SEKHAR e MISHRA, 2015).

Sistemas de geração com baixa inércia, como é o caso de sistemas com alta inserção de geração renovável, requerem o uso de estratégias de controle inercial que emulam o comportamento inercial dos geradores síncronos convencionais. Para tal tarefa, existem diversos tipos de controle, porém os mais comumente utilizados são controladores do tipo derivativo, que atuam quando há variação de frequência, de maneira a simular o que ocorre na resposta inercial natural (BORDIGNON, 2017; MEI, ZHENG, *et al.*, 2016; ZARINA, MISHRA e SEKHAR, 2012).

O controle inercial é muito utilizado em sistemas com geração eólica, que mesmo possuindo inércia, não apresentam resposta inercial natural, já que geralmente são utilizados conversores estáticos para sua ligação na rede. Porém, atualmente a inclusão do controle inercial na geração fotovoltaica tem sido amplamente discutida e estudada por diversos pesquisadores ao redor do mundo. Entretanto, no que se refere à utilização de malhas de controle suplementar de



frequência, a aplicação das fontes renováveis (fotovoltaica e eólica) no controle da frequência ainda é um assunto relativamente novo e é possível encontrar diversos estudos que propõem diferentes formas de como fazê-lo, porém já se encontram em operação inúmeras unidades de geração com capacidade de fornecer controle auxiliar de frequência.

Após a ocorrência de um desligamento, seja ele intencional ou não, de uma microrrede ou sistema de grande porte, é necessário que seja feita a reenergização deste sistema. Durante esse procedimento, conhecido como restabelecimento (no inglês, *black-start*), grandes blocos de carga são energizados. Essa energização causa uma grande variação na frequência (proveniente dos degraus de carga), a qual as unidades de geração devem ser capazes de suportar, além de alimentar o sistema. Portanto, para manter o sistema estável no decorrer deste processo, são necessárias estratégias operacionais e de controle adequadas (BORDIGNON, 2017).

Nesse contexto, o presente trabalho propõe a aplicação de controle inercial e controle suplementar de frequência para sistemas fotovoltaicos com o objetivo de auxiliar o controle de frequência durante o *black-start* de uma microrrede. Para tal, a unidade deve operar descarregada, portanto será abordada uma situação na qual o sistema começará a operar próximo do ponto de máxima tensão de saída, onde possui uma margem de potência capaz de ser utilizada no auxílio de todas as etapas do controle da frequência, para que esta seja mantida dentro do limite aceitável.

## 1.1 OBJETIVO GERAL

Propor estratégias de controle que tornem as unidades de geração fotovoltaicas capazes de contribuir com a resposta inercial e o controle de frequência durante o *black-start* de uma microrrede.

## 1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- 1) Avaliar o comportamento da frequência em uma microrrede com alta inserção de geração fotovoltaica;

- 2) Propor estratégias de controle inercial e de frequência para um sistema fotovoltaico;
- 3) Aplicar estratégias de controle inercial e de frequência em uma unidade de geração fotovoltaica de forma a contribuir com o controle de frequência durante o *black-start* de uma microrrede com geração convencional e geração fotovoltaica.

### 1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

No capítulo 2 apresenta-se a fundamentação teórica utilizada para explicar o funcionamento e as características construtivas dos painéis fotovoltaicos, além de estabelecer o problema do controle de frequência em sistemas com baixa inércia equivalente. Na seção 2.1 apontam-se as características operacionais da geração fotovoltaica, assim como as principais topologias empregadas na geração de energia elétrica. A seção 2.2 apresenta as formas de se aplicar os controles inercial e primário de frequência na geração solar.

O capítulo 3 descreve a metodologia utilizada para a realização dos testes e proposição da estratégia de controle empregada, além de apontar a abordagem operacional utilizada na simulação e as premissas utilizadas para a implementação do algoritmo de comutação das malhas de controle.

No capítulo 4 se encontram os resultados e discussões obtidos através da inserção das malhas de controle e do algoritmo de comutação do modo de controle na microrrede em questão.

Por fim, as conclusões alcançadas a partir da análise dos resultados obtidos, se encontram no capítulo 5.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo serão apresentadas as características das unidades de geração fotovoltaica, tanto do ponto de vista construtivo, quanto do operacional. Serão abordados os princípios empregados na geração de energia elétrica a partir da irradiância solar, partindo-se da exemplificação das curvas e equações típicas dos painéis fotovoltaicos, as principais topologias existentes em plantas de geração de grande porte e as principais malhas de controle empregadas neste tipo de geração. Por fim, será realizada uma abordagem a respeito das malhas de controle inercial e de frequência e como ocorre sua aplicação na geração fotovoltaica.

### 2.1 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

A utilização da energia solar remonta aos primórdios da humanidade, quando se utilizava a luz do sol para acender fogo ou aquecer as casas. Porém a conversão de energia solar em energia elétrica só foi verificada pela primeira vez em 1839 quando o francês Alexandre Edmond Becquerel descobriu o efeito fotovoltaico, o qual mostrou que um material semicondutor, quando exposto a uma irradiação de fótons, produz corrente elétrica constante. A partir desta descoberta que foi possível a construção da primeira célula fotovoltaica e, posteriormente, a difusão em larga escala da geração de energia elétrica oriunda da luz solar (CRESESB, 2008).

No início da implantação da geração fotovoltaica, os custos envolvidos, principalmente no processo de fabricação das placas, faziam transparecer que sua utilização não seria viável, se comparada às fontes de geração convencionais (PENICK e LOUK, 1998). Porém, devido à constante diminuição dos preços, atualmente muitos países possuem políticas de implantação de fontes de geração renovável e buscam torná-las uma parcela cada vez maior e mais expressiva em sua matriz energética (MISHRA, ZARINA e SEKHAR, 2013).

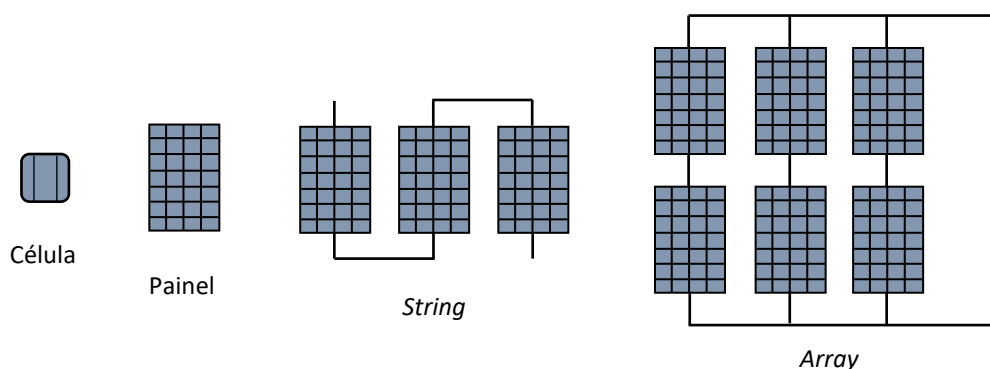
Atualmente, a geração fotovoltaica é, em termos de capacidade instalada ao redor do mundo, a terceira fonte renovável mais importante, depois da hidráulica e eólica, e durante anos vem apresentando um crescimento exponencial. Apenas no

ano de 2017, foram instalados ao redor do mundo aproximadamente 95 GWp de potência, o que indica um crescimento impressionante, chegando a atingir o patamar de mais de 400 GWp de potência instalada total ao redor de todo o território global (REN21, 2017).

### 2.1.1 Painéis fotovoltaicos

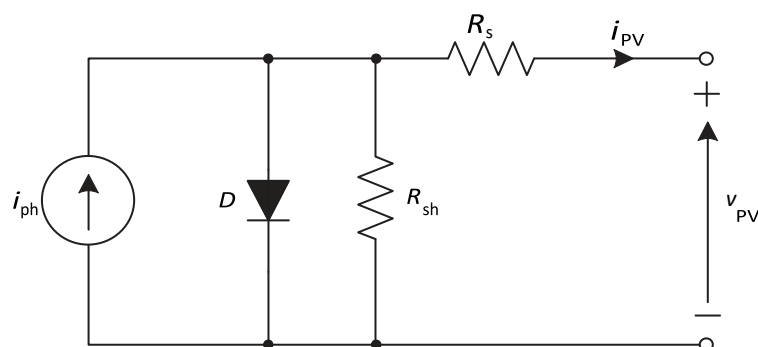
O componente fundamental de um painel é a célula fotovoltaica, que é composta de um material semicondutor, normalmente silício, cujos terminais da junção P-N, quando expostos a uma irradiação solar, formam uma tensão contínua e fornecem corrente quando uma carga é conectada. A tensão gerada por uma única célula é muito pequena e é por este motivo que se interconectam diversas células de maneira a formar um painel fotovoltaico, que possui uma capacidade maior de fornecimento de potência (XIAO, 2017, p. 2-3).

Com o intuito de se obter a tensão e corrente requeridas para a determinada situação na qual a unidade de geração fotovoltaica se encontra, faz-se necessária a utilização de mais de um painel, os quais são eletricamente conectados em série ou paralelo. Um conjunto de painéis conectados em série é denominado de *string*, cujo objetivo é obter uma tensão de terminal mais elevada. Com a finalidade de elevação da corrente a ser fornecida para a carga, conectam-se *strings* em paralelo, cuja estrutura resultante recebe o nome de *array* e aumenta a aplicabilidade da geração fotovoltaica em grandes empreendimentos de geração de energia elétrica (PATEL, 1999, p. 139; XIAO, 2017, p. 2-3). A Figura 1 representa os possíveis arranjos que uma unidade de geração fotovoltaica pode ter.



**Figura 1 - Arranjos de plantas fotovoltaicas.**  
**Fonte: Autoria própria.**

As características elétricas de uma célula fotovoltaica têm um comportamento não-linear, sendo dependentes da temperatura em que se encontram e da irradiância de luz solar que nelas incide. Uma célula fotovoltaica é modelada por meio do circuito equivalente representado na Figura 2, que indica o modelo de um único diodo, onde  $i_{ph}$  é a corrente gerada pela incidência da luz solar sobre a célula (também conhecida como fotocorrente),  $R_{sh}$  é a resistência *shunt*, que representa as perdas de corrente em decorrência da existência de impurezas na banda passante do semicondutor e  $R_s$  é a resistência série, representando as perdas intrínsecas da célula, as quais dependem da espessura da junção P-N e de possíveis impurezas presentes no semicondutor. O elemento  $D$  é um diodo ligado em paralelo com a fonte de corrente contínua e representa as perdas na banda proibida, as quais ocorrem porque nem todos os fótons que incidem sobre a célula têm energia suficiente para permitir a passagem dos elétrons de um terminal ao outro (ABU-RUB, MALINOWSKI e AL-HADDAD, 2014, p. 162-163; RODRIGUES, MELÍCIO, *et al.*, 2011).



**Figura 2 - Modelo elétrico de uma célula fotovoltaica.**  
**Fonte: ABU-RUB, MALINOWSKI e AL-HADDAD (2014).**

Aplicando-se as leis de Kirchhoff no circuito da Figura 2, é possível obter as equações básicas do funcionamento de uma célula fotovoltaica. A equação (1) representa a corrente de saída da célula (GABRIEL FILHO, NETO, *et al.*, 2012).

$$i_{pv} = i_{ph} - I_D - I_{sh} \quad (1)$$

Em (1),  $i_{pv}$  é a corrente de saída,  $i_{ph}$  corresponde à fotocorrente gerada para a determinada temperatura e irradiância solar a que o componente se encontra submetido,  $I_D$  é a corrente que passa pelo diodo e  $I_{sh}$  representa a corrente no resistor *shunt*.

A tensão sobre o diodo e o resistor *shunt* é representada na equação (2).

$$V = v_{pv} + i_{pv}R_s \quad (2)$$

Em (2),  $V$  é a tensão sobre o diodo e a resistência *shunt*,  $v_{pv}$  representa a tensão nos terminais da célula.

A partir da equação (2) torna-se possível encontrar a corrente que passa pela resistência *shunt*.

$$I_{sh} = \frac{V}{R_{sh}} \quad (3)$$

Em (3)  $R_{sh}$  corresponde ao resistor *shunt* do modelo da célula, enquanto  $I_{sh}$  e  $V$  são, respectivamente, a corrente e a tensão sobre ele.

Utilizando a equação de *Shockley* e sabendo que a tensão sobre o diodo foi definida em (2), é possível obter a equação da corrente que flui através do diodo, e ela está representada na equação (4) (LORENZO, 1994, p. 71).

$$I_D = I_0 \left( \exp\left(\frac{qV}{nKT}\right) - 1 \right) \quad (4)$$

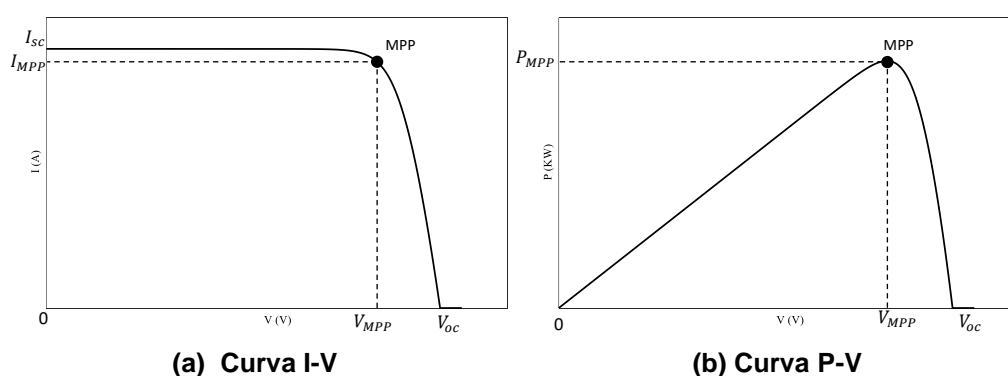
Em (4),  $I_D$  é a corrente que passa pelo diodo,  $I_0$  representa a corrente de saturação reversa da célula,  $q$  corresponde à carga de um elétron,  $V$  é tensão sobre o diodo,  $n$  o fator de idealidade do diodo,  $K$  é equivalente à constante de Boltzmann e  $T$  é a temperatura.

Substituindo-se (3) e (4) em (1), obtém-se a equação que representa a corrente de saída da célula fotovoltaica em função da tensão nos terminais da célula e das outras variáveis, como representado em (5) (ABU-RUB, MALINOWSKI e AL-HADDAD, 2014, p. 162).

$$i_{pv} = i_{ph} - I_0 \left( \exp\left(\frac{qV}{nKT}\right) - 1 \right) - \frac{V}{R_{sh}} \quad (5)$$

Esta equação pode ser utilizada para um arranjo fotovoltaico completo (painel, *string* ou *array*), desde que se tenha conhecimento dos seus parâmetros, o que é fornecido pelo fabricante do equipamento.

