

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS**  
**Escola de Engenharia**  
**Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**  
**Especialização em Fontes Renováveis:**  
**Geração, Operação e Integração**

Afonso Ferreira Avila

**MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE UM SISTEMA DE CONVERSÃO DE**  
**ENERGIA FOTOVOLTAICA DE 3,125 MVA**

Belo Horizonte

2024

Afonso Ferreira Avila

**MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE UM SISTEMA DE CONVERSÃO DE  
ENERGIA FOTOVOLTAICA DE 3,125 MVA**

Monografia de especialização apresentada à Escola de Engenharia Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito parcial à obtenção do título de Especialização em Fontes Renováveis: Geração, Operação e Integração.

Orientador: Prof. Dr. Victor Flores Mendes

Belo Horizonte  
2024



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
CURSO DE ESPECIALIZAÇÃO EM FONTES RENOVÁVEIS - GERAÇÃO, OPERAÇÃO E INTEGRAÇÃO

### ATA DE DEFESA DE MONOGRAFIA

Aos três dias do mês de setembro de 2024, às 14h, o estudante Afonso Ferreira Ávila, matrícula 2022689199, defendeu o Trabalho intitulado *“MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE UM SISTEMA DE CONVERSÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA DE 3,125 MVA”* tendo obtido a média 90 (noventa).

Participaram da banca examinadora os abaixo indicados, que, por nada mais terem a declarar, assinam eletronicamente a presente ata.

Nota: 90 (noventa)

Orientador: Prof. Dr. Victor Flores Mendes

Nota: 90 (noventa)

Examinador: Magno Otton Schneider, M.Sc.



Documento assinado eletronicamente por Victor Flores Mendes, Professor do Magistério Superior, em 04/09/2024, às 15:31, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por Magno Otton Schneider, Usuário Externo, em 04/09/2024, às 18:40, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [https://sei.ufmg.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orcao\\_acesso\\_externo=0](https://sei.ufmg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orcao_acesso_externo=0), informando o código verificador 3506317 e o código CRC 8067946B.

### INSTRUÇÕES

Este documento deve ser editado apenas pelo Orientador e deve ser assinado eletronicamente por todos os membros da banca.

À minha esposa Sheila, e minhas filhas  
Maria Adelaide e Maria Cândida.

## AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador Prof. Dr. Victor Flores Mendes, por ter aceitado a orientação desse trabalho. A sua orientação trouxe contribuições valiosas no desenvolvimento do trabalho, sem a qual não seria possível superar esse desafio.

Aos professores do curso de Especialização em Fontes Renováveis de Energia: Geração, Operação e Integração; Wallace, Wadded, José Henrique, Carlos, Leandro, Luís Nascimento, Luiz Monteiro e Frederico que contribuíram para a minha formação multidisciplinar no tema Energias Renováveis.

Aos colegas de turma Paulo Orsini, Paulo Mota, Thiago, Lucas, Diego e Hugo pelo companheirismo e amizade ao longo dessa jornada de desenvolvimento.

À Fatima – secretária do curso, que sempre atendeu a todos da turma com a mesma presteza, carinho e amizade.

Aos meus pais José Ávila (*in-memoriam*) e Maria Luzia pilares de minha formação. Ao meu irmão Prof. Antônio Ávila pelo incentivo, exemplo de dedicação e realização.

E finalmente agradeço em especial a minha esposa Sheila e as minhas filhas Maria Adelaide e Maria Cândida, que souberam compreender os períodos de dificuldades e superação ao longo do curso e no desenvolvimento dessa etapa final.

*“Quando penso que cheguei ao meu limite, descubro que tenho forças para ir muito mais além.”*

*(Ayrton Senna da Silva)*

## RESUMO

A energia elétrica é um dos principais insumos de consumo de nossa sociedade atual. Ela está presente em todos os ramos da atividade econômica: na indústria, comércio, residências em geral, pesquisa, educação, agronegócios, transporte urbano, entre outros. Dentre as diversas fontes renováveis, a energia fotovoltaica apresentou o maior crescimento global nas últimas décadas. Em 2023, o mundo incluiu mais de 446 GW de novas instalações, e no Brasil foram mais 11,9 GW. Neste ano o Brasil acumulou 35,5 GW, onde as usinas fotovoltaicas centralizadas representam 10,5 GW de potência instaladas. A proposta dessa monografia modelar e simular uma unidade inversora centralizada trifásica de 3,125 MVA em todas as etapas de conversão e controles de operação conectada à rede elétrica. Para a modelagem foi utilizado o software MATLAB/Simulink, que permitiu a definição de todas as partes de uma usina fotovoltaica: painéis, barramento CC, inversor trifásico, filtro LCL, circuitos de sincronismo e os sistemas de controle. A partir desse modelo foram realizadas simulações envolvendo parâmetros de operação, tais como: variação da irradiância/temperatura e impactos na tensão de barramento, absorção e injeção de reativo no sistema, operação do algoritmo de MPPT e a determinação dos limites de operação da central inversora. O completo funcionamento da central inversora é apresentado ao longo do trabalho, o funcionamento dos processos e o controle de cada parte da central inversora.

Palavras-chave: Usina solar centralizada; painéis fotovoltaicos; central inversora; operação do sistema; sistema de controle.

## **ABSTRACT**

Electrical energy is one of the main consumption inputs in our current society. It is present in all branches of economic activity: in industry, commerce, homes in general, research, education, agribusiness, urban transport, among others. Among the various renewable sources, photovoltaic energy has shown the greatest global growth in recent decades. In 2023, the world included more than 446 GW of new installations, in Brazil there were another 11.9 GW. This year, Brazil accumulated 35.5 GW, where centralized photovoltaic plants represent 10.5 GW of installed power. The proposal of this monograph is to model and simulate a three-phase centralized inverter unit of 3.125 MVA in all stages of conversion and operation controls connected to the electrical grid. MATLAB/Simulink software was used for modeling, which allowed the definition of all parts of a photovoltaic plant: panels, DC bus, three-phase inverter, LCL filter, synchronization circuits and control systems. Based on this model, simulations were performed involving operating parameters, such as: irradiance/temperature variation and impacts on bus voltage, absorption and injection of reactive energy into the system, operation of the MPPT algorithm and determination of the operating limits of the inverter plant. The complete operation of the inverter plant is presented throughout the work, as well as the operation of the processes and the control of each part of the inverter plant.