As características elétricas de um arranjo fotovoltaico, quando submetido a um valor específico de irradiância solar e temperatura, normalmente são representadas pelas curvas da corrente em função da tensão (I-V) e da potência em função tensão (P-V), as quais estão representadas na Figura 3. Até certo valor de tensão, o arranjo fotovoltaico opera como uma fonte de corrente constante, cujo valor é chamado de corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ) e é a corrente que se obtém na saída do arranjo no momento em que o mesmo se encontra em uma situação de curto-circuito (tensão nula). A partir de um valor específico de tensão, que depende do material utilizado na fabricação e das condições ambientais às quais o arranjo se encontra submetido, a queda da potência devido ao aumento da tensão é muito grande e decai até que seja nula. Este valor de tensão é chamado de tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ), e representa a tensão obtida nos terminais do arranjo quando seus terminais estão abertos (corrente nula). Fica evidente nas curvas que entre esses dois valores existe um ponto denominado de MPP (do inglês, *maximum power point*), que indica o ponto de máxima potência do arranjo, além disso  $I_{MPP}$  e  $V_{MPP}$  são, respectivamente, os valores de corrente e tensão a partir dos quais se obtém a potência máxima. (PATEL, 1999, p. 143; XIAO, 2017, p. 9-10).



**Figura 3 - Características da corrente e potência de saída de um arranjo fotovoltaico em função da tensão.**

**Fonte: Autoria própria.**

Analisando a Figura 3b é possível perceber que a curva da potência pode ser dividida em três regiões: uma com a derivada positiva (ponto de operação à esquerda de  $V_{MPP}$ ), uma com derivada negativa, quando a tensão do ponto de operação se encontra próximo à tensão de circuito aberto (direita de  $V_{MPP}$ ) e a região

na qual a derivada é igual a zero, que ocorre quando o sistema está operando no MPP.

Os dois parâmetros mais importantes para descrever o desempenho elétrico de um arranjo fotovoltaico são a tensão de circuito aberto e a corrente de curto-circuito. A tensão de circuito aberto é obtida quando não há corrente fluindo pela junção P-N das células, ou seja, não há mais elétrons livres na junção P-N (ABU-RUB, MALINOWSKI e AL-HADDAD, 2014, p. 163). Substituindo (2) em (5) e levando em consideração que devido à resistência *shunt* ter um valor muito maior que a série, a corrente  $I_{sh}$  é pequena se comparada a  $I_{ph}$  e  $I_0$  e, portanto, pode ser ignorada. A partir disso pode-se isolar  $v_{pv}$ , considerar  $i_{pv} = 0$  e obter a equação da tensão de circuito aberto em função da temperatura, a qual é representada em (6) (PATEL, 1999, p. 142; LORENZO, 1994, p. 74).

$$V_{oc} = v_{pv}(i_{pv} = 0) = \frac{nKT}{q} \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_0} + 1\right) \quad (6)$$

A equação da corrente de curto-circuito pode ser obtida tomando as mesmas considerações que na equação (6), porém deve-se isolar  $i_{pv}$  e considerar  $v_{pv} = 0$ , pois esta corrente é atingida quando a tensão entre os terminais do arranjo fotovoltaico é nula (LORENZO, 1994, p. 74). A equação de  $I_{sc}$  está representada em (7).

$$I_{sc} = i_{pv}(V_{pv} = 0) = I_{ph} \quad (7)$$

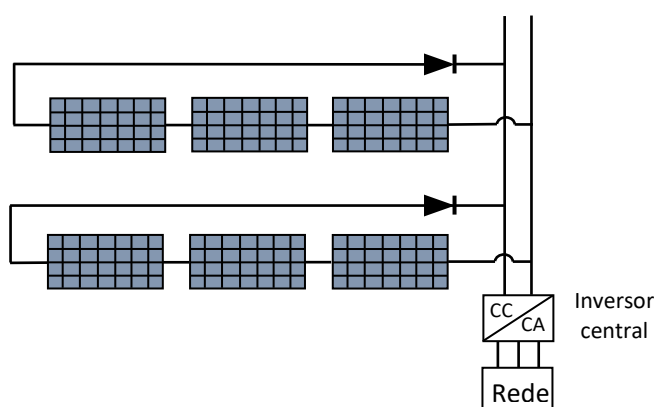
### 2.1.2 Principais topologias de um sistema fotovoltaico

Devido ao rápido avanço das tecnologias empregadas na geração fotovoltaica, principalmente as que visam seu emprego em aplicações de maiores níveis de potências, existem diferentes topologias utilizadas para a sua ligação à rede. Essas topologias variam de acordo com a situação e são divididas basicamente em quatro tipos: Inversor central, *string*, *multistring* e módulo AC (MARKS, SUMMERS e BETZ, 2012).



### 2.1.2.1 Inversor central

Este tipo de topologia consiste em uma planta fotovoltaica formada por um *array*, que é ligado em um único inversor, cujo objetivo é integrar a potência gerada pela unidade fotovoltaica, originalmente em corrente contínua, com a rede principal, que opera em corrente alternada. Este inversor, além da conversão CC-CA, tem também a função de manter o arranjo fotovoltaico operando sempre no seu ponto de máxima potência (MPP), através de algoritmos de rastreamento (MPPT, do inglês, *maximum power point tracking*) inseridos no seu sistema de controle. Na topologia com inversor central também inserem-se diodos em série com cada um dos *strings*, os quais visam impedir que os painéis passem a atuar como carga, o que pode ocorrer em decorrência de adversidades, como o sombreamento parcial do *array* (ABU-RUB, MALINOWSKI e AL-HADDAD, 2014, p. 165; XIAO, EL MOURSI, *et al.*, 2016). A Figura 4 é uma representação da topologia com inversor central.



**Figura 4 - Planta fotovoltaica com inversor central.**  
**Fonte: Autoria própria.**

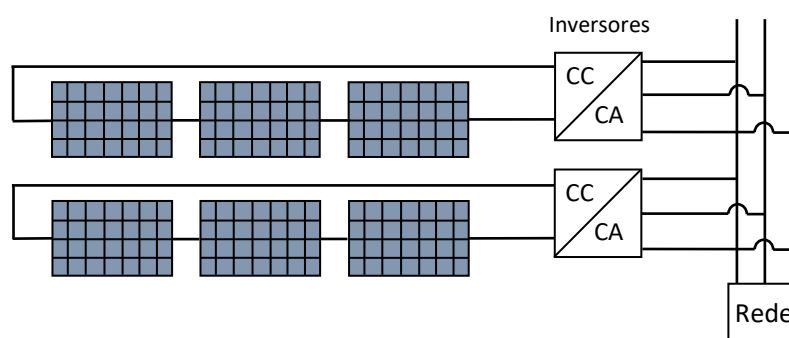
As principais vantagens desta topologia são: estrutura simples, a necessidade de um único sistema de controle e um preço mais baixo, se comparado às outras topologias, já que necessita de uma quantidade menor de componentes. Porém este tipo de arranjo possui algumas desvantagens que devem ser levadas em consideração. São elas: capacidade reduzida de geração devido à presença de um único MPPT para toda a planta (o sombreamento de um *string* afeta na capacidade de toda a instalação), impossibilidade de expansão do sistema, já que o inversor possui uma potência limite de operação em decorrência do quanto de corrente os seus componentes, normalmente IGBTs (do inglês, *insulated gate bipolar transistor*), suportam e utilização de barramentos CC de alta tensão entre os *strings* e o inversor.

Atualmente a topologia com inversor central é a mais amplamente utilizada em instalações de geração fotovoltaica de alta potência, devido à sua menor complexidade de operação e custo mais baixo (MARKS, SUMMERS e BETZ, 2012; DESHPANDE e BHASME, 2017).

A tensão típica de operação do barramento CC que conecta os *strings* ao inversor, não deve exceder o valor de 1000 V, pois esta é a tensão máxima para qual a maioria dos módulos comerciais têm capacidade de isolamento, ou seja, há um limite na quantidade de painéis que podem ser ligados em série. Além disso, faz-se necessária a inclusão de um diodo de *bypass* em paralelo com cada painel, cujo intuito é garantir que, em casos de sombreamento parcial de um *string*, a corrente não passe pela resistência *shunt*, o que significa que este painel em específico passaria a se comportar como carga. Atualmente este diodo de *bypass* tem sido conectado aos painéis pelos próprios fabricantes e utilizado em todas as topologias (ABU-RUB, MALINOWSKI e AL-HADDAD, 2014, p. 169).

### 2.1.2.2 Topologia string

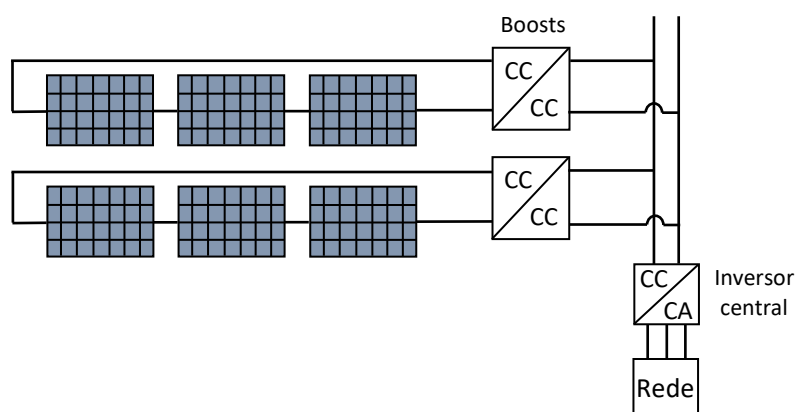
A característica deste tipo de configuração é a presença de um inversor em cada *string* do arranjo fotovoltaico. Esta topologia se destaca por possuir um algoritmo de MPPT em cada um dos inversores e, desta maneira, se torna menos suscetível a perdas de rendimento em virtude de sombreamentos parciais, ao contrário da topologia com apenas um inversor central, pois cada MPPT atua de forma independente. Outra vantagem desta topologia é a possibilidade de expansão, já que a inserção de novos *strings* à planta não é limitada a uma potência máxima (DESHPANDE e BHASME, 2017). A Figura 5 representa uma planta fotovoltaica que utiliza este tipo de topologia.



**Figura 5 - Planta fotovoltaica com topologia *string*.**  
Fonte: Autoria própria.

### 2.1.2.3 Multistring

Arranjos fotovoltaicos pertencentes a esta topologia se caracterizam por possuírem um conversor *boost* (CC-CC) em cada *string* e um único inversor central que realiza sua conexão com a rede, o que faz com que esta topologia agregue as vantagens das topologias anteriores (inversor central e *string*). Neste caso, são os conversores *boost* que possuem o algoritmo de MPPT e, por estarem presentes em cada um dos *strings*, garantem a modularidade do sistema, ou seja, é possível a sua expansão (desde que o inversor suporte a potência) e a retirada de partes do arranjo para manutenção, porém, neste caso, o rendimento do sistema pode reduzir, caso a quantidade de *strings* pertencentes ao sistema forneçam uma potência muito abaixo da nominal do inversor (MARKS, SUMMERS e BETZ, 2012; XIAO, EL MOURSI, *et al.*, 2016). A Figura 6 mostra um arranjo fotovoltaico que utiliza a topologia *multistring*.

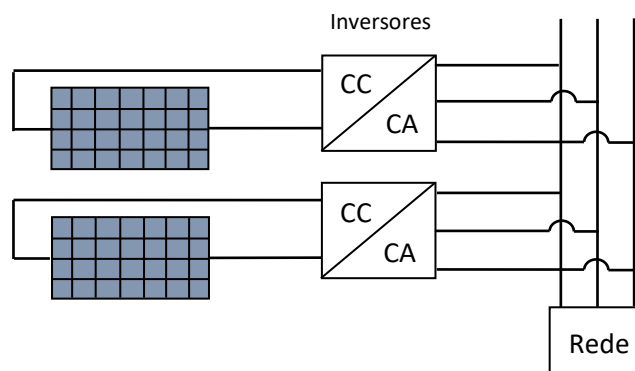


**Figura 6 - Planta fotovoltaica com topologia multistring.**  
Fonte: Autoria própria.

### 2.1.2.4 Módulo AC

A configuração denominada como módulo AC ou módulo integrado, é definida como o arranjo fotovoltaico em que cada painel tem seu próprio inversor. Esta topologia é a que possui o melhor desempenho do MPPT, pois cada painel possui o seu próprio algoritmo (realizado pelos inversores), porém isto resulta em alto custo e a aplicação se restringe às situações onde se necessite de baixas potências, como é

o caso de instalações domésticas. Devido ao fato de um único painel operar em tensões baixas, em alguns casos faz-se necessária a inclusão de um conversor *boost* antes dos inversores (ABU-RUB, MALINOWSKI e AL-HADDAD, 2014, p. 167). A Figura 7 demonstra como é esta topologia.



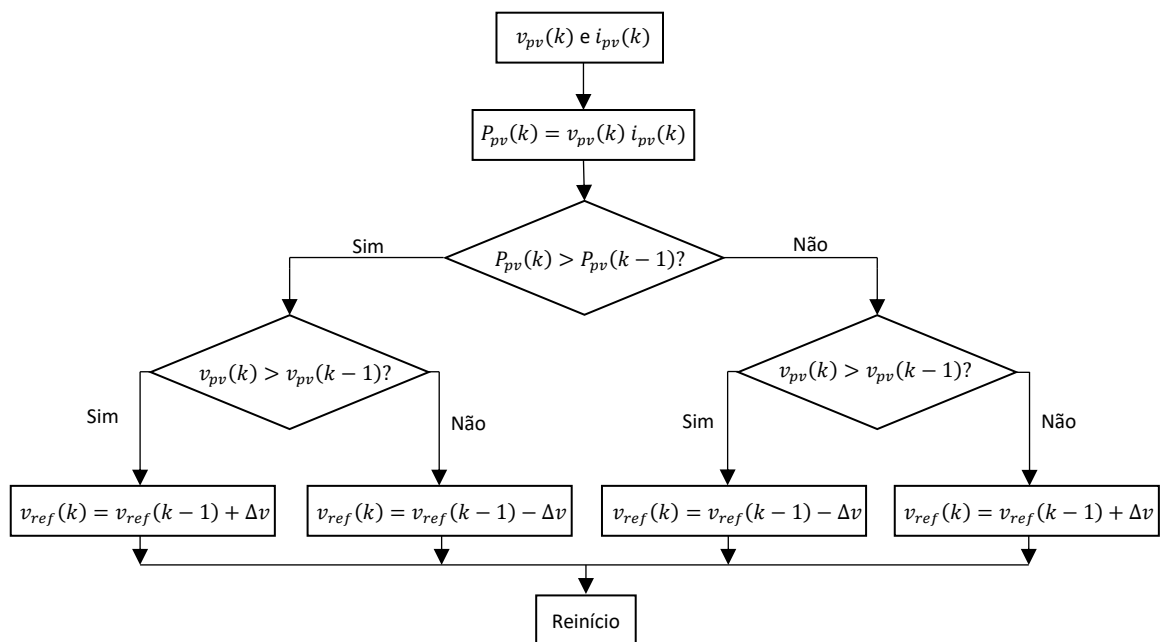
**Figura 7 - Planta fotovoltaica com topologia módulo AC.**  
Fonte: Autoria própria.

### 2.1.3 Malhas de controle típicas do inversor

O inversor tem a principal finalidade de converter a tensão gerada pelo arranjo fotovoltaico, naturalmente contínua, em alternada, enquanto mantém a sincronização com a rede e regula o fluxo de potência. Além disso, nas topologias em que não há o conversor *boost*, é no inversor que o algoritmo de MPPT é implementado. Com o intuito de realizar todas essas funções e manter o sistema operando com um bom rendimento, utilizam-se malhas de controle da tensão CC e da corrente de eixo em quadratura (ou, potência reativa) para a geração do PWM, utilizado no chaveamento dos componentes do inversor (PANDA, 2017; FEKIK, DENOUN, *et al.*, 2017).

Devido à potência gerada por uma unidade fotovoltaica ser suscetível a variações da irradiância solar e temperatura, o seu MPP é dinâmico e, portanto, inicialmente desconhecido. É em decorrência disto que se faz necessária a utilização do MPPT, o qual busca manter o ponto de operação do arranjo fotovoltaico em seu máximo valor de potência. Uma das técnicas mais simples e comumente utilizadas de se alcançar o MPP é o algoritmo P&O (do inglês, *perturb and observe*), que leva em consideração a condição matemática que o ponto máximo da curva P-V é obtido no momento em que a derivada da potência em função da tensão é nula. Visando alcançar o MPP desta forma, o algoritmo P&O constantemente mede os valores de

tensão e corrente de saída dos painéis fotovoltaicos, calcula o valor da potência e o compara com o valor da iteração anterior. O algoritmo analisa se a potência aumentou ou diminuiu em relação à iteração anterior, posteriormente faz a mesma análise com a tensão e, com estas informações adquiridas, decide se a perturbação na tensão de referência deve ser positiva ou negativa naquela iteração e, após a aplicação da perturbação, o algoritmo reinicia, dando começo à próxima iteração. O processo é periodicamente repetido até que a condição esperada seja obtida (GUPTA e SAXENA, 2016). A Figura 8 mostra um fluxograma que representa o funcionamento do algoritmo P&O.



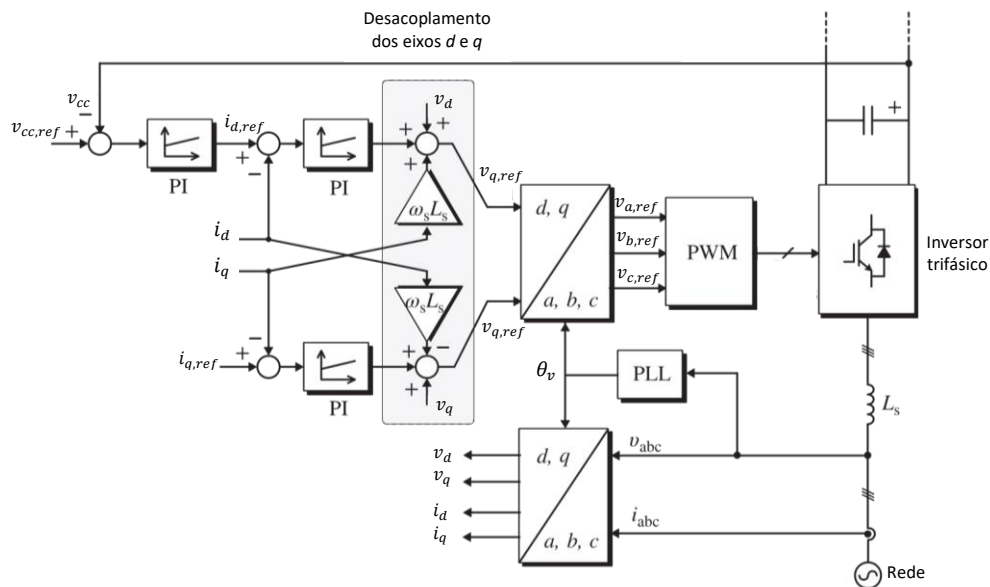
**Figura 8 - Algoritmo de MPPT P&O.**  
**Fonte: Autoria própria.**

Na Figura 8  $v_{pv}$ ,  $i_{pv}$  e  $P_{pv}$  são, respectivamente, a tensão, corrente e potência de saída do arranjo fotovoltaico,  $v_{ref}$  é a tensão de referência para o controle e  $\Delta v$  representa a perturbação que o algoritmo incrementa ou decrementa, dependendo da necessidade, na tensão de referência da unidade fotovoltaica.

No que diz respeito ao controle do inversor, existem diferentes formas de o realizar, porém em aplicações que envolvem a geração fotovoltaica, o esquema mais utilizado é o VOC (do inglês, *Voltage-oriented control*), o qual é baseado em malhas de controle de tensão e corrente em cascata. Este esquema de controle utiliza a referência rotacional  $dq0$  para transformar as grandezas AC em CC e, conseqüentemente, simplificar o sistema de controle utilizado e permitir o emprego de controladores PI. Na referência  $dq0$  as correntes de fase podem ser decompostas nas

correntes  $i_d$  e  $i_q$ , que são utilizadas para controlar, respectivamente, a potência ativa e reativa na saída do inversor (ABU-RUB, MALINOWSKI e AL-HADDAD, 2014, p. 186).

No método VOC a tensão CC é controlada por meio de um controlador PI, cuja saída é proporcional à potência ativa e corresponde à corrente de eixo direto de referência ( $i_{d,ref}$ ). Por outro lado, a referência de corrente de eixo em quadratura ( $i_{q,ref}$ ), geralmente mantida nula, determina a potência reativa injetada pelo conversor. As correntes são também controladas por controladores PI, dos quais, neste caso, as saídas são proporcionais às tensões na referência rotacional ( $dq0$ ). Estas tensões são por fim convertidas aos valores reais trifásicos e utilizadas como referência para a modulação do PWM, que será utilizado no chaveamento dos componentes do inversor utilizado (ABU-RUB, MALINOWSKI e AL-HADDAD, 2014, p. 186). A Figura 9 representa as malhas utilizadas no controle VOC do inversor trifásico.



**Figura 9 - Malhas de controle do inversor, utilizando o esquema de controle VOC.**  
**Fonte: ABU-RUB, MALINOWSKI e AL-HADDAD (2014).**

Para o fechamento da malha, as tensões ( $v_a$ ,  $v_b$  e  $v_c$ ) e correntes ( $i_a$ ,  $i_b$  e  $i_c$ ) de saída do inversor são medidas, convertidas em  $dq0$  e utilizadas no controle. Para que esta transformação seja possível e não interfira na sincronização do sistema, utiliza-se o ângulo do vetor da tensão ( $\theta_v$ ) como referência, cujo valor é medido e fornecido pelo PLL (do inglês, *phase locked loop*). Além disso, devido ao modelo do inversor e do filtro que o conecta à rede, as correntes referenciadas em  $dq0$ , são

acopladas entre si, situação que afeta o comportamento dinâmico do sistema, pois espera-se que cada corrente seja independente e controle a potência ativa e reativa sem interferência mútua entre elas. Para resolver este problema inclui-se uma compensação *feedforward* na malha de controle das correntes, de maneira a desacoplá-las e alcançar o comportamento esperado (VILLALVA, ESPINDOLA, *et al.*, 2011; VIJAYRAOL, REDDY e SREEDHAR, 2013).

## 2.2 CONTROLE INERCIAL E CONTROLE DE FREQUÊNCIA APLICADOS À GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

A frequência de um sistema elétrico de potência é proporcional à velocidade de rotação das máquinas síncronas que o compõe, e depende do balanço entre a potência elétrica que é demandada pelas cargas e a potência mecânica de entrada das unidades geradoras (balanço entre o torque elétrico e o torque mecânico). Qualquer sistema de potência está sujeito a variações típicas de frequência, as quais devem estar dentro de limites estabelecidos, para que não ocorram cortes de carga ou retirada de usinas por parte da proteção. Em virtude disso, faz-se necessária a utilização de controladores de frequência, que têm o intuito de garantir que o sistema opere de maneira estável e mantenha a magnitude da tensão e frequência dentro de limites aceitáveis (TESSARO, 2018; KUNDUR, BALU e LAUBY, 1994, p. 582).

Através da segunda lei de Newton, é possível expressar a dinâmica da velocidade de rotação do rotor das máquinas síncronas, a qual, em decorrência de suas características construtivas, é sincronizada com a frequência do sistema (KUNDUR, BALU e LAUBY, 1994). Em (8) encontra-se o modelo típico que define a variação de velocidade de rotação do rotor do gerador.

$$\frac{\partial \omega_m}{\partial t} = \frac{\tau_m - \tau_e}{J} \quad (8)$$

Em (8),  $\omega_m$  é a velocidade mecânica do rotor do gerador,  $\tau_m$  é o torque mecânico aplicado ao eixo do gerador pela turbina,  $\tau_e$  o torque elétrico aplicado pela carga e  $J$  representa o momento de inércia equivalente do gerador e da turbina.

Já o ROCOF, em Hz/s, o qual é dependente da inércia equivalente do sistema, é representado pela equação indicada em (9) (KUNDUR, BALU e LAUBY, 1994).

$$\frac{df}{dt} = \frac{f_0}{2HS_{base}} (P_m - P_e) \quad (9)$$

Em (9),  $f_0$  é a frequência no momento da perturbação,  $H$  representa a constante inércia do conjunto turbina-gerador, a qual é proporcional ao momento de inércia e define a energia cinética armazenada no rotor na velocidade síncrona,  $S_{base}$  é a potência aparente nominal do gerador,  $P_m$  é a potência mecânica aplicada ao eixo do gerador por parte da turbina e  $P_e$  indica a potência elétrica demandada do gerador pela carga elétrica.

O processo de controle da frequência se divide em dois estágios, cada qual com seu papel no intuito final de manter a frequência em seu valor normal de operação (BEVRANI, 2009, p. 10-11; MACHOWSKI, BIALEK e BUMBY, 2008, p. 335):

- 1) O controle inercial se trata da resposta inicial do sistema, que ocorre de maneira natural em decorrência de desbalanços entre geração e carga, que são causados por variação na carga ou perda de alguma unidade geradora. A resposta inercial é uma reação intrínseca das máquinas rotacionais, que em virtude de sua inércia, impedem variações bruscas de frequência ao inserirem ou absorverem energia cinética do sistema;
- 2) Já o controle de frequência propriamente dito, diz respeito às ações de controle implementadas com o objetivo de levar a frequência ao valor nominal. O controle primário de frequência tem o objetivo de restabelecer a frequência para as proximidades do valor nominal, o que resulta em um erro de regime permanente (desvio em relação ao valor nominal), por se tratar de uma ação de controle do tipo proporcional (P). Em decorrência deste pequeno desvio utiliza-se o controle secundário, que visa levar a frequência para o valor nominal da rede, eliminando o erro de regime permanente da frequência.

O controle inercial, o qual advém da inércia das máquinas rotativas que constituem as unidades geradoras, se trata da resposta instantânea do sistema frente à variação de frequência e atua apenas nos instantes iniciais da perturbação. A massa



girante das máquinas não permite variações bruscas de velocidade e, por consequência, de frequência, já que inserem ou absorvem energia cinética do sistema, quando ocorre o desbalanço de potência. Quanto maior a inércia equivalente do sistema, menor é a taxa de variação inicial de frequência, ou seja, menor o ROCOF, o que resulta em um sistema mais simples de se controlar, quando comparado aos que possuem uma inércia equivalente menor, como é o caso de sistemas que possuem alta inserção de geração renovável e demandam controladores auxiliares para manter a operação adequada (LIU, YOU e LIU, 2017).

Para que a geração eólica e a geração fotovoltaica possam participar do controle de frequência, elas precisam operar abaixo do ponto de máxima potência. Na geração eólica a estratégia para a mudança do ponto de operação da unidade é a mudança na angulação das pás das turbinas ou mudança na velocidade da turbina, cujo intuito é diminuir a potência mecânica do sistema turbina-gerador para que seja gerado menos que sua capacidade máxima para determinada velocidade do vento, deixando assim, uma margem de potência disponível para o controle da frequência. Já na geração fotovoltaica, a operação descarregada é obtida fornecendo uma tensão de referência para  $v_{DC}$ , conforme ilustrado na Figura 9, menor ou maior que a tensão do ponto de máxima potência ( $v_{mpp}$ ). O controle de frequência é feito em conjunto com a malha de controle inercial, cujo objetivo é utilizar a potência disponível para manter a frequência do sistema em seu valor de regime nominal (TAVAKOLI, ADABI e ZABIHI, 2015; TESSARO, 2018).

Na geração eólica o sistema pode operar no MPP para participar do controle inercial, mas precisa de uma margem de potência para participar do controle de frequência. Já na geração fotovoltaica, é necessário que o sistema opere fora do MPP ou com banco de baterias para que possa ser utilizado tanto no controle inercial quanto no controle suplementar de frequência.

A malha de controle inercial em sistemas com geração renovável tem o objetivo de emular uma inércia que não existe naturalmente, como é o caso da geração fotovoltaica, ou não pode ser naturalmente utilizada para este fim, fato que ocorre na geração eólica. Para cumprir este papel, normalmente se utiliza um filtro derivativo, da forma  $df/dt$ , que nada mais é que um filtro passa altas, o qual é mais significativo no momento da perturbação, quando o ROCOF é mais elevado, e passa a não atuar no momento em que não há variação na frequência (BORDIGNON, 2017). Já o controle primário de frequência, também chamado de controle *droop*, é

implementado por meio de um controlador proporcional, cujo ganho estático tem o valor de  $1/R$ , onde  $R$  é o estatismo definido pelo operador, e tem como entrada o erro de frequência do sistema.

Em sistemas com geração fotovoltaica, que são operadas por meio do controle VOC, ambas as malhas de controle suplementar (inercial e *droop*), são inseridas na malha de controle da tensão  $v_{DC}$  de maneira a alterar a tensão de referência do barramento CC (onde também atua o MPPT, quando ativado), como estratégia para controlar a quantidade de potência utilizada para mitigar a variação de frequência.

### 3 ABORDAGEM DE CONTROLE PROPOSTA

Este capítulo apresenta a metodologia utilizada para a elaboração do trabalho, agregando a abordagem operacional do sistema, as malhas de controle suplementares empregadas e as premissas consideradas para a correta operação e controle do sistema.

#### 3.1 ABORDAGEM OPERACIONAL

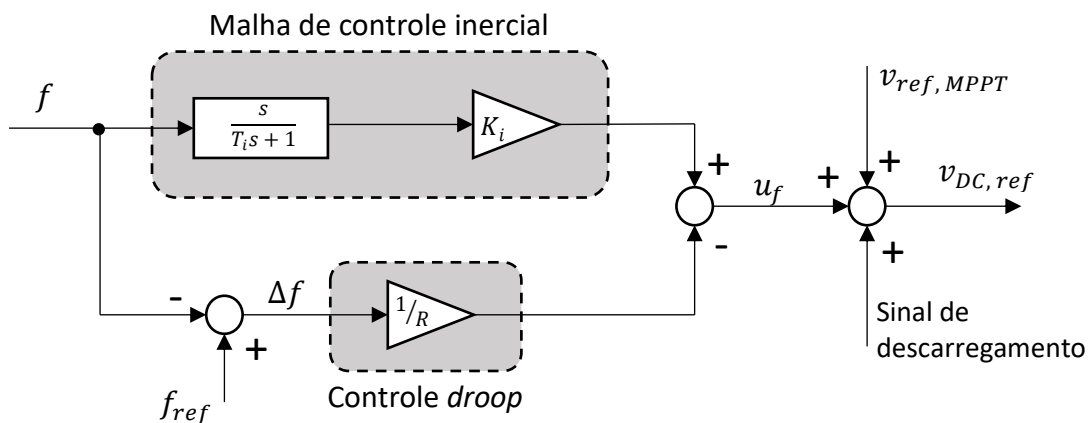
A geração fotovoltaica, por ser uma forma de geração de energia elétrica que não possui inércia (ou, equivalentemente, energia cinética armazenada), precisa operar descarregada, ou com banco de baterias, para auxiliar tanto no controle inercial quanto no controle de frequência do sistema. Ou seja, é necessário que o arranjo fotovoltaico opere fora do seu ponto de máxima potência, para garantir que haja uma margem de potência disponível para ser empregada no controle inercial e de frequência.