**Keywords:** Centralized solar plant; photovoltaic panels; inverter plant; system operation; control system.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Evolução instalações anuais de energia solar no mundo 2023	15
Figura 2 – Unidade Inversora Centralizada de 3.125 kVA	21
Figura 3 – Esquema geral do sistema de geração fotovoltaica a partir de uma unidade centralizada	21
Figura 4 – Detalhamento do sistema de geração baseado em central inversora	23
Figura 5 – Modelo de uma célula fotovoltaica ideal e circuito incluindo resistência série e paralela	24
Figura 6 – Características da curva I-V e os pontos notáveis de operação	24
Figura 7 – Curvas I×V para o painel fotovoltaico de 445 W – Temperatura de 25 °C	27
Figura 8 – Curvas P×V para o painel fotovoltaico de 445 W – Temperatura de 25 °C	27
Figura 9 – Modelo fotovoltaico acrescido uma fonte controlada de corrente e resistores equivalentes	28
Figura 10 – Curvas I × V para painel fotovoltaico 445 W – irradiância variável	29
Figura 11 – Curvas P × V para painel fotovoltaico 445 W – irradiância variável	30
Figura 12 – Curva de operação do algoritmo perturba & observa	31
Figura 13 – Diagrama de blocos do algoritmo perturba & observa	32
Figura 14 – Configuração do filtro LCL baseado num inversor trifásico	34
Figura 15 – Estrutura da SRF - PLL	38
Figura 16 – Diagrama de blocos da função F(s)	39
Figura 17 – Estrutura da DSOGI - convencional	40
Figura 18 – Diagrama da SOGI – integrador generalizado de segunda ordem	40
Figura 19 – Esquema do inversor conectado à rede	41

Figura 20 – Diagrama de blocos da malha de controle de corrente do inversor	43
Figura 21 – Diagrama de blocos da malha de controle de potência reativa	44
Figura 22 – Diagrama de blocos simplificado para o cálculo do controle de potência reativa	45
Figura 23 – Barramento CC	45
Figura 24 – Malha de controle do barramento CC	46
Figura 25 – Diagrama completo de controle do inversor	47
Figura 26 – Modelo completo da simulação da central inversora de 3437 kW	48
Figura 27– Variação da corrente ( $I_{pv}$ ) × Irradiância	52
Figura 28 – Variação da tensão em função da variação da irradiância	52
Figura 29 – Valores de corrente para a variação da temperatura × irradiância constante	54
Figura 30 – Valores da tensão em função da variação da temperatura	54
Figura 31 – Análise da potência gerada pelos painéis para uma variação de temperatura com irradiância constante	55
Figura 32 – Dinâmica de variação do ângulo - PLL	56
Figura 33 – Valores de tensão direta e de quadratura	56
Figura 34 – Variação de tensão de $V_{DC-REFERENCIA}$ e $V_{DC-MEDIÇÃO}$	57
Figura 35 – Forma de onda de corrente após o filtro LCL	58
Figura 36 – Comportamento das variáveis de controle $I_{d REFERENCIA}$ e $I_{d MEDIÇÃO}$	59
Figura 37 – Comportamento das variáveis de controle $I_{q REFERÊNCIA}$ e $I_{q MEDIÇÃO}$	60
Figura 38 – Linhas operacionais de injeção da demanda de potência reativa inversor	61
Figura 39 – Condição de simulação com absorção de potência reativa da rede	62
Figura 40 – Valor de corrente reativa absorvida pelo inversor	63

Figura 41 – Condição de simulação com injeção de potência reativa na rede	64
Figura 42 – Valor de corrente reativa injetada pelo inversor	64
Figura 43 – Comparativo de potência gerada – atuação do MPPT	66

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Tabela 1 – Ranking dos “top” 10 – capacidade de geração adicionada em 2023	16
Tabela 2 – Informações gerais da planta fotovoltaica de 60 MVA	20
Tabela 3 – Características técnica do modulo 445 Wp - SunPower	26
Tabela 4 – Parâmetros do conjunto fotovoltaico	49
Tabela 5 – Características técnicas da central inversora e do barramento CC	49
Tabela 6 – Parâmetros do filtro LCL	49
Tabela 7 – Parâmetros dos controladores – ganhos	50
Tabela 8 – Parâmetros do transformador e da fonte trifásica	50
Tabela 9 – Sequência de variação da irradiância [ $W/m^2$ ]	51
Tabela 10 – Sequência de variação da temperatura [ $^{\circ}C$ ] – irradiância constante	53
Tabela 11– Análise do comportamento do inversor absorvendo + Q (+312,5 kVAr)	62
Tabela 12– Análise do comportamento do inversor injetando - Q (-312,5 kVAr)	63
Tabela 13 – Valores comparativos de potência teórico x simulado – atuação do MPPT	65
Tabela 14 – Limites fixos de potência por irradiância	66

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CEMIG-D	Cemig Distribuição S.A
CEMIG-GT	Cemig Geração e Transmissão S.A
COD	Centro de Operação da Distribuição da CEMIG-D
COS	Centro de Operação do Sistema da CEMIG-GT
DSOGI	<i>Dual Second Order Generalizes Integrator</i> - Integrador dual genérico de segunda ordem
FDI	Fator de dimensionamento do inversor
IEA-PPSP	<i>International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programs</i> Programa de Sistema de Energia Fotovoltaica da Agência Internacional de Energia
LCOE	<i>Levelized cost of energy</i> – Custos nivelados de energia
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i> - Rastreamento do ponto de máxima potência
MPP	<i>Maximum Power Point</i> – Ponto de máxima potência
ONS	Operador Nacional do Sistema
PVPS	Photovoltaic Power Systems Technology Collaboration Program Programa de colaboração em tecnologia de sistemas de energia fotovoltaica
P&O	Perturba e Observa - algoritmo
PLL	<i>Phase-Locked Loop</i> – Laço de bloqueio de fase
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i> – Modulação por largura de pulso
PCC	Ponto de conexão comum
SOGI	<i>Second Order Generalized Integrator</i> – Integrador genérico de segunda ordem
STC	<i>Standard Test Conditions</i> – Teste padrão de ensaio
SRF-PLL	Synchronous Reference Frame Phase-Locked Loop Referência síncrona do laço bloqueio de fase
TIR	Taxa interna de retorno
UFV	Usina Fotovoltaica