Para auxiliar no controle de frequência durante o restabelecimento de uma microrrede, o que é, do ponto de vista operacional, o caso mais extremo, pois causa elevado ROCOF e maior afundamento máximo frequência (do inglês, *frequency nadir*), é preferível que o arranjo fotovoltaico opere quase totalmente descarregado, o que visa garantir que o máximo possível de potência se encontre disponível para a assistência no controle.

Em decorrência da necessidade de operar o sistema fotovoltaico quase totalmente descarregado, para se obter um melhor desempenho durante a sua aplicação no controle de frequência durante o *black-start*, ao analisar a Figura 3b espera-se que seria possível operar o sistema tanto com baixos ou elevados valores de tensão no barramento CC, porém em baixas tensões não é possível se gerar um sinal de PWM capaz de chavear os componentes do inversor (ou seja, o inversor não opera com valores de tensão abaixo do valor mínimo que assegura uma adequada modulação). Por este motivo, e por possuir uma dinâmica mais rápida, opta-se por

manter o sistema operando do lado direito do MPP, ou seja, com valores de tensão mais elevados do que a tensão de MPP ( $v_{mpp}$ ).

Visando garantir a operação descarregada do arranjo fotovoltaico antes do restabelecimento, adiciona-se ao sistema um sinal de descarregamento que atua aumentando a tensão do barramento CC, a qual é mantida próxima de seu valor de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) até que o bloco de carga seja energizado no sistema, momento em que ocorre perturbação na frequência e, conseqüentemente, atuação das malhas de controle de frequência, as quais irão operar diminuindo a tensão CC, objetivando aumentar a potência ativa inserida pela geração fotovoltaica, a qual será utilizada para aliviar a demanda sobre a geração convencional e, portanto, atenuar a variação de frequência. A Figura 10 representa o diagrama das malhas de controle de frequência empregadas na geração fotovoltaica.



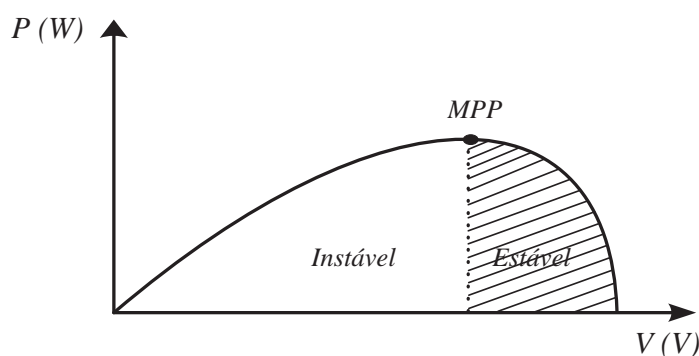
**Figura 10 - Malhas de controle da frequência em uma unidade fotovoltaica. Autoria própria.**

Na Figura 10,  $T_i$  é a constante de tempo do filtro passa-baixa do controle derivativo,  $K_i$  é o ganho do controle inercial,  $f$  representa a frequência do sistema,  $f_{ref}$  a frequência de referência,  $\Delta f$  é o erro de frequência,  $u_f$  indica a ação de controle conjunta das malhas,  $v_{ref,MPPT}$  é a tensão de referência inserida pelo MPPT e  $v_{DC,ref}$  indica a tensão de referência do barramento CC.

### 3.2 COMUTAÇÃO DAS MALHAS DE CONTROLE

A atuação das malhas de controle resulta na diminuição da tensão de referência do barramento CC, cujo efeito é a aproximação do ponto de operação ao

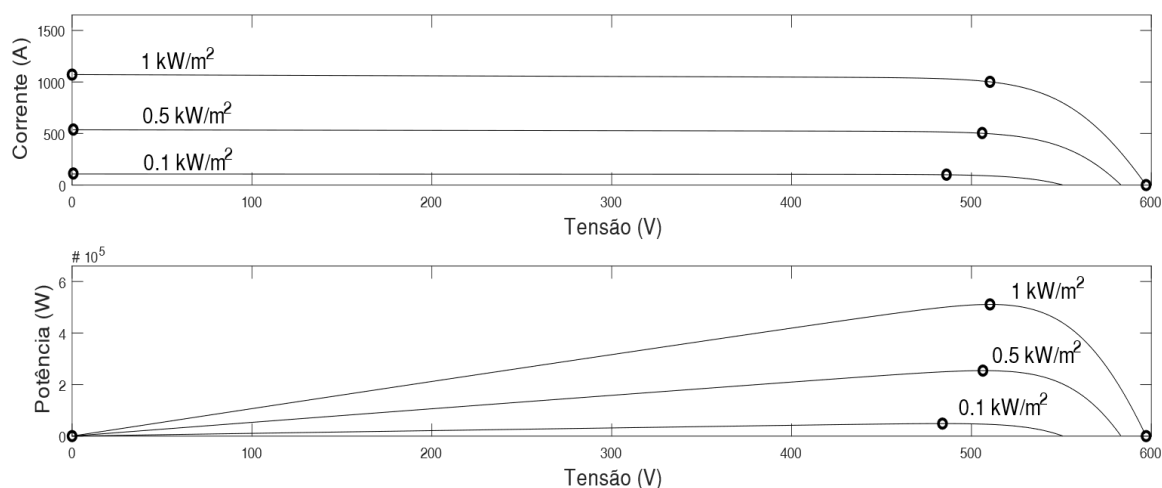
MPP. Caso os ganhos das malhas sejam altos ou a perturbação na frequência seja muito elevada (o que ocorre devido à inserção de um bloco de carga que demande muita potência ativa), o ponto de operação tende a passar pelo ponto de máxima potência e se deslocar pelo lado esquerdo da curva. Se esta situação vier a ocorrer, sem que algo limite sua operação a, no máximo, o MPP, o sistema instabilizará, já que a diminuição da tensão de referência passará a causar queda na potência fornecida pela geração solar, potência esta que será assumida pelo gerador síncrono, causando afundamento de frequência e, por consequência, atuação prejudicial das malhas de controle, tanto inercial quanto *droop* (MEI, ZHENG, *et al.*, 2016). A Figura 11 apresenta a curva da potência da geração fotovoltaica, e indica a região (denominada como estável) na qual o ponto de operação da unidade solar deve ser mantido durante toda a operação do sistema.



**Figura 11 - Região de operação estável da geração fotovoltaica.**  
**Fonte: Adaptado de MEI, ZHENG, *et al.*, 2016.**

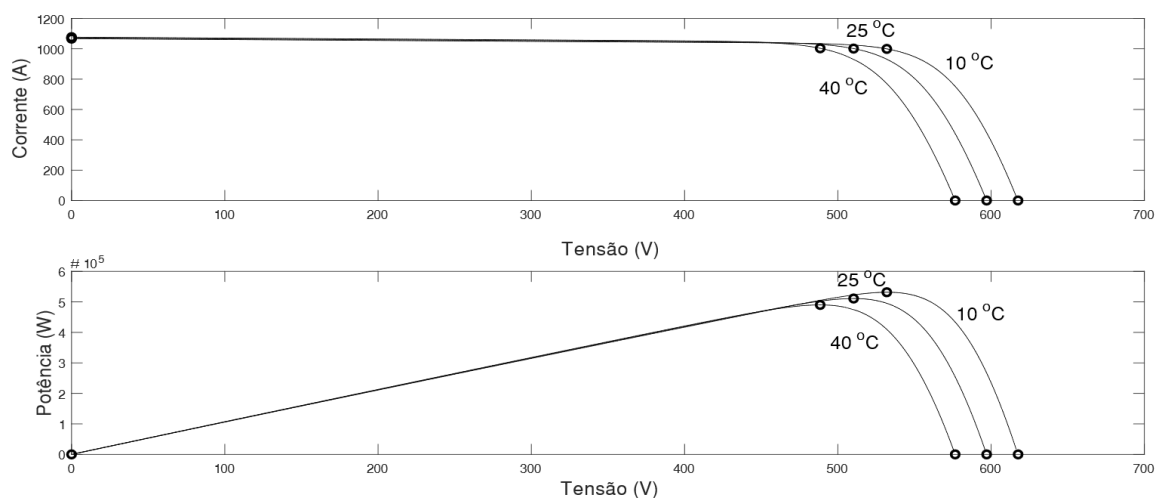
Como consequência da possibilidade de ocorrer instabilidade devido a grandes perturbações, faz-se necessária a utilização de um algoritmo que realize a adequada comutação das malhas de controle, ou seja, que desative as malhas de controle de frequência e ative o MPPT, o qual terá a função de manter o sistema fotovoltaico operando em seu MPP, não permitindo que este opere em sua região instável, evitando assim, que o sistema entre em colapso.

Como visto em (5), a corrente e, por conseguinte a potência, geradas por um arranjo fotovoltaico são dependentes da irradiância solar e da temperatura em determinado momento, ou seja, são suscetíveis às variações climáticas do local. Em virtude disto, o valor do MPP varia constantemente e não é conhecido com certeza durante todo o período de operação do sistema (ABU-RUB, MALINOWSKI e AL-HADDAD, 2014, p. 163-164). A Figura 12 mostra o comportamento da corrente e da potência geradas por um arranjo fotovoltaico quando submetido a uma temperatura constante de 25° C e diferentes valores de irradiância solar.



**Figura 12 - Curvas da geração solar considerando uma temperatura constante e diferentes valores de irradiância solar.**  
**Fonte: Autoria própria.**

Na Figura 13 encontram-se as curvas de corrente e potência geradas por um arranjo fotovoltaico quando submetido a uma irradiância solar constante de  $1000 \text{ W/m}^2$  e diferentes valores de temperatura.

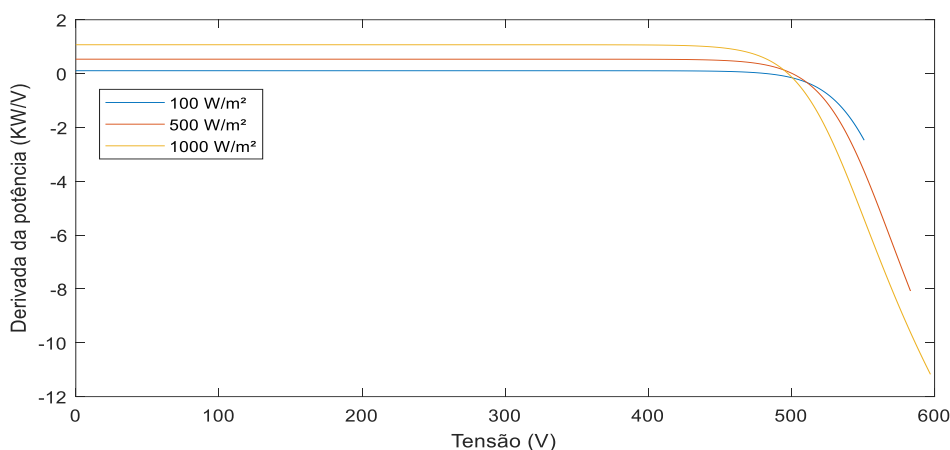


**Figura 13 - Curvas da geração solar considerando uma irradiância solar constante e diferentes valores de temperatura.**  
**Fonte: Autoria própria.**

Devido à incerteza quanto ao valor exato do MPP e à necessidade de medição em tempo real de seu valor para a comutação das malhas de controle de maneira eficiente, faz-se necessária a utilização de uma estratégia que permite conhecer o comportamento da potência durante a operação do sistema. Para realizar tal função, utiliza-se a derivada da potência gerada, em função da tensão do barramento CC. Esta derivada pode ser medida em tempo real e indica de maneira fiel as proximidades do MPP e o próprio MPP, o que viabiliza a realização da

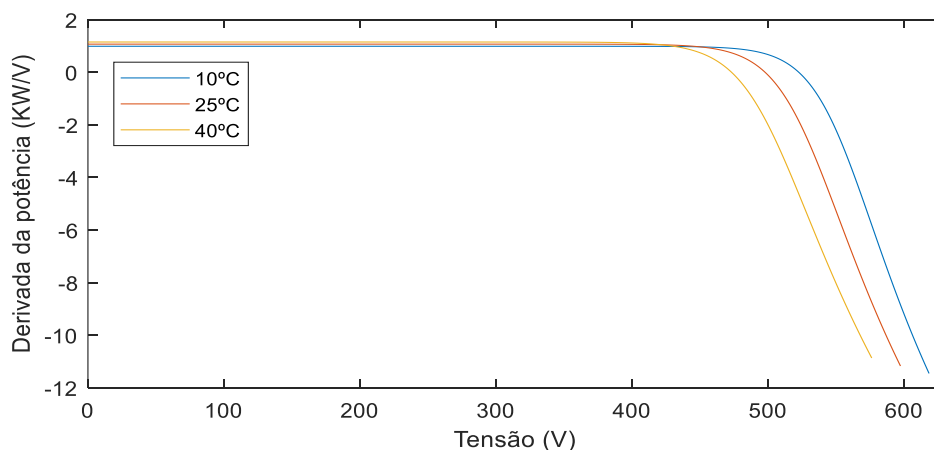
comutação das malhas de controle de maneira a manter o sistema operando de forma adequada, mesmo quando submetido a grandes perturbações durante o *black-start*.

A derivada da potência é obtida por meio da divisão da variação da potência pela variação da tensão, durante todo o período de operação do sistema. Desta forma, a derivada acompanha a mudança de comportamento da potência e, por consequência, também é dependente das condições climáticas e varia de acordo com a irradiância solar e temperatura às quais o sistema se encontra exposto durante seu funcionamento. A Figura 14 indica o comportamento da derivada quando o sistema se encontra exposto a uma temperatura constante de 25° C e com diferentes valores de irradiância solar.