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
$C_b$	Capacitância base
$C_{dc,min}$	Capacitância mínima do barramento CC
$C_f$	Capacitância do filtro
$f_{res}$	Frequência de ressonância do filtro
$f_o$	Frequência da rede
$f_{ch}$	Frequência de chaveamento
G	Irradiância na superfície do dispositivo
$G_n$	Irradiância nominal
$I_o$	Corrente de saturação
$I_{o,n}$	Corrente de saturação nominal
$I_{g,d}$	Corrente da rede em componente direta
$I_{g,q}$	Corrente da rede em componente em quadratura
$I_{PV}$	Corrente gerada pelo painel fotovoltaico
$I_{so}$	Corrente nominal de pico
$I_{mp}$	Máxima corrente do painel
$I_{SC,n}$	Corrente de curto-circuito nominal
$k_a$	Constante de atenuação
$k_i$	Coefficiente de temperatura de $I_{SC}$
$k_v$	Coefficiente de temperatura de $V_{OC}$
$k_p$	Ganho proporcional da malha interna de corrente
$k_{p,dc}$	Ganho proporcional da malha de corrente contínua
$k_{i,dc}$	Ganho integral da malha de corrente contínua
$k_i$	Ganho integral da malha interna de corrente
$L_s$	Indutância do lado da rede
P	Potência ativa
$P_{so}$	Potência do inversor
Q	Potência reativa
$R_s$	Resistência série do painel fotovoltaico
$R_p$	Resistência paralela do painel fotovoltaico
r	Relação de indutâncias
$R_f$	Resistência de amortecimento

$T_n$	Temperatura nominal
$T$	Temperatura de cálculo
$V$	Tensão na saída do painel fotovoltaico
$V_t$	Tensão térmica do arranjo
$V_{mp}$	Máxima tensão do painel
$V_{dc}$	Tensão do barramento CC
$V_{dc,min}$	Mínima tensão do barramento CC
$V_{dc,max}$	Máxima tensão do barramento CC
$V_{g,d}$	Tensão da rede em componente direta
$V_{g,q}$	Tensão da rede em componente em quadratura
$V_d$	Tensão direta
$V_q$	Tensão de quadratura
$V_{so}$	Tensão pico fase-fase
$\omega_o$	Frequência da rede
$\omega_{ch}$	Frequência angular de chaveamento
$Z_b$	Impedância base
$\Delta i_s$	Corrente de atenuação na entrada do filtro
$\Delta i_t$	Corrente de atenuação na saída do filtro

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	15
1.1	Contexto da geração fotovoltaica no mundo e no Brasil	15
1.2	Objetivo da monografia	17
1.3	Fatores motivadores	18
1.4	Organização do texto	18
<b>2</b>	<b>REFERENCIAL TEÓRICO</b>	20
2.1	Usina fotovoltaica e central inversora – esquema geral	20
2.2	Painéis fotovoltaicos	23
2.3	MPPT – <i>maximum power point tracking and algorithm P&amp;O</i>	28
2.4	Barramento de corrente contínua – <i>link CC</i>	33
2.5	Filtro LCL – dimensionamento	34
2.6	Circuito de sincronismo – <i>PLL – phase locked-loop</i>	37
2.7	Conversor CC/CA do lado da rede	41
2.7.1	<i>Malha de controle interna – correntes</i>	42
2.7.2	<i>Malha de controle externa – tensões</i>	44
2.8	PCC – Ponto de conexão comum com a rede	47
2.9	Considerações gerais do capítulo	47
<b>3</b>	<b>ESTUDO DE CASO DA CENTRAL INVERSORA</b>	48
3.1	Operação dos painéis fotovoltaicos	51
3.2	Operação do sistema de sincronismo com a rede – PLL	55
3.3	Controle de tensão do barramento CC	57
3.4	Filtro LCL – operação	58
3.5	Correntes direta e de quadratura – operação	59
3.6	Controle de reativo – operação	60
3.7	Operação do MPPT – algoritmo perturba e observa (P&O)	65
3.8	Potência entregue no ponto de conexão comum – PCC	67
3.9	Considerações gerais do capítulo	68
<b>4</b>	<b>CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE</b>	69
	REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	71
	ANEXOS	75

## 1 INTRODUÇÃO

### 1.1 Contexto da geração fotovoltaica no mundo e no Brasil

A geração de energia elétrica por meio de plantas fotovoltaicas tem apresentado um crescimento bastante vertiginoso nas últimas décadas firmando como uma das mais promissoras fontes renováveis de energia no mundo. Em 2022 foram 236 GW de novas instalações no mundo, número que dobrou em 2023, foram 446 GW crescimento superior a 80% - taxa nunca vista desde 2011, conforme apresentado na Figura 1 (IEA PVPS,2024) .

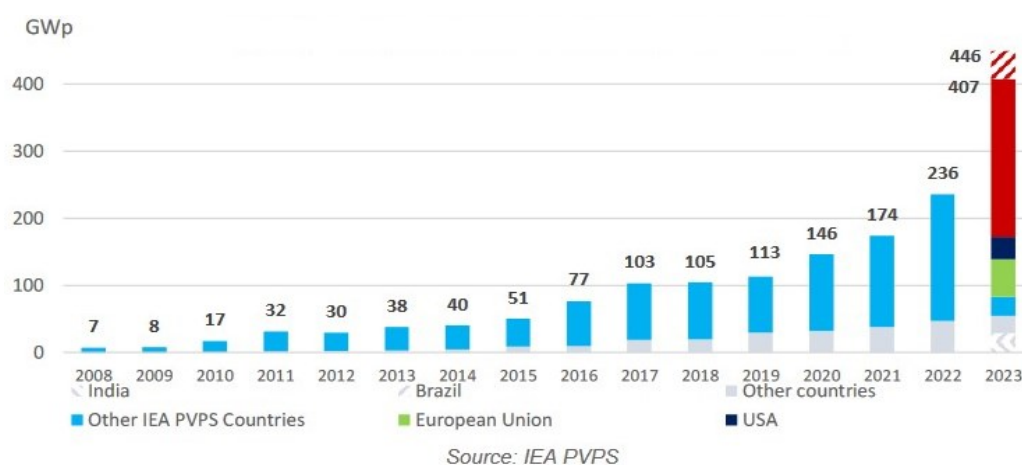


Figura 1 – Evolução das instalações anuais de energia solar em 2023  
(Fonte: IEA PVPS, 2024 – p.6)

A evolução do mercado de energia fotovoltaica, é apresentada no panorama Mundial, Brasil e Estado de Minas Gerais:

#### i) No Mundo:

Na evolução do mercado mundial de energia fotovoltaica, destaca-se a China com um crescimento do mercado regional 60% maior em relação ao período anterior. Esse crescimento é atribuído : i) uma produção massiva de componentes fotovoltaicos através de empresas locais, ii) ao desenvolvimento da tecnologia de painéis. (IEA PVPS, 2024).

O mercado Europeu em 2023 foi bastante influenciado pelo custo da energia decorrente de fatores externos, principalmente pela guerra da Ucrânia e a crise de fornecimento de gás russo para o continente. Este novo cenário energético, fez com que fossem criadas políticas mais fortes de incentivos a expansão e implantação de fontes de energia renováveis. Somente, Alemanha aumentou o seu parque gerador

**Especialização em Fontes Renováveis : Geração, Operação e Integração**























em 14,3 GW para 81,6 GW de potência instalada . Outros 30 GW são creditados a países como a Espanha (7,7 GW), Itália (5,3 GW), Holanda (4,2 GW), França (3,9 GW), Polónia (6,0 GW) e mais de uma dezena de países europeus com valores até 1,0 GW em 2023. (IEA PVPS, 2024).

Nas Américas (norte e sul) destaca-se os Estados Unidos com um parque de 169,5 GW instalado, tendo adicionado 33,2 GW em 2023. Já o Canadá acumula 7.3 GW de potência instalada. Já o Brasil se destaca com aumento de 11,9 GW em 2023, chegando a 33,5 GW de potência instalada. (IEA PVPS, 2023)

ii) No Brasil:

No ranking dos 10 países com a maior crescimento em 2023 e capacidade instalada o Brasil situa-se no 5º lugar de crescimento anual e em 7º lugar em capacidade instalada, ultrapassando Austrália (IEA PVPS, 2024). A Tabela 1 apresenta o ranking dos países com maior capacidade instalada (anual e acumulada) em 2023.

Tabela 1 – Ranking mundial (top) em capacidade instalada (anual e acumulada) em 2023 (Fonte: IEA PVPS, 2024 p.10)

CAPACIDADE ANUAL INSTALADA				CAPACIDADE INSTALADA ACUMULADA			
1		China	235.5 GW*	1		China	662.0 GW*
(2)		European Union	55.8 GW	(2)		European Union	268.1 GW
2		United States	33.2 GW	2		United States	169.5 GW
3		India	16.6 GW	3		India	95.3 GW
4		Germany	14.3 GW	4		Japan	91.4 GW
5		Brazil	11.9 GW	5		Germany	81.6 GW
6		Spain	7.7 GW	6		Spain	37.6 GW
7		Japan	6.3 GW	7		Brazil	35.5 GW
8		Poland	6.0 GW	8		Australia	34.6 GW
9		Italy	5.3 GW	9		Italy	30.3 GW
10		Netherlands	4.2 GW	10		Korea	27.8 GW

A micro e minigeração distribuída representam 23,4 GW instalados e 3 milhões de unidades consumidoras beneficiadas. O estado com maior potência instalada de micro e minigeração distribuída de fonte solar é São Paulo (339 mil sistemas, 3,2 GW instalados), seguidos de Minas Gerais (256 mil sistemas, 3.1 GW) e Rio Grande do Sul (271 mil sistemas, 2,4 GW). Somente em 2023, foram 450 mil novos sistemas instalados em todo país, com uma oferta adicional de 5,3 GW (ANEEL, 2023).

No contexto Brasil destacam-se também os estados da Bahia 2,05 GW (71 unidades); Piauí 1,45 GW (50 unidades); São Paulo 0,893 GW (67 unidades); Ceará

0,810 GW (35 unidades) , Pernambuco 0,514 GW (31 unidades); Rio Grande do Norte 0,463 GW (21 unidades) e Paraíba com 0,461 GW (20 unidades).

As usinas fotovoltaicas centralizadas no Brasil alcançaram 10,5 GW de capacidade instalada em 2023, representando 5,27% da potência outorgada total (de 195,6 GW) (ANEEL, 2023)

iii) No Estado de Minas Gerais

O estado possui uma posição de destaque com o maior número de empreendimentos solares fotovoltaicos centralizados 101 unidades e 3,55 GW de potência outorgada. Dentre os cinco maiores complexos no país, três estão localizados no Estado de Minas Gerais: Parque Solar Janaúba III (870 MW), Parque Pirapora II (495 MW) e o Parque Solar Sol do Cerrado (687 MW). Levantamento feito pela ANEEL aponta que cerca de 32,71% de toda a geração centralizada em operação do Brasil está em Minas Gerais. No final de 2023, o estado superou o marco histórico de 4,0 GW de geração solar centralizada em operação, se tornando líder no segmento de energia solar fotovoltaica (AGÊNCIA MINAS, 2024).

A grande expansão dos sistemas fotovoltaicos no Brasil, desde as micro, minigeração e nas usinas fotovoltaicas centralizadas de grande porte, trouxe uma mudança significativa no Sistema Elétrico de Potência – SEP, criando a necessidade de uma nova forma de gestão e operação do sistema pelas concessionárias de energia.

## **1.2 Objetivo da monografia**

O objetivo da monografia é apresentar o funcionamento de uma usina fotovoltaica de grande porte, em todas as suas etapas de funcionamento. Para tal, a modelagem e simulação está baseada a partir de uma unidade central de conversão, composta de inversor de 3.125 kVA de potência, painéis fotovoltaicos, barramento CC, filtro LCL, e demais sistemas de controle.

A Central Inversora representa a menor unidade de geração de um complexo fotovoltaico de 60 MVA composto 18 unidades inversoras de 3.125 MVA, dispostas em paralelo, distribuídos entre dois barramentos distintos, constituindo duas usinas de 30 MW cada. No desenvolvimento desse trabalho foi utilizado o software MATLAB/Simulink como ferramenta de simulação e modelagem.

### **1.3 Fatores motivadores**

As usinas fotovoltaicas centralizadas, na área de concessão da CEMIG-D, operam nos sistemas de Média Tensão (13,8 kV ou 34,5 kV) e/ou Alta Tensão (138 kV). Na média tensão os valores de potência dessas usinas são : 1,0 MW, 2,5 MW, 5,0 MW e 10 MW. Em geral essas usinas são uma composição de “módulos” de geração de 1,0 MW ou 2,5 MW, ou seja, uma usina de 10 MW é formada de 4 (quatro) módulos de 2,5 MW, facilitando o processo de integração e construção das usinas. Na alta tensão os valores de potência, são: 60 MW, 90 MW, 120 MW, e 240 MW sendo construídas em módulos de integração variando de 1,0 MW a 5,5 MW.

As usinas fotovoltaicas centralizadas representam uma oportunidade e um desafio, pois são um recurso energético onde a Concessionária de Energia pode atuar de forma mais ativa no despacho de potência e no controle de tensão. Assim, o conhecimento dessa modalidade de usina torna-se fundamental para as tomadas de decisão, e gestão no ambiente operacional do Centro de Operação da Distribuição da CEMIG-D (COD).

Esse cenário trouxe novos desafios para a CEMIG-D em especial na forma de operar, gerir e integrar esse novo recurso energético dentro do atual sistema elétrico da concessionária. Variáveis como controle de tensão, carregamento de linhas, demanda de carga (clientes), atuação de proteção, despachos de usinas (térmicas, hidrelétricas, PCH dentre outras), presença de geração distribuída (GD) nas barras de 13,8 kV das subestações de Distribuição, e controle do fluxo de potência (potência ativa e reativa) são alguns dos elementos controlados e operados pela CEMIG-D através do Centro de Operação da Distribuição (COD).