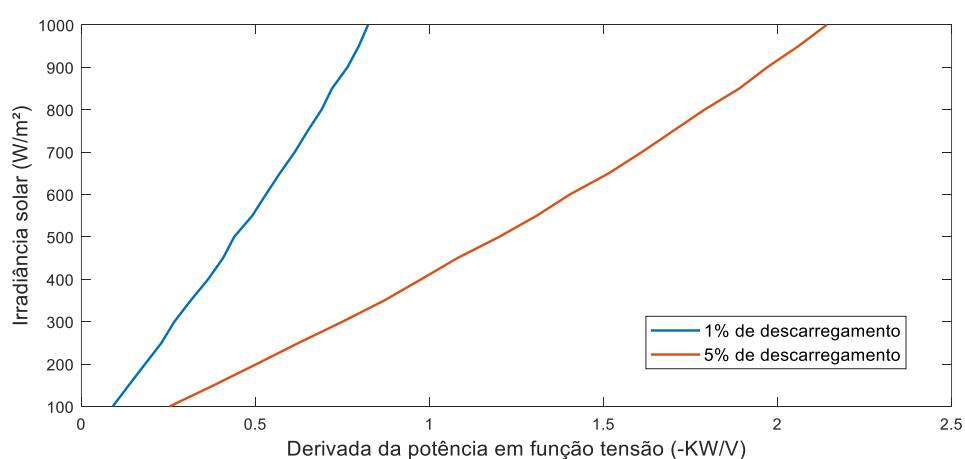
**Figura 14 - Derivada da potência do arranjo fotovoltaico em função da tensão, considerando uma temperatura de 25° C e diferentes irradiâncias solares. Fonte: Autoria própria.**

Na Figura 15 encontra-se o gráfico da derivada da potência do arranjo fotovoltaico, considerando que este está submetido a uma irradiância solar de 1000 W/m² e diferentes valores de temperatura.



**Figura 15 - Derivada da potência do arranjo fotovoltaico em função da tensão, considerando uma irradiância solar de 1000 W/m² e diferentes temperaturas. Fonte: Autoria própria.**

Analisando a Figura 14 e a Figura 15, percebe-se como o comportamento da derivada varia de acordo com as alterações climáticas e, com isso, é possível inferir que as mudanças de temperatura não afetam de maneira significativa na variação da derivada, porém deve-se levar em consideração o impacto causado pela alteração da irradiância solar, para que esta abordagem seja coerente e capaz de operar o sistema de maneira satisfatória sob a influência de qualquer condição. Em virtude disto é necessário conhecer o comportamento da derivada da potência, considerando diferentes valores de descarregamento, com relação ao MPP, e sua variação quando submetida a diversos valores de irradiância solar. A Figura 16 indica o comportamento da derivada da potência quando o sistema se encontra sob a influência de diferentes níveis de irradiância solar, além disso, apresenta-se este comportamento considerando o arranjo fotovoltaico operando com 1% e 5% de descarregamento com relação ao MPP.



**Figura 16 - Derivada da potência para 1% e 5% de descarregamento, com relação ao MPP, sob a influência de diferentes níveis de irradiância solar.**  
**Fonte: Autoria própria.**

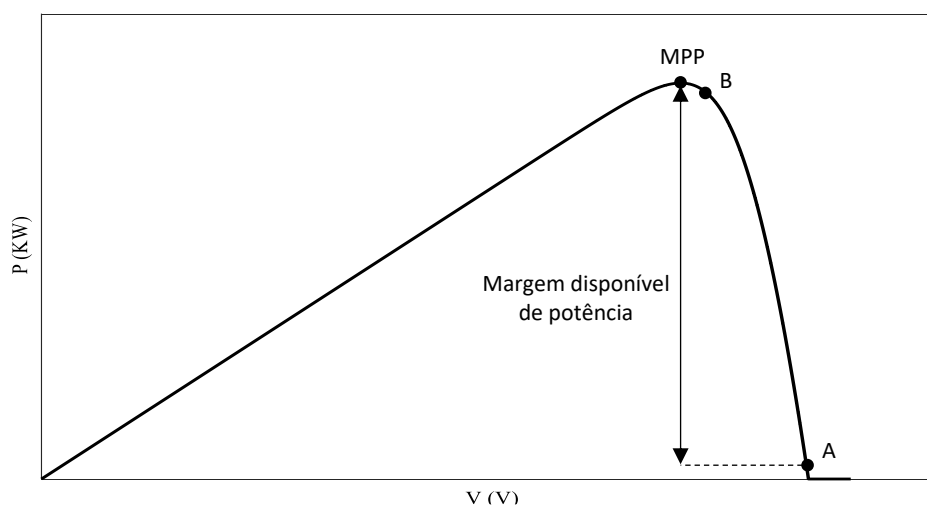
Considerando o comportamento da derivada, como visto na Figura 16, é possível escolher um valor específico de derivada para ser utilizado como critério de comutação das malhas de controle. Isso garante que, independentemente do valor da irradiância solar incidente sobre o sistema, a comutação ocorrerá sempre antes do ponto de operação da geração fotovoltaica atingir o MPP, porém com diferentes valores de descarregamento com relação ao MPP. Por exemplo, analisando-se o gráfico, espera-se que ao utilizar uma derivada de aproximadamente  $-0,25$  KW/V como critério, a comutação acontecerá com um descarregamento de 5% para irradiâncias de  $100$  W/m<sup>2</sup> e, conforme há o aumento na incidência de luz solar sobre



o sistema, menor será o descarregamento que resultará na comutação dos modos de controle.

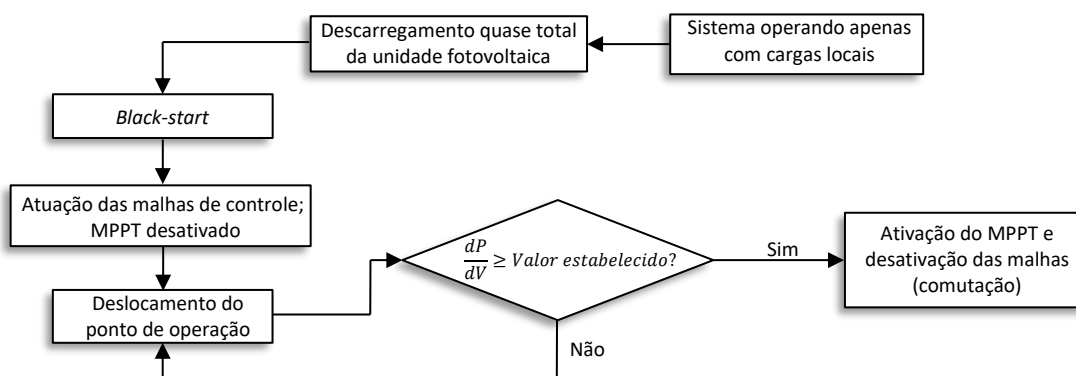
A abordagem operacional e de controle proposta se baseia em um sistema no qual ocorreu um desligamento e, em decorrência disto, inicialmente opera alimentando apenas cargas locais. Em preparação para que a unidade fotovoltaica tenha capacidade de auxiliar no controle suplementar de frequência durante a inclusão de cargas, o próximo passo da operação consiste no descarregamento quase total da geração solar. No momento em que ocorre o *black-start*, o qual ocasiona um alto afundamento de frequência, as malhas de controle inercial e *droop* começam atuar, movendo o ponto de operação do sistema fotovoltaico, visando atenuar o ROCOF. No instante em que o valor medido da derivada ultrapassar o limite previamente estipulado, ocorre a comutação, ou seja, desativa-se as malhas de controle inercial e de frequência e ativa-se o MPPT, para manter a geração solar operando com o seu máximo valor de potência e impedir que ocorra a instabilidade e o desligamento da geração fotovoltaica.

A Figura 17 indica o comportamento da potência gerada pela unidade fotovoltaica durante a operação do sistema. O ponto A representa a posição inicial do ponto de operação do sistema fotovoltaico, quando este se encontra quase totalmente descarregado e pronto para fornecer a potência necessária para o controle de frequência. Já o ponto B retrata o ponto nas proximidades do MPP que resultará na comutação dos modos de controle e, como consequência, na ativação do MPPT.



**Figura 17 – Margem de potência disponível na geração fotovoltaica.**  
**Fonte: Autoria própria.**

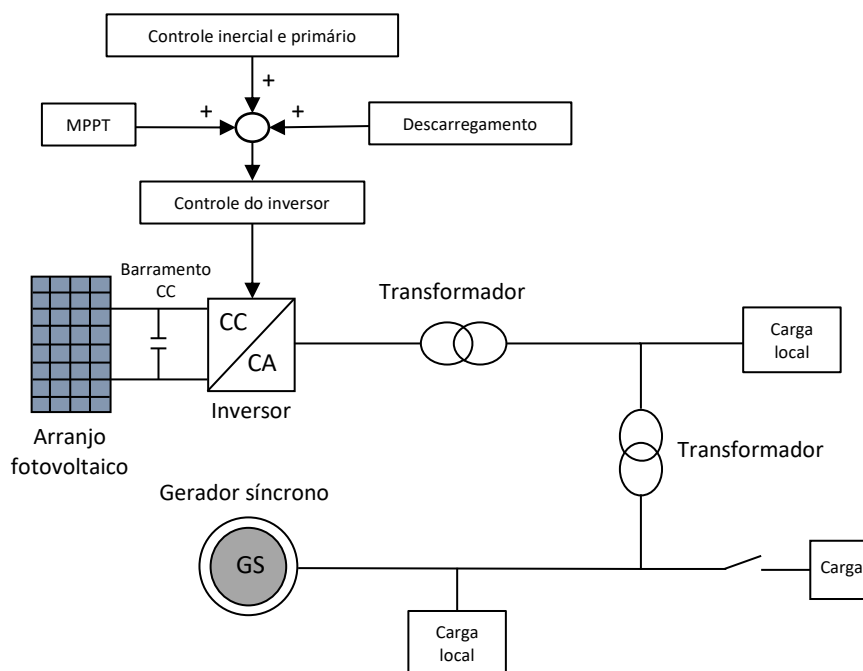
A Figura 18 mostra um fluxograma da abordagem operacional e de controle proposta, indicando o comportamento do sistema durante toda a sua operação.



**Figura 18 - Fluxograma da abordagem de controle proposta.**  
**Fonte: Autoria própria.**

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Este é o capítulo no qual serão apresentados os resultados obtidos através da simulação de uma microrrede que possui geração solar e convencional (gerador diesel) operando em conjunto. A unidade de geração solar possui uma potência nominal de 511 KWp e topologia com inversor central, além disso, o gerador diesel tem uma potência nominal de 1 MW. As malhas de controle suplementares, assim como o algoritmo de comutação do modo de controle, são inseridas no sistema visando utilizar a geração solar no controle de frequência durante o *black-start* de maneira adequada. A Figura 19 mostra o diagrama unifilar da microrrede utilizada nas simulações realizadas para a obtenção dos resultados.



**Figura 19 - Diagrama unifilar da microrrede considerada para o estudo.**  
**Fonte: Autoria própria.**

O gerador diesel em questão alimenta uma carga local de 500 KW e a unidade fotovoltaica, anteriormente descarregada, uma carga local de 5 KW. O sistema inicia sua operação com a unidade de geração solar descarregada a ponto de fornecer uma potência ativa de 5KW, de maneira que o resto da capacidade de geração esteja disponível para o auxílio no controle de frequência. Em determinado momento ocorre o *black-start*, o qual é representado pela inserção imediata de um grande bloco de carga no sistema. Esta inserção de carga resulta em um afundamento

da frequência, em decorrência da desaceleração do rotor do gerador diesel, o que causa atuação imediata das malhas de controle suplementares inseridas na geração solar, as quais atuam com o intuito de atenuar esse afundamento de frequência, garantindo que a demanda de potência ativa seja suprida pela geração solar, enquanto ela possuir a capacidade para tal.

A eficácia da estratégia de controle proposta foi avaliada através de simulações computacionais no domínio do tempo, envolvendo o modelo não linear da microrrede. As equações diferenciais que compõem o modelo do sistema em questão foram resolvidas no *simulink*, o qual é uma ferramenta pertencente ao *software* Matlab®, utilizando o algoritmo de resoluções ODE23tb.

Para a medição da derivada, a qual é utilizada como critério para a atuação do algoritmo de comutação do modo de controle, mede-se o valor da potência na saída dos painéis fotovoltaicos, assim como a tensão do barramento CC, e se subtrai destes sinais o seu próprio valor, porém atrasado alguns milissegundos, obtendo-se assim, a variação de potência e a variação de tensão durante todo o período de operação do sistema. Por fim divide-se a variação da potência pela variação da tensão, de maneira a se obter a derivada da potência do arranjo fotovoltaico em função da tensão. Em (10) encontra-se a equação da derivada da potência.

$$\frac{\partial P}{\partial V} = \frac{P[k] - P[k - 1]}{V[k] - V[k - 1]} \quad (10)$$

Em (10),  $\frac{\partial P}{\partial V}$  é a derivada da potência em função da tensão,  $P[k]$  representa o valor atual da potência,  $P[k - 1]$  a potência da medição  $k - 1$ ,  $V[k]$  indica a tensão atual e  $V[k - 1]$  é a tensão atrasada. Adotando uma derivada de -0,25 KW/V como limite para a comutação dos modos de controle, garante-se que os controles inercial e de frequência sejam comutados para o MPPT com uma margem de descarregamento menor que 5% para qualquer irradiância solar maior que 100 W/m<sup>2</sup>, garantindo assim a estabilidade da geração fotovoltaica. Este valor de derivada é obtido a partir da análise da Figura 16.

Com o intuito de realizar os testes para a validação e avaliação da estratégia de controle proposta, foram considerados diferentes cenários e abordagens. Primeiramente considerou-se a atuação apenas da malha de controle

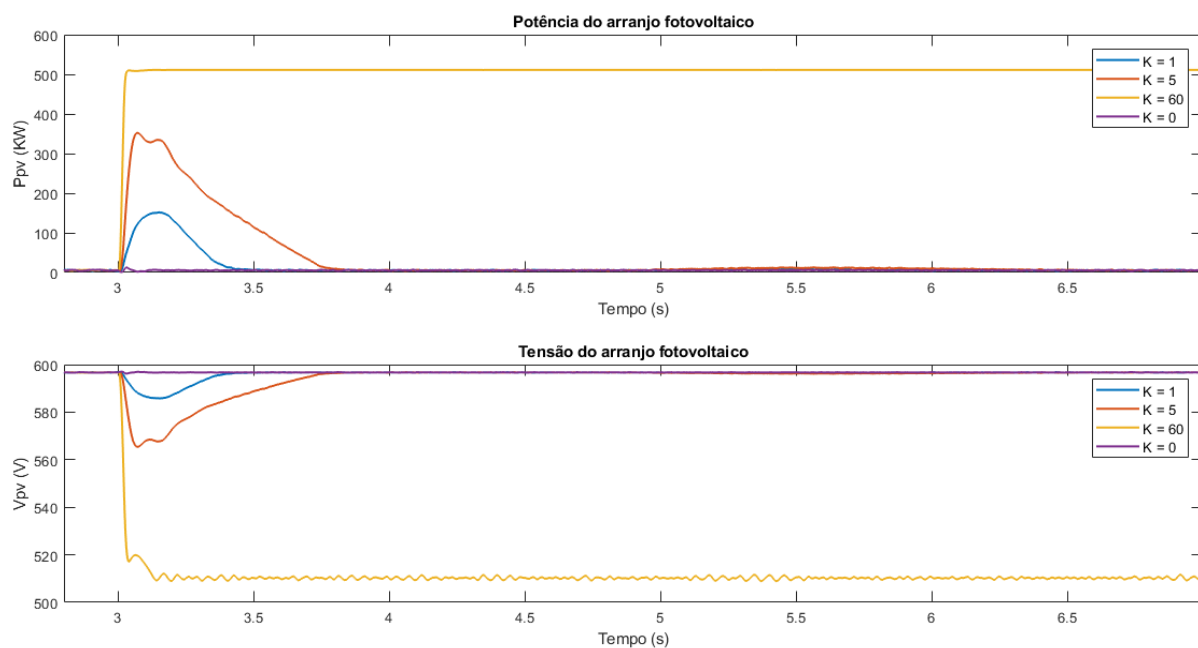
inercial, levando em conta diferentes valores de ganho e um único valor de carga inserido, para então avaliar o seu impacto no controle de frequência do sistema. A seguir foi realizada a simulação com a mesma carga, porém considerando a atuação apenas do controle primário de frequência (*droop*), também com diferentes ganhos. O terceiro cenário corresponde à atuação simultânea de ambas as malhas de controle suplementar, porém foi considerado o mesmo conjunto de ganhos e cargas de diferentes valores. Por fim, avalia-se o impacto do sombreamento dos painéis no controle, o qual é realizado por meio da simulação do sistema considerando diferentes níveis de irradiância solar, o que torna possível verificar o impacto que baixos níveis de incidência de luz solar exercem sobre o controle inercial e de frequência da geração solar. Os testes incluem a situação na qual a perturbação é grande a ponto de causar a comutação das malhas de controle, sendo assim, foi possível verificar a eficácia e velocidade do algoritmo que realiza a comutação e impede o sistema de entrar em colapso.

#### 4.1 CONTROLE INERCIAL

O controle inercial é implementado por meio da inserção de uma malha de controle derivativo, da forma  $df/dt$ , na tensão de referência do barramento CC e tem como entrada a medição de frequência. É devido a isto que o controle inercial só atua quando há variação na frequência, o que o torna mais significativo nos momentos iniciais, logo após a perturbação no sistema, e volta a ser inoperante assim que a frequência se estabiliza.

Visando avaliar o comportamento da frequência, juntamente com o algoritmo de comutação do MPPT, quando há apenas a atuação do controle inercial na geração solar, considerou-se três diferentes cenários de operação. Insere-se no sistema uma carga de potência ativa, de 550 KW, porém analisa-se o impacto de diferentes valores de ganhos inerciais. O primeiro ganho tem um valor baixo e representa uma inércia pequena, o segundo ganho possui um valor intermediário e representa uma maior inércia, que resulta em um maior deslocamento do ponto de operação e quase atuação do algoritmo de comutação e, por último, leva-se em consideração um valor alto de ganho que resulte na comutação (desativação do

controle inercial e ativação do MPPT), o que manterá o sistema operando em seu MPP. Todos os três cenários são comparados à situação onde não há atuação da geração solar no controle de frequência, considerando a inserção do mesmo bloco de carga no sistema. A Figura 20 mostra o comportamento da potência e tensão do arranjo fotovoltaico, quando se considera a atuação apenas do controle inercial durante o *black-start*.



**Figura 20 - Potência e tensão do arranjo fotovoltaico, considerando apenas a atuação do controle inercial.**

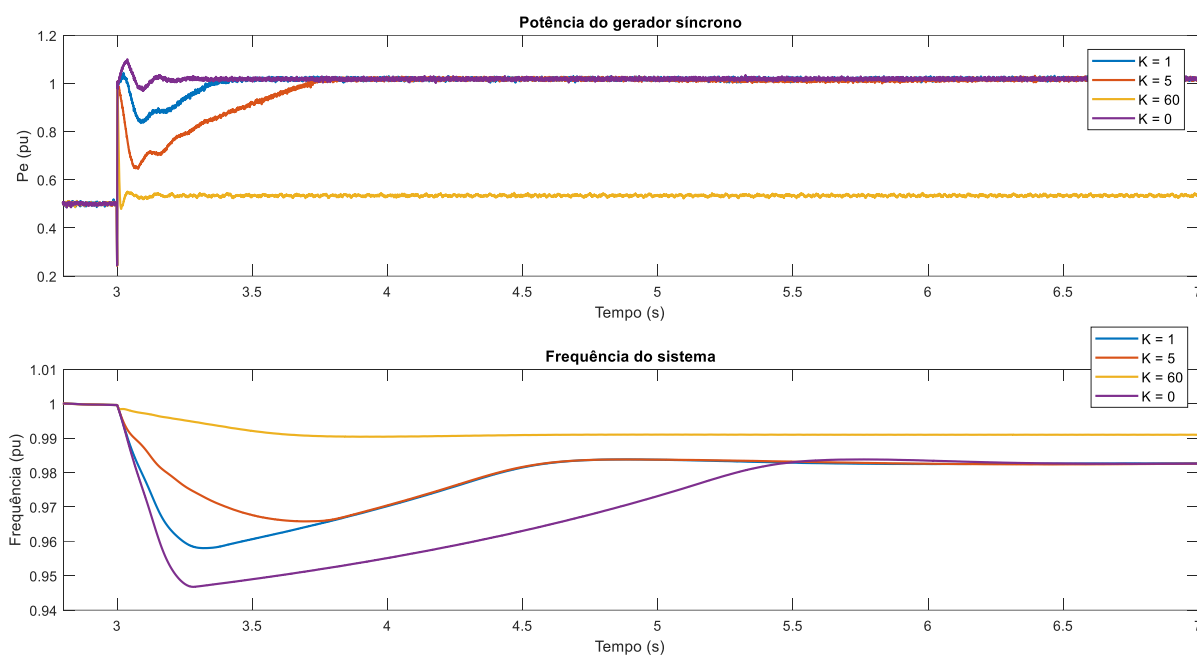
**Fonte: Autoria própria.**

Analisando a Figura 20 percebe-se que após três segundos de simulação, que é quando o bloco de carga de 550 KW é inserido no sistema, ocorre a maior participação do controle inercial, o qual diminui a tensão de referência, ocasionando um aumento na potência fornecida pelo arranjo fotovoltaico, potência esta que está sendo utilizada para aliviar a demanda sobre o gerador diesel.

Fica evidente o quanto uma inércia mais elevada ocasiona um maior fornecimento de potência por parte da geração solar, além disso, constata-se que ao utilizar-se um ganho inercial muito elevado, o que resulta em uma perturbação muito grande para o sistema, ocorre a comutação do modo de controle e o arranjo fotovoltaico passa a operar fornecendo a sua potência máxima, cujo cenário representa a maior participação da geração solar no controle de frequência do sistema. A comutação dos modos de controle ocorreu de maneira efetiva, garantindo

que, mesmo quando exposto a uma grande perturbação, o sistema se mantém operando de maneira estável durante toda a sua operação.

Ao observar a Figura 21, a qual representa a resposta da potência do gerador síncrono convencional e a frequência do sistema, também considerando o cenário no qual há a atuação apenas da malha de controle inercial, é possível notar o impacto que a inércia da geração solar causa na potência elétrica fornecida pelo gerador síncrono e, por consequência, na frequência do sistema. Fica claro que quanto maior a inércia, menor o ROCOF e o afundamento máximo de frequência.



**Figura 21 - Potência do gerador síncrono e frequência do sistema, considerando apenas a atuação do controle inercial.**  
**Fonte: Autoria própria.**

Quanto maior a inércia do arranjo fotovoltaico, mais tênue é a variação de potência demandada do gerador síncrono, o que resulta em menor ROCOF. Como era esperado, o caso no qual ocorreu a comutação do modo de controle, a participação da geração solar reduziu significativamente o afundamento de frequência. A Tabela 1 mostra os indicadores quantitativos de desempenho da resposta da frequência no cenário considerado, comparando todos os casos.

**Tabela 1 - Parâmetros de desempenho da frequência, considerando apenas a atuação do controle inercial.**

Ganho	ROCOF (pu/s)	Valor mínimo da frequência (pu)	Erro de regime permanente da frequência (pu)
<b>K = 0</b>	0,2365	0,9468	0,0173
<b>K = 1</b>	0,1820	0,9580	0,0173
<b>K = 5</b>	0,1030	0,9658	0,0173
<b>K = 60</b>	0,0190	0,9904	0,0090

Fonte: Autoria própria.

A atuação da malha de controle inercial reduz significativamente o ROCOF e o afundamento de frequência, se comparado ao caso onde não há participação da geração solar no controle, porém nos casos onde não ocorre a comutação, o erro de regime permanente não se altera, o que ocorre devido à não participação do controle inercial durante toda a operação do sistema.

A atuação do controle inercial, desconsiderando a comutação do modo de controle, não tem impacto sobre o erro de frequência de regime permanente. Para que a geração solar possa contribuir com a melhoria do erro de regime permanente, é necessário incluir uma malha de controle primário de frequência.

#### 4.2 CONTROLE PRIMÁRIO DE FREQUÊNCIA

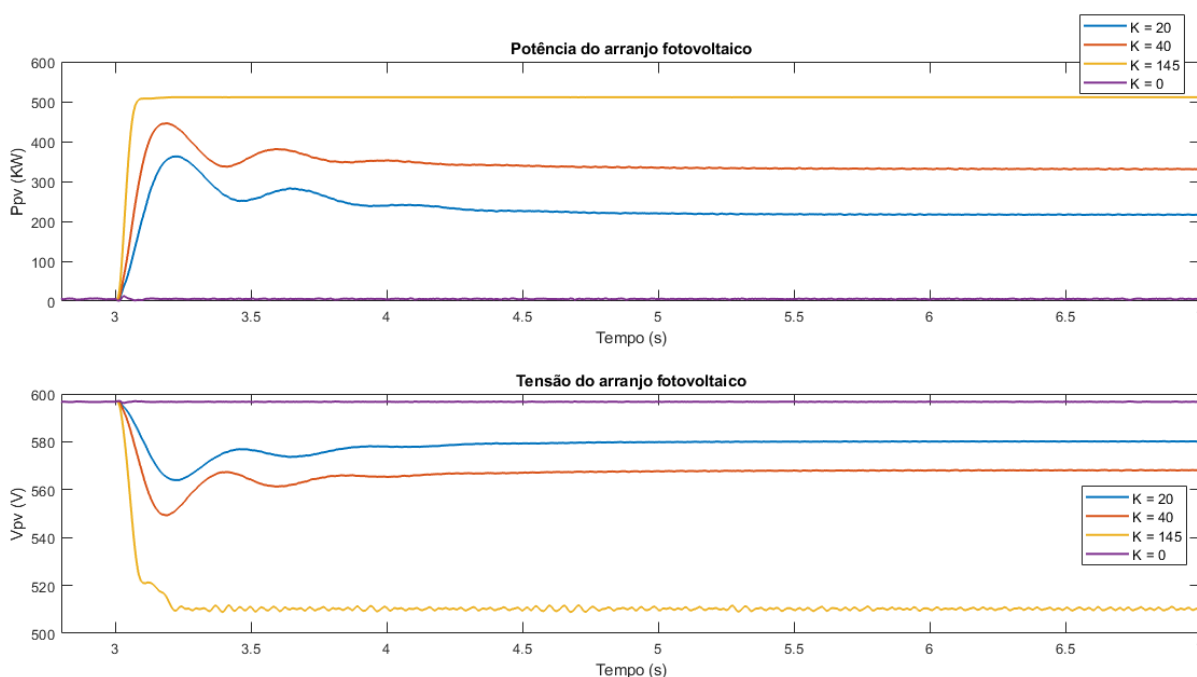
O controle primário de frequência é implementado ao inserir uma malha de controle proporcional, da forma  $1/R$ , na tensão de referência do barramento CC, e sua entrada é o erro de frequência do sistema. A atuação desta malha de controle não mantém a frequência em seu valor nominal, porém, ao contrário do controle inercial, tem participação durante toda operação do sistema, o que garante menor erro de frequência em condições de regime permanente.

Para avaliar o desempenho do controle primário da geração fotovoltaica no controle de frequência do sistema durante o *black-start*, foi inserida uma carga de 550 KW e considerou-se três diferentes situações. Primeiro foi considerado um ganho baixo, o qual resulta em menores valores de potência assumidos por parte da geração fotovoltaica. Posteriormente, o ganho utilizado possui um valor mais elevado, e resulta em potências próximas à necessária para que ocorra a comutação do modo de controle. O terceiro ganho tem um valor mais elevado, a ponto de garantir que a



potência demandada da unidade fotovoltaica seja grande a ponto de ultrapassar o descarregamento limite e, como consequência, ocorrer a comutação do controle de frequência para o controle MPPT.

O comportamento da tensão e potência da geração fotovoltaica, considerando os três casos de atuação apenas do controle primário de frequência, são apresentados na Figura 22, a qual também os compara com a situação em que não ocorre a participação da geração fotovoltaica no controle de frequência.



**Figura 22 - Potência e tensão do arranjo fotovoltaico, considerando apenas a atuação do controle primário de frequência.**

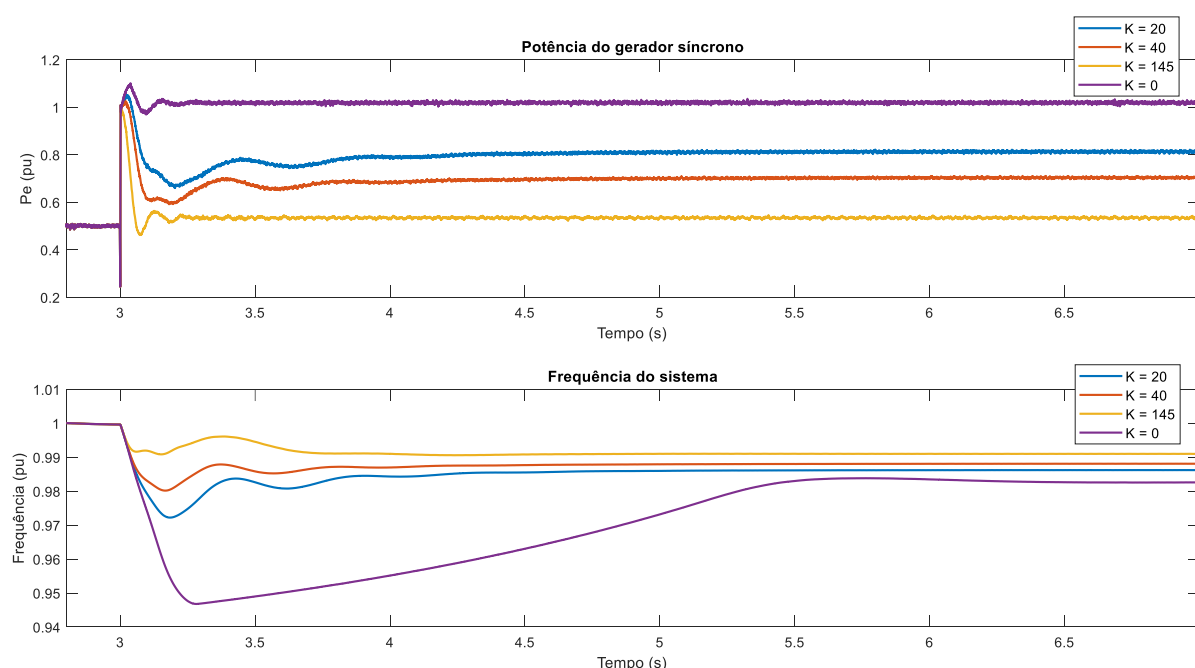
**Fonte: Autoria própria.**

Nota-se que, no momento em que ocorre o *black-start*, a malha de controle primário de frequência começa a atuar e causar a diminuição da tensão do barramento CC, de maneira a garantir que uma parte da potência inserida no sistema, a qual é inversamente proporcional ao valor do estatismo, seja suprida pela unidade de geração solar, o que resulta em menor demanda sobre o gerador diesel, acarretando em menor afundamento de frequência. Além disso, percebe-se que um ganho muito elevado para o controle primário ocasiona a comutação do modo de controle, por consequência, a ativação do MPPT.