Assim, a modelagem e simulação possibilita o conhecimento detalhado de cada fase do processo de uma grande usina fotovoltaica e aplicação desses conhecimentos na operação do sistema, em especial junto a área do tempo real no Centro de Operação da Distribuição – COD da Cemig -Distribuição (CEMIG-D).

### **1.4 Organização do texto**

O desenvolvimento desse trabalho está dividido nos seguintes capítulos:

- Capítulo 1 – Introdução, com explanação dos principais fatores motivadores de desenvolvimento do trabalho;

**Especialização em Fontes Renováveis : Geração, Operação e Integração**

- Capítulo 2 – Referencial teórico , sendo apresentada um referencial teórico com a descrição das principais partes que constituem a usina;
- Capítulo 3 - Estudo de Caso de uma Central Inversora: é apresentado a modelagem da central e uma simulação dos principais parâmetros de operação da central
- Capítulo 4 – Conclusões e Propostas de Continuidade: são apresentadas as conclusões das simulações e apresentadas as propostas de continuidade de estudos no tema.

## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

Nesse capítulo é apresentado o referencial teórico dos principais itens, que compõe uma usina fotovoltaica.

### 2.1 Usina fotovoltaica e a central inversora – esquema geral

O complexo fotovoltaico exemplo considerado neste trabalho possui uma potência instalada de 60 MVA subdividido em 2 (duas) usinas de 30 MVA, denominadas UFV-1 e UFV-2. As características técnicas das “UFV-1 e UFV-2”, incluindo e considerando, principalmente, 9 (nove) inversores centrais, em cada UFV, são destacadas a seguir:

Tabela 2 – Informações gerais da planta fotovoltaica de 60 MVA (Fonte: ENERGY CHOICE,2020)

Usina Fotovoltaica	Unidade	UFV-1	UFV-2	Total
Número de inversores (central)		9	9	18
Potência nominal AC/ Inversor (45°C)	kVA	3.523	3.537	3.537
Potência nominal AC/Inversor (base)	kW	3.437	3.347	3.437
Capacidade operacional AC/Inversor (45°C)	kW	3.333	3.333	3.333
Potência AC nominal (base)	kW	30.933	30.933	61.866
Potência AC - Capacidade operacional AC	kW	30.000	30.000	60.000
Potência DC instalada	kWp	39.800	39.800	79.600
Nº de módulos – 440 Wp	—	90.538	90.538	181.076

As centrais inversoras convertem CC em CA, similar aos inversores strings. A diferença está na escala deste processo. As centrais inversoras destinam-se exclusivamente a aplicações em larga escala, como instalações industriais, grandes usinas em solo e até instalações flutuantes. São fabricadas em potencias variando 1000 kWac a 5500 kWac, sendo de fácil expansão e aplicação em UFV de grande porte, um exemplo é apresentado na Figura 2.



Figura 2 – Unidade inversora centralizada – 3.125 kVA

(Fonte : CATALOG SUNGROW,2021)

O sistema de geração de energia fotovoltaica baseado num inversor central caracteriza-se por apresentar os seguintes módulos: uma matriz fotovoltaica (A) , uma caixa de combinação da matriz fotovoltaica (B), um inversor (C), um transformador (D) e o ponto de com a conexão à rede (E). O esquema geral é mostrado na Figura 3.

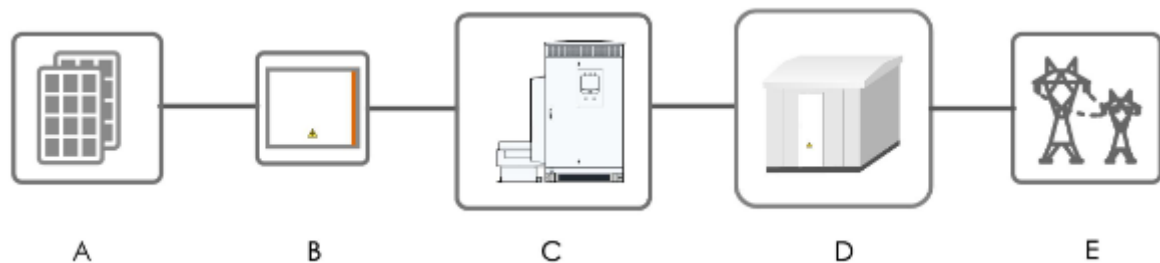


Figura 3 – Esquema geral do sistema de geração fotovoltaica a partir de uma unidade centralizada (Fonte: CATALOG SUNGROWN, 2021)

Para esse estudo de caso, considerando um inversor central de 3.125 kVA, tem-se as seguintes características do processo de geração: a matriz fotovoltaica (A) - formada por 9.316 módulos de 445 Wp, totalizando 4.142 kWp de potência instalada por central inversora; a caixa de combinação (B) - composta de duas entradas de independentes, na formação de 17 módulos fotovoltaicos em série e 548 arranjos em paralelo; inversor (C) com potência nominal de 3.437 kVA (definido para temperatura de 45°C); um transformador (D) de 3.125 kVA, com uma relação de transformação de 0,6/34,5 kV, sendo esse transformador integrado a unidade inversora central

(SG3125HV-MV) , e finalmente a conexão comum com o SEP a partir de um transformador de acoplamento.

O fator de dimensionamento do inversor (FDI) é definido como a razão entre a potência em corrente alternada do inversor e a potência nominal do gerador fotovoltaico. Na especificação técnica da unidade conversora (CATALOG SUNGROW,2021), consta os seguintes valores: máxima corrente de saída do inversor 3308 A; ii) máxima corrente de entrada dos painéis fotovoltaicos 3997 A, iii) essas condições indicam um FDI 0,827, conforme especificação do fabricante.

Para o dimensionamento do campo fotovoltaico, foram consideradas as seguintes condições: i) máxima corrente de saída do inversor 3308 A (catálogo do fabricante) ; ii) máxima corrente do conjunto de painéis 3178 A (definição do conjunto para 25°C/1000 W/m<sup>2</sup>: 3178 A, potência 4142 kW, 1303 V – especificação conjunto painéis/simulink); iii) um FDI de 1,040. Essa relação indica a possibilidade de *oversizing (clipping)*, contudo esses valores foram estabelecidos para o pico nominal dos módulos em STC (1000 W/m<sup>2</sup> e 25°C de temperatura das células), valores esses raramente atingidos. O fator de sobredimensionamento considerado situou 25% acima do especificado pelo fabricante, podendo essa condição ser revisada dependendo de uma análise técnica e econômica, onde devem ser considerados os valores de custo nivelado da energia (LCOE) e da taxa interna de retorno (TIR). Contudo, o valor definido procurou conhecer os limites da unidade inversora.