O comportamento da potência gerada pelo gerador diesel, assim como o da frequência do sistema, podem ser analisados na Figura 23, onde é possível constatar que, quanto maior o ganho da malha de controle primário aplicada à geração

solar, menor é a participação do gerador síncrono no suprimento de potência ativa, o que promove menor impacto na frequência.

Comparando o comportamento da frequência nos três casos descritos com a situação onde não há atuação do sistema fotovoltaico no controle, verifica-se que a atuação do controle primário acarreta em um bom desempenho de frequência, mesmo para ganhos baixos, pois, mesmo sendo mais lento nos momentos iniciais da perturbação, se comparado ao controle inercial, a sua atuação contínua é mais eficiente por garantir um maior alívio de carga ao gerador síncrono durante todo o período de operação do sistema.



**Figura 23 - Potência do gerador síncrono e frequência do sistema, considerando apenas a atuação do controle primário de frequência.**

Fonte: Autoria própria.

Os índices quantitativos de desempenho da frequência nas três situações, considerando a atuação apenas o controle primário, assim como o caso base, no qual não ocorre a participação da geração solar no controle de frequência, se encontram especificados na Tabela 2.

**Tabela 2 - Parâmetros de desempenho da frequência, considerando apenas a atuação do controle primário.**

Ganho	ROCOF (pu/s)	Valor mínimo da frequência (pu)	Erro de regime permanente da frequência (pu)
$K = 0$	0,2365	0,9468	0,0174
$K = 20$	0,1360	0,9722	0,0138
$K = 40$	0,0925	0,9802	0,0119
$K = 145$	0,0365	0,9906	0,0090

Fonte: Autoria própria.

O controle primário de frequência, atuando de maneira independente, mesmo sendo mais lento que o controle inercial nos momentos iniciais, garante menor afundamento máximo de frequência, o que o torna mais eficiente que o controle inercial operando sozinho.

#### 4.3 CONTROLE INERCIAL E PRIMÁRIO

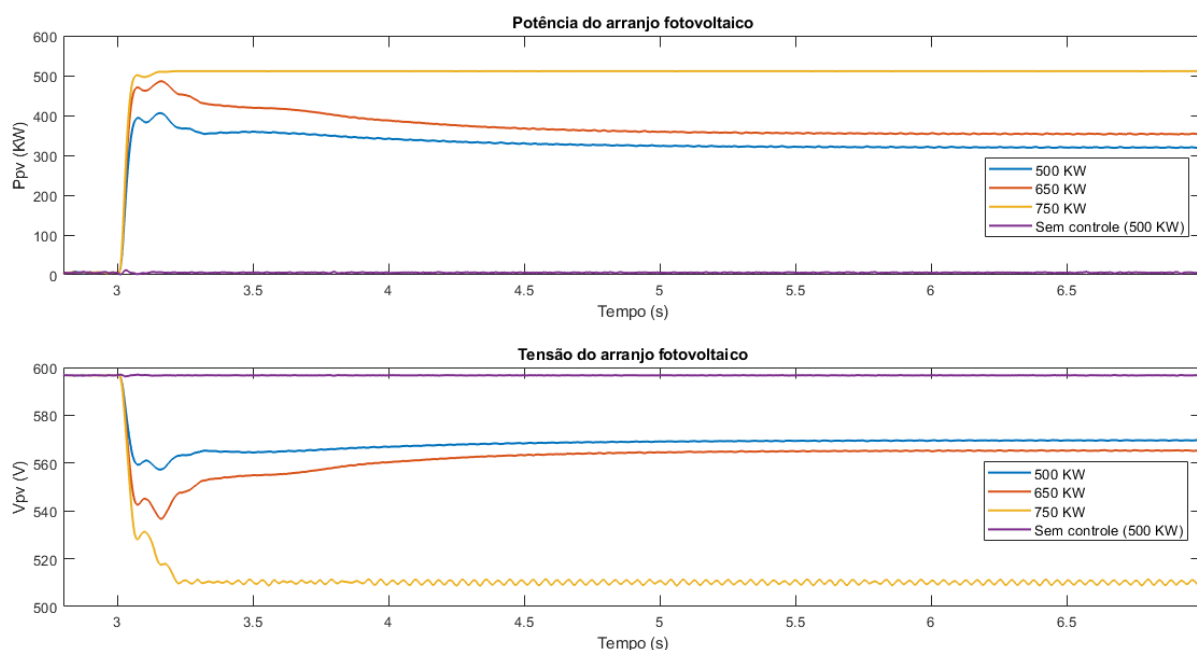
A utilização simultânea de ambas as malhas de controle na geração solar, de maneira a auxiliar no controle de frequência da microrrede, é realizada a partir da soma das duas ações de controle e sua posterior inserção na tensão de referência do barramento CC. Espera-se que o sistema, operando com as duas malhas de controle em conjunto, apresente um melhor desempenho de frequência a partir do momento de ocorrência do *black-start*, ou seja, que o auxílio da unidade fotovoltaica no controle de frequência seja ainda mais eficiente e confiável que nos casos em que há a atuação independente de apenas uma das malhas.

O teste realizado para confirmar a eficácia da atuação conjunta das malhas no controle de frequência do sistema, levou em consideração, assim como nos casos anteriores, três diferentes situações, nas quais a perturbação resulta em diferentes comportamentos de tensão, potência e frequência, grandezas estas, que são analisadas e comparadas com o caso base, que representa o cenário no qual não ocorre a atuação de nenhuma das malhas de controle durante o *black-start*.

Nos três casos considerados na análise, mantiveram-se constantes os ganhos, tanto do controle inercial quanto do controle primário, com valores altos, mas que não resultassem inicialmente na comutação do modo de controle, porém variou-se a potência ativa da carga inserida no sistema. Primeiramente considera-se uma carga baixa, que não resulte em uma demanda tão grande ao sistema. Em seguida, a carga inserida possui uma potência ativa maior e demanda mais potência da unidade fotovoltaica, o que acarreta em um menor descarregamento, em relação ao MPP, da unidade de geração solar, mas que não causa a comutação e ativação do MPPT. Por fim, insere-se uma carga mais elevada no sistema, cuja perturbação é capaz de demandar mais potência do arranjo fotovoltaico, de maneira a provocar a comutação do modo de controle e, com isso, garantir que este se mantenha gerando sua máxima

potência possível para as determinadas irradiância solar e temperatura, sob as quais o sistema se encontra exposto.

A Figura 24 mostra o comportamento da potência e tensão do arranjo fotovoltaico, considerando a atuação de ambas as malhas de controle nos três cenários especificados, além disso, os compara com o caso em que não há a atuação da geração solar no controle de frequência.



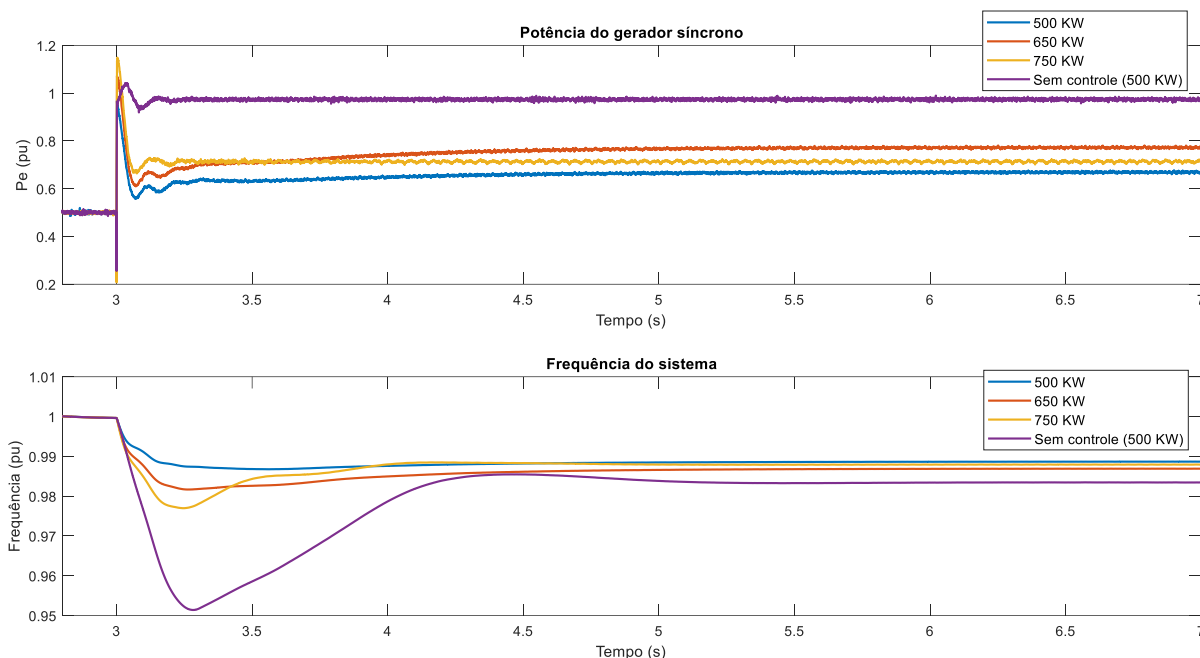
**Figura 24 - Potência e tensão do arranjo fotovoltaico, considerando a atuação do controle inercial e controle primário de frequência.**

Fonte: Autoria própria.

A operação conjunta de ambas as malhas de controle na geração solar, a partir da ocorrência do *black-start*, agrega as vantagens verificadas nos dois cenários anteriores. O controle inercial possui uma rápida resposta nos instantes iniciais e o controle primário garante a participação do arranjo fotovoltaico durante todo o tempo de operação do sistema após o *black-start*, até que, se necessário, ocorra a comutação, a qual desativará ambas as malhas de controle de frequência e ativará o MPPT, cuja ocorrência pode ser verificada no caso da inserção da carga de 750 KW. Em decorrência da operação simultânea do controle inercial e *droop*, e suas respectivas vantagens, espera-se que este caso apresente o melhor desempenho no controle da frequência do sistema.

A Figura 25 a apresenta o comportamento da potência demandada do gerador síncrono e da frequência do sistema, a partir da ocorrência do *black-start*, considerando a atuação conjunta do controle inercial e controle primário de frequência

na geração solar. Os gráficos apresentados consideram os três cenários especificados (mesmo conjunto de ganhos, porém diferentes valores de cargas inseridas no sistema), e os compara com o caso em que não há a participação da unidade de geração solar no controle de frequência.



**Figura 25 - Potência do gerador síncrono e frequência do sistema, considerando a atuação conjunta do controle inercial e primário de frequência.**  
**Fonte: Autoria própria.**

Fica evidenciado que a atuação simultânea das duas malhas de controle melhora significativamente o ROCOF e o afundamento máximo de frequência, mesmo nos casos em que são inseridas cargas que demandam uma potência ativa maior. Nota-se que, como esperado, a inserção de cargas maiores resulta em um maior afundamento de frequência, porém, devido à atuação das malhas e à comutação dos modos de controle, o sistema opera de maneira adequada e muito mais eficiente, se comparado ao caso em que o controle suplementar não é considerado.

A Tabela 3 especifica os parâmetros de desempenho da frequência em todos os casos considerados com a atuação conjunta da malha de controle inercial e primário, além disso, os compara com o caso no qual não ocorre a participação da geração solar no controle suplementar de frequência.

**Tabela 3 - Parâmetros de desempenho da frequência, considerando a atuação conjunta do controle inercial e primário de frequência.**

Carga	ROCOF (pu/s)	Valor mínimo da frequência (pu)	Erro de regime permanente da frequência (pu)
<b>500 KW (Sem ação de controle)</b>	0,2155	0,9514	0,0166
<b>500 KW</b>	0,0575	0,9868	0,0113
<b>650 KW</b>	0,0855	0,9817	0,0131
<b>750 KW</b>	0,1105	0,9770	0,0121

Fonte: Autoria própria.

Comparando os parâmetros de desempenho da frequência dos três cenários considerados, torna-se possível inferir que a atuação conjunta do controle inercial e primário representa a situação com a melhor performance, já que a unidade de geração solar passa a ter grande participação no controle de frequência durante todo o período de operação do sistema, mesmo nos casos em que se considera a inserção de cargas mais pesadas durante o *black-start*.

#### 4.4 VARIAÇÃO DA IRRADIÂNCIA SOLAR

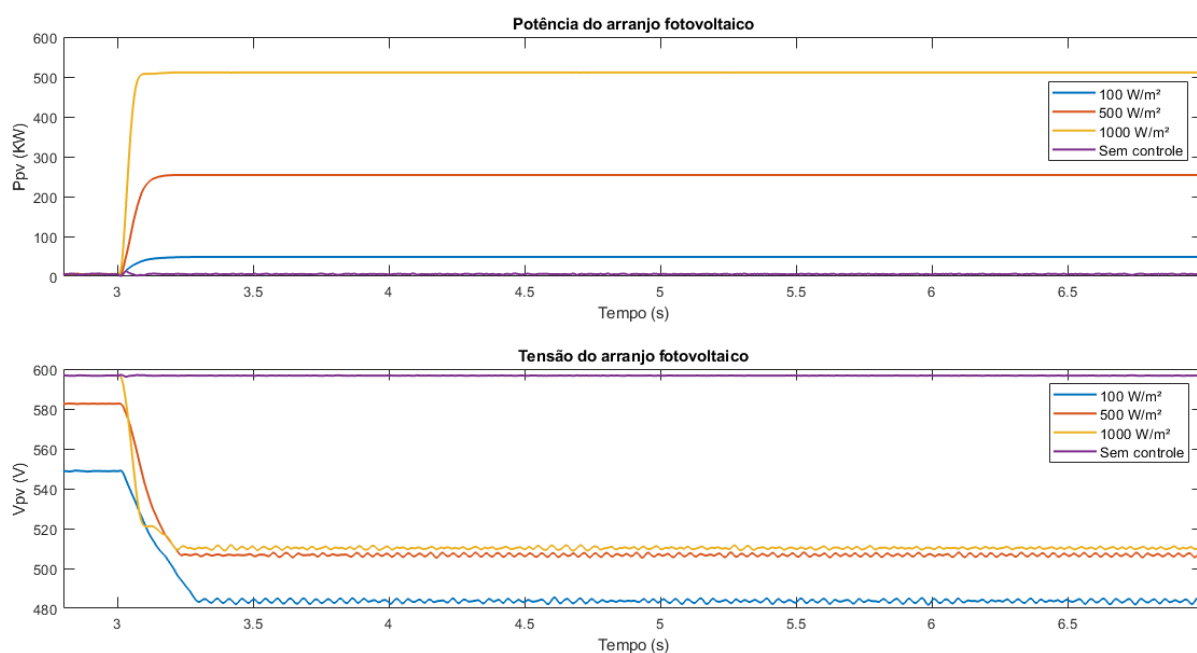
Como visto, a geração solar fotovoltaica, em decorrência das suas características construtivas e operacionais, é altamente suscetível às variações climáticas, principalmente à irradiância solar. Devido a isto, faz-se necessária a avaliação do desempenho do controle proposto considerando a operação do sistema sob diferentes condições de irradiância solar.

O teste realizado considera a inserção de uma carga de 550 KW de potência ativa no sistema, atuação apenas do controle primário, utilização de diferentes ganhos que resultem na comutação das malhas de controle e diferentes níveis de irradiância solar, de maneira que seja possível analisar o comportamento da frequência quando o sistema fotovoltaico opera fornecendo sua potência máxima, sob a incidência de diferentes níveis luz solar.

Inicialmente foi considerada uma irradiância solar constante de 100 W/m<sup>2</sup>, a seguir o valor observado foi de 500 W/m<sup>2</sup> e, por fim, foi analisada a situação na qual o sistema se encontra exposto a uma irradiância de luz solar constante de 1000 W/m<sup>2</sup>. Em todos os casos, a perturbação considerada foi suficiente para resultar na comutação do modo de controle. Além disso, para efeito de comparação, também foi

analisado o caso em que não ocorre o auxílio no controle de frequência por parte da geração solar, ou seja, o caso em que a irradiância é nula (arranjo fotovoltaico totalmente sombreado) ou ganho nulo da malha de controle.

A Figura 26 apresenta o comportamento da potência gerada pela unidade fotovoltaica, assim como a tensão do barramento CC, quando o sistema se encontra submetido a diferentes níveis de irradiância solar.



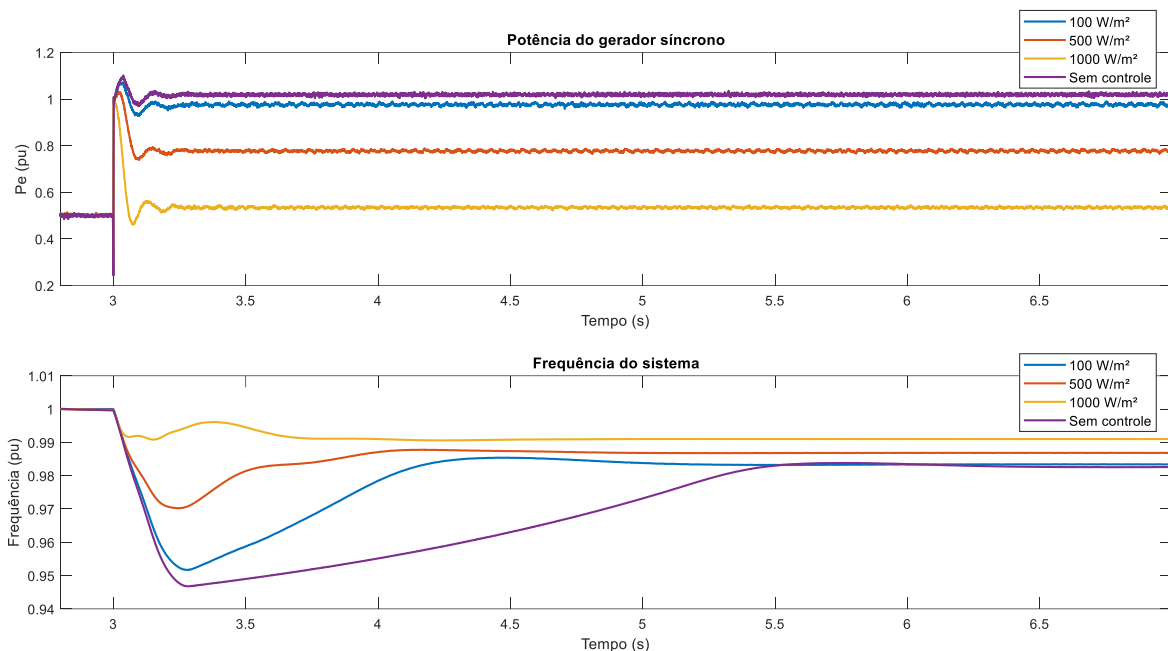
**Figura 26 - Potência e tensão do arranjo fotovoltaico, considerando diferentes níveis de irradiância solar.**

Fonte: Autoria própria.

Percebe-se que a irradiância de luz solar afeta significativamente na potência gerada pelo arranjo fotovoltaico e, por consequência, na tensão do barramento CC. Quanto mais ensolarado se encontrar o local em que o sistema está instalado, melhor é a capacidade de geração da unidade fotovoltaica, o que a torna mais capaz de auxiliar o gerador convencional no controle da frequência, por possuir maior margem potência disponível.

A Figura 27 apresenta a resposta da potência do gerador diesel e da frequência do sistema a partir do momento de ocorrência do *black-start*. Nela é possível constatar o quanto a irradiância de luz solar afeta no desempenho da frequência, mesmo o arranjo fotovoltaico fornecendo sua máxima potência, já que quando há alta incidência de luz, o alívio de carga demandada do gerador síncrono é muito maior, e por consequência, o afundamento de frequência é menor, porém em situações extremas de baixa irradiância solar, a unidade fotovoltaica não possui tanta

capacidade de auxiliar no controle de frequência, além disso, neste caso de baixa irradiância, a inserção de cargas muito elevada podem facilmente levar todo o sistema ao colapso. Por fim, a situação na qual não ocorre participação da geração solar no controle, cuja conjuntura pode significar total sombreamento ou que o sistema se encontra operando durante a noite, se encontra também representada no gráfico.



**Figura 27 - Potência do gerador síncrono e frequência do sistema, considerando diferentes níveis de irradiância solar.**

Fonte: Autoria própria.

A Tabela 4 apresenta os parâmetros de desempenho da frequência ao se considerar que o sistema se encontra exposto a diferentes níveis de irradiância de luz solar.

**Tabela 4 - Parâmetros de desempenho da frequência, considerando diferentes valores de irradiância de luz solar.**

Irradiância de luz solar	ROCOF (pu/s)	Valor mínimo da frequência (pu)	Erro de regime permanente da frequência (pu)
Sem ação de controle	0,2365	0,9468	0,0174
100 W/m <sup>2</sup>	0,2170	0,9517	0,0166
500 W/m <sup>2</sup>	0,1435	0,9702	0,0132
1000 W/m <sup>2</sup>	0,0365	0,9906	0,0090

Fonte: Autoria própria.

Examinando os resultados deste teste, confirma-se, de maneira qualitativa, o quanto a geração solar, quando possuir controladores auxiliares, melhora a resposta de frequência do sistema, porém sendo mais confiável quando se encontra submetido



a maiores níveis de irradiância de luz solar. Além disso, foi possível comprovar a eficácia do algoritmo de comutação do modo de controle, o qual garante que o sistema fotovoltaico não opere na região que pode o levar à instabilidade, ao mantê-lo operando com seu máximo valor de potência nas situações em que a perturbação causada pela inserção de carga no sistema for muito elevada.

## 5 CONCLUSÕES

As análises realizadas mostraram que, apesar de sistemas de geração solar reduzirem a inércia equivalente do sistema e aumentarem a possibilidade de instabilidade de frequência perante variações de cargas, ao se utilizar malhas de controle suplementar de frequência, estas unidades se tornam totalmente capazes de melhorar significativamente a resposta de frequência do sistema, tornando sua aplicação ainda mais viável do ponto de vista operacional.

Por meio dos testes realizados, constatou-se que a aplicação do controle inercial no arranjo fotovoltaico, ainda que melhore o desempenho da frequência, não é muito conveniente quando aplicado de maneira independente. Cujas situações também ocorrem com o controle primário, que mesmo garantindo a participação da geração solar durante todo o período de operação do sistema, ao contrário do controle inercial, não tem uma resposta rápida nos momentos iniciais após a ocorrência da perturbação.

A aplicação conjunta de ambas as malhas de controle se mostrou a forma mais satisfatória de empregar a geração solar no controle de frequência da microrrede, permitindo que o sistema suporte a ocorrência do *black-start*, mesmo com a inserção de cargas mais pesadas.

O maior desafio da estratégia de controle proposta foi encontrar uma forma de o controlador estimar o valor da potência máxima da geração solar em tempo real, já que a constante variação de incidência de luz solar e da temperatura no local onde o sistema se encontra instalado, altera este valor e, sem o controle correto e eficiente, grandes perturbações podem levar o sistema à instabilidade e, como consequência, ao desligamento da geração solar.

O algoritmo de comutação proposto, o qual utiliza a derivada da potência da unidade fotovoltaica como critério para a previsão do descarregamento em relação ao MPP, se mostrou eficaz, garantindo que o sistema não entre em colapso, mesmo na ocorrência de grandes perturbações, já que possui uma resposta rápida, além de manter o sistema operando adequadamente sob qualquer nível de incidência de luz solar.

## REFERÊNCIAS

ABU-RUB, H.; MALINOWSKI, M.; AL-HADDAD, K. **Power electronics for renewable energy systems, transportation and industrial applications**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2014.

ALCÂNTARA, M. V. P. Microrredes inteligentes: um novo modelo de negócio para a distribuição de energia elétrica. **O setor elétrico**, v. 71, p. 36-45, 2011. Disponível em: <[http://www.osetoelettrico.com.br/wp-content/uploads/2012/02/Ed71\\_fasc\\_smart\\_grids\\_cap7.pdf](http://www.osetoelettrico.com.br/wp-content/uploads/2012/02/Ed71_fasc_smart_grids_cap7.pdf)>. Acesso em: 22 Março 2018.

ANEEL. **Geração distribuída**, 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>>. Acesso em: 22 Março 2018.

BEVRANI, H. **Robust power system frequency control**. New York: Springer, 2009.

BORDIGNON, A. **Controladores auxiliares de frequência para o restabelecimento de microrredes ilhadas com alto nível de inserção de geração eólica**. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco. 2017.

CRESESB. Tutorial de energia fotovoltaica. **Centro de referência para as energia solar e eólica Sérgio de S. Brito**, 2008. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com\\_content&lang=pt&cid=321](http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=321)>. Acesso em: 13 Janeiro 2019.

DESHPANDE, S.; BHASME, N. R. A review of topologies of inverter for grid connected PV systems. **Power and Advanced Computing Technologies (i-PACT), 2017 Innovations**, IEEE, p. 1-6, 2017.

FEKIK, A. et al. Direct Power Control of a PWM-Inverter for Grid Connected Photovoltaic System. **6nd International conference on Renewable Energy**, San Diego, p. 1-6, Dezembro 2017.

GABRIEL FILHO, L. R. A. et al. Mathematical analysis of maximum power generated by photovoltaic systems and fitting curves for standard test condition. **Engenharia Agrícola**, v. 32, p. 650-662, 2012.

GUPTA, A. K.; SAXENA, R. Review on widely-used MPPT techniques for PV applications. **Innovation and Challenges in Cyber Security (ICICCS-INBUSH), 2016 International Conference on**, IEEE, p. 270-273, 2016.

KUNDUR, P.; BALU, N. J.; LAUBY, M. G. **Power system stability and control**. New York: McGraw-Hill, 1994.

LIU, Y.; YOU, S.; LIU, Y. Study of Wind and PV Frequency Control in US Power Grids—EI and TI Case Studies. **IEEE Power and Energy Technology Systems Journal**, v. 4, p. 65-73, 2017.

LORENZO, E. **Solar electricity: engineering of photovoltaic systems**. Madri: Earthscan/James & James, 1994.

MACHOWSKI, J.; BIALEK, J. W.; BUMBY, J. R. **Power System Dynamics-Stability and Control**. 2. ed. Chichester: John Wiley & Son, 2008.

MARKS, N. D.; SUMMERS, T. J.; BETZ, R. E. Photovoltaic power systems: a review of topologies, converters and controls. **Power Engineering Conference (AUPEC), 2012 22nd Australasian Universities**, IEEE, p. 1-6, 2012.

MEI, S. et al. A Comprehensive Consensus-based Distributed Control Strategy for Grid-connected PV-VSG. **35th Chinese Control Conference**, Chengdu, p. 1-6, Julho 2016.

MISHRA, S.; ZARINA, P. P.; SEKHAR, P. C. A novel controller for frequency regulation in a hybrid system with high PV penetration. **Power and Energy Society General Meeting (PES)**, Vancouver, p. 1-5, Novembro 2013.

PANDA, B. **Some studies on control aspects of grid connected photovoltaic system**. [S.l.]. 2017.

PATEL, M. R. **Wind and Solar Power Systems**. Nova York: CRC Press, 1999.

PENICK, T.; LOUK, B. Photovoltaic power generation. **TEI Controls**, 1998. Disponível em: <<https://www.tomzap.com/notes/TechCommunicationsEE333T/FinalReport-PhotovoltaicPowerGeneration.pdf>>. Acesso em: 21 Março 2018.

REN21. Renewables 2017 Global Status Report. **REN21 Secretariat**, Paris, p. 63-71, 2017. Disponível em: <[http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/17-8399\\_GSR\\_2017\\_Full\\_Report\\_0621\\_Opt.pdf](http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/17-8399_GSR_2017_Full_Report_0621_Opt.pdf)>. Acesso em: 12 Janeiro 2019.

RODRIGUES, E. M. G. et al. Simulation of a solar cell considering single-diode equivalent circuit model. **International conference on renewable energies and power quality**, Spain, 2011. 13-15.

SEKHAR, P. C.; MISHRA, S. Storage Free Smart Energy Management for Frequency Control in a Diesel-PV-Fuel Cell-Based Hybrid AC Microgrid. **IEEE Transactions on Neural Networks and Learning Systems**, v. 27, p. 1657-1671, Maio 2015. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7111347/>>. Acesso em: 23 Março 2018.

TAVAKOLI, M.; ADABI, J.; ZABIHI, S. Improving load frequency control through PV contribution in a Hybrid generation Grid. **Smart Grid Conference (SGC), 2015.**, IEEE, p. 7-13, 2015.

TESSARO, H. J. **Controle de frequência por meio da geração eólica operando como gerador síncrono virtual considerando a otimização do ponto de operação da turbina eólica.** Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco. 2018.

VIJAYRAOL, M.; REDDY, M. P.; SREEDHAR, B. Voltage-Oriented Control of A Grid Connected PV System By Modified MPPT Algorithm. **International Journal of Ressearch, JNTYH, AP, India,** 2013.

VILLALVA, M. G. et al. Modeling and control of a three-phase isolated grid-connected converter for photovoltaic applications. **Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica,** v. 22, n. 3, p. 215-228, 2011.

XIAO, W. **Photovoltaic Power System: Modeling, Design, and Control.** [S.l.]: John Wiley & Sons, 2017.

XIAO, W. et al. Review of grid-tied converter topologies used in photovoltaic systems. **IET Renewable Power Generation,** v. 10, p. 1543-1551, 2016.

ZARINA, P. P.; MISHRA, S.; SEKHAR, P. C. Deriving inertial response from a non-inertial PV system for frequency regulation. **Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES), 2012 IEEE International Conference on,** Bengaluru, p. 1-5, Dezembro 2012.