A modelagem e simulação contempla as principais as etapas de uma usina fotovoltaica, tendo como base as informações do inversor de 3.125 kVA, sendo dimensionado todos os componentes do sistema de geração: a planta fotovoltaica, o barramento CC, inversor, o conjunto de filtros, o ponto de conexão, e todos os processos de controle. A Figura 4 mostra os processos desenvolvidos, sendo que uma referência técnica de cada processo será apresentada nos próximos itens deste capítulo.

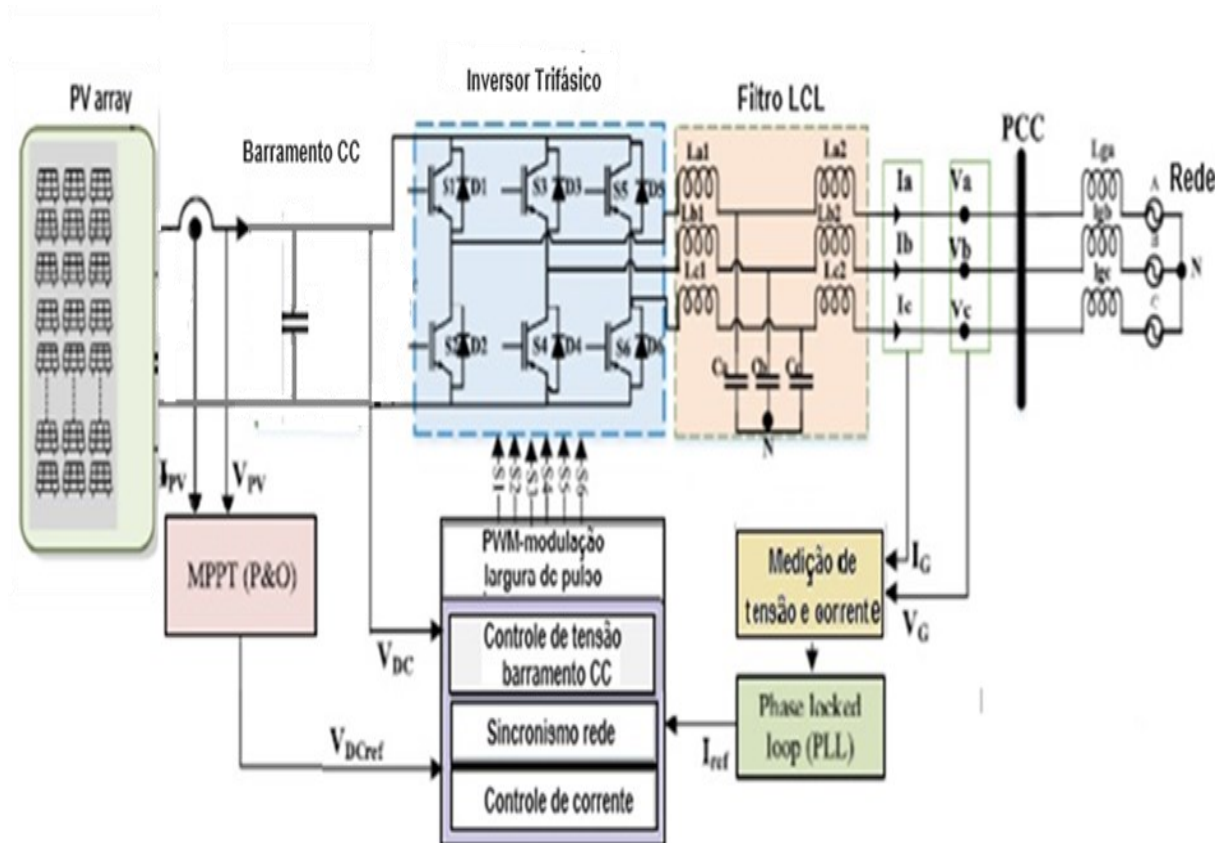


Figura 4 – Detalhamento do sistema geração baseado em central inversora  
 (Fonte: MALIK, 2022- adaptado pelo Autor)

## 2.2 Painéis fotovoltaicos

Os painéis quando agrupados constituem a ‘string’ fotovoltaica numa associação série e/ou paralela. Os painéis são associados em série para obtenção de maiores valores de tensão de saída. Painéis com elevada saída de corrente são obtidos com o aumento da exposição da área das células, através da associação em paralelo dos painéis.

Os painéis fotovoltaicos apresentam um comportamento não linear na característica I-V com vários parâmetros determinados a partir de dados experimentais desses dispositivos (*datasheet* do dispositivo). No artigo (VILLALVA,05-2009) o autor propõe um modelo matemático do painel fotovoltaico a partir de um diodo simples e um circuito equivalente incluindo uma resistência série e paralela, conforme apresentado na Figura 5.

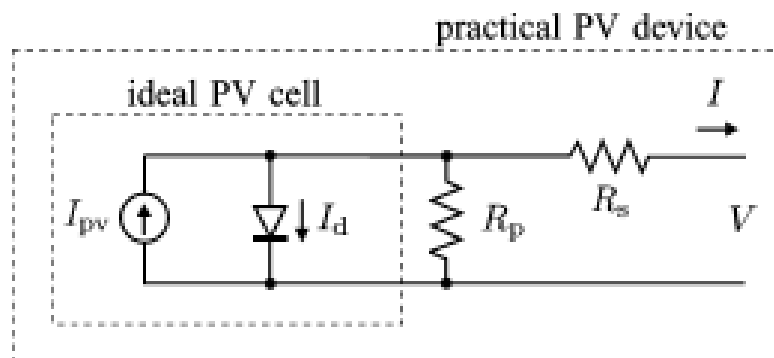


Figura 5 – Modelo de uma célula fotovoltaica ideal e circuito incluindo resistência serie e paralela.(Fonte: VILLALVA,05-2009)

A equação (1) apresenta o comportamento do painel fotovoltaico considerando:

i) a corrente gerada no painel fotovoltaico -  $I_{PV}$ ; ii) a corrente de saturação -  $I_0$ ; iii) a parcela correspondendo a queda de tensão.

$$I = I_{PV} - I_0 \left[ \exp \left( \frac{V+R_S I}{V_t a} \right) - 1 \right] - \frac{V+R_S I}{R_P} \quad (1)$$

onde :

$V_t = N_s k T / q$  representa a tensão térmica do arranjo;

$N_s$  = células conectadas em série.

Essa equação origina-se da curva I-V apresentada na Figura 6, onde três pontos notáveis são determinados: ponto de curto-circuito ( $0, I_{sc}$ ), ponto de máxima potência-MPP ( $V_{mp}, I_{mp}$ ) e o ponto de circuito aberto ( $V_{oc}, 0$ ). O gráfico da Figura 6 mostra também o comportamento de operação do painel fotovoltaico, parte do período como fonte de corrente (“current source”) e parte como fonte de tensão (“voltage source”).

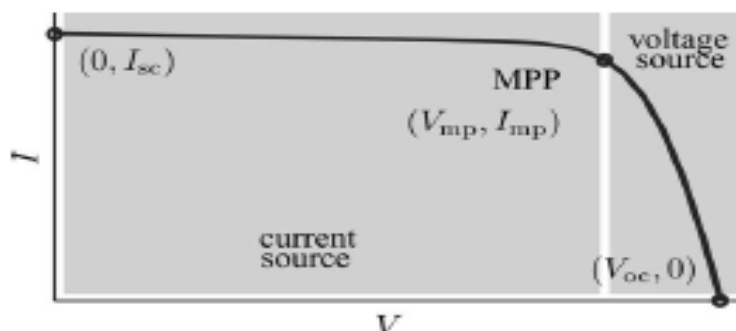


Figura 6 – Características da curva I-V e os pontos notáveis de operação (Fonte: VILLALVA, 05-2009)

A corrente ( $I_{PV}$ ) gerada pela luz solar na célula fotovoltaica varia linearmente com a irradiância solar e sofre influência da temperatura conforme descrito na equação (2).

$$I_{PV} = (I_{PV,n} + K_I \Delta T) \frac{G}{G_n} \quad (2)$$

onde :

$I_{PV,n}$  - Corrente gerada pela luz na condição nominal [A], sendo a condição nominal especificada em ensaio pela STC (25°C e 1000 W/m<sup>2</sup>);

$\Delta T = (T - T_n)$  , T a condição atual de temperatura e  $T_n$  a condição nominal [Kelvin];

$G$  - Irradiação na superfície do dispositivo [W/m<sup>2</sup>] e

$G_n$  - Irradiação nominal [W/m<sup>2</sup>] .

A parcela correspondente à corrente de saturação do diodo ( $I_o$ ) é dependente da temperatura e pode ser expressa pela equação (3):

$$I_o = I_{o,n} \left(\frac{T_o}{T}\right)^3 \exp \left[ \frac{qE_g}{ak} \left( \frac{1}{T_n} - \frac{1}{T} \right) \right] \quad (3)$$

onde:

$E_g$  é a banda de energia do semicondutor (1,2 EV para o silício policristalino 25°C) e  $I_{o,n}$  a corrente de saturação nominal, expressa em (4):

$$I_{o,n} = \frac{I_{sc,n}}{\exp\left(\frac{V_{oc,n}}{aV_{t,n}}\right) - 1} \quad (4)$$

O valor da constante do diodo “a” pode ser arbitrariamente escolhido, alguns autores estimam um valor de  $1 \leq a \leq 1,5$  e a escolha depende da escolha dos parâmetros do modelo I-V (VILLALVA,05-2009).

Os valores de  $R_s$  e  $R_p$  são determinados por processo iterativo, onde o valor de  $R_s$  é incremento suavemente, a partir da condição inicial  $R_s = 0$ . O ajuste da curva I-V permite a determinação dos valores de  $R_s$  e  $R_p$ , a partir de um algoritmo iterativo de solução de  $R_s$  e  $R_p$ . A cada iteração são atualizados os valores de  $R_s$  e  $R_p$  através do modelo introduzido na equação (5) (VILLALVA,05-2009).

$$I_{PV,n} = \frac{R_p + R_s}{R_p} I_{SC,n} \quad (5)$$

A equação (5) utiliza da os valores de  $R_p$  e  $R_s$  para determinar  $I_{PV} \neq I_{SC}$  . Os valores de  $R_s$  e  $R_p$  são inicialmente desconhecidos, mas à medida que a solução do algoritmo é redefinida ao longo de iterações sucessivas, os valores de  $R_s$  e  $R_p$  tendem

à melhor solução e (5) torna-se válido e determina efetivamente a corrente gerada pela luz  $I_{pv}$  levando em consideração a influência da resistência paralela e série dos conjuntos (strings). O valor inicial de  $R_s$  deve ser zero. Mas, o valor inicial de  $R_p$  é dado pela equação (6):

$$R_{P,min} = \frac{V_{mp}}{I_{sc,n} - I_{mp}} - \frac{V_{oc,n} - V_{mp}}{I_{mp}} \quad (6)$$

Para o projeto do complexo fotovoltaico, usinas UFV-1 e UFV-2, foram utilizados módulos de 445 Wp, cujas características técnicas são apresentadas na Tabela 3.

Tabela 3 – Características técnicas do módulo 445 Wp - SunPower  
 (Fonte: CATALOG-SunPower)

<b>Características Elétricas</b>	<b>STC: AM1.5</b>	<b>1000 W/m<sup>2</sup></b>
Tipo do Módulo	SPR-P7-445-BLK	
Condições de teste		STC
Máxima potência ( $P_{max}$ )	W	445
Tolerância de potência	%	±3,0
Eficiência do Módulo	%	21,9
Tensão circuito aberto ( $V_{oc}$ ) (± 3,0%)	V	41,77
Corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ) (±4,0%)	A	13,32
Tensão de máxima potência ( $V_{MP}$ )	V	35,20
Corrente de máxima potência ( $I_{MP}$ )	A	12,65
Máxima tensão de operação	V	1000-1500
Número de células por módulo		128
<b>Relações de temperatura - STC</b>		
Coeficiente temperatura de $I_{sc}$	%/ °C	+0,045
Coeficiente temperatura de $V_{oc}$	%/ °C	-0,250
Coeficiente temperatura de $P_{max}$	%/ °C	-0,290
<b>Valores de Resistencia</b>		
Resistencia paralela ( $R_p$ )	Ω	508,288
Resistencia série ( $R_s$ )	Ω	0,548
Coeficiente do diodo (a)		1,026

As curvas de corrente x tensão (I-V) e potência x tensão (P-V) para o painel especificado foram determinadas a partir dos dados da Tabela 3 e são apresentadas nas Figuras 7 e 8.

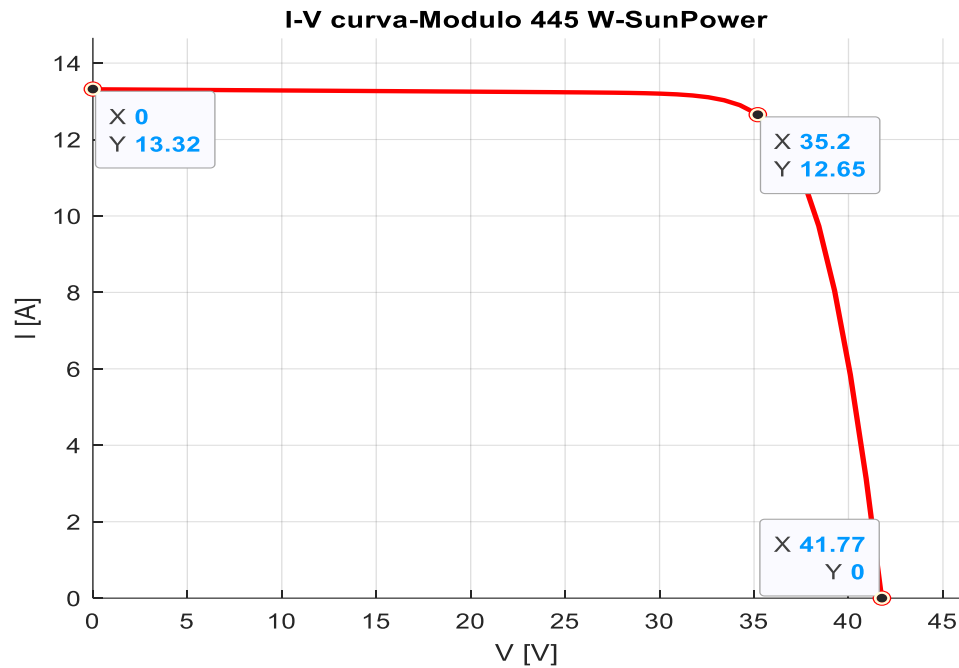


Figura 7 – Curva I x V para o painel de 445 W – temperatura de 25°C (Fonte: Autoria própria)

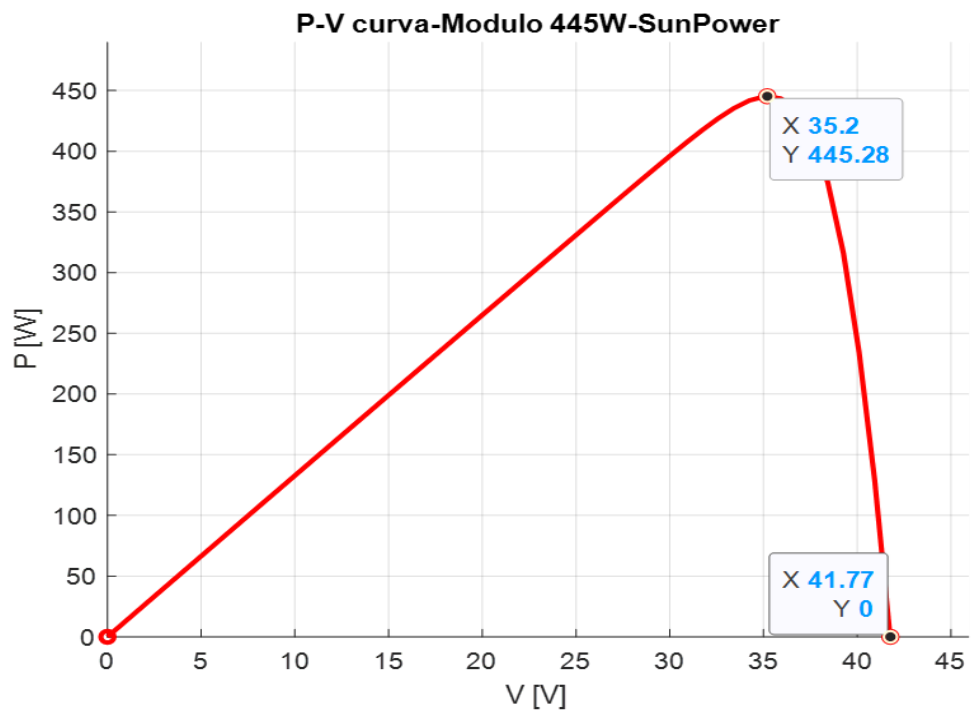


Figura 8 – Curva P x V para o painel de 445 W – temperatura 25°C (Fonte: Autoria própria)

O conjunto fotovoltaico pode ser simulado utilizando o equivalente do modelo, porém com uma fonte de corrente controlada, e dois resistores equivalentes ( $R_s$  e  $R_p$ ), conforme apresentado na Figura 9 (VILLALVA, 09-2009).

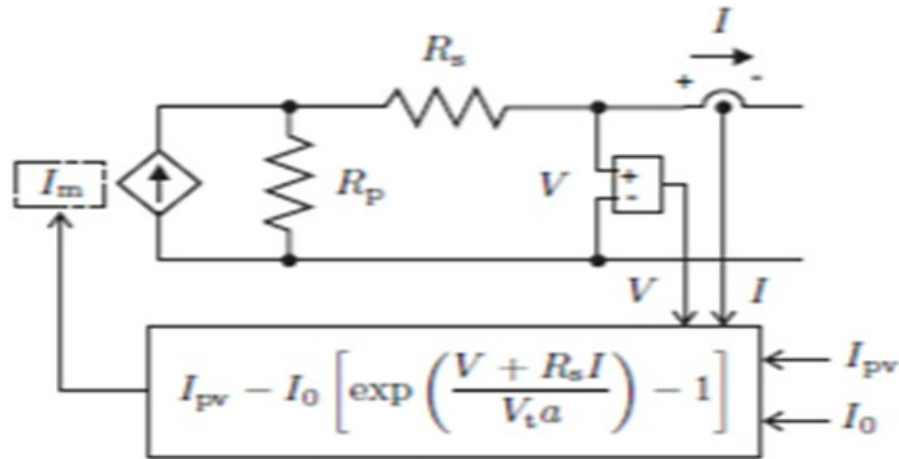


Figura 9 – Modelo fotovoltaico acrescido uma fonte controlada de corrente e resistores equivalentes. (Fonte: VILLALVA, 09-2009)

### 2.3 MPPT – *maximum power point tracking and algorithm P&O*

As Figuras 8 e 9,  $(P \times V)$  e  $(I \times V)$ , demonstram a característica de não linearidade do painel fotovoltaico.

As Figuras 10 e 11 mostram os resultados de simulação das curvas I-V e P-V, para a condição de temperatura constante ( $25^\circ\text{C}$ ) e sob a influência da variação da irradiância de 200 a  $1000 \text{ W/m}^2$ . Em geral um aumento da corrente de curto-circuito ( $I_{SC}$ ) pode ser observado, quando a densidade de potência de iluminação (irradiância) é progressivamente incrementada de 200 a  $1000 \text{ W/m}^2$ . A variação da magnitude da corrente fotovoltaica é função do nível de iluminação incidente no painel. Pela simulação percebe-se que o valor de  $V_{OC}$  também aumenta com o valor da intensidade luminosa, porém esse é muito menos sensível em variação se comparado com  $I_{SC}$ . O efeito dominante com o aumento da intensidade luminosa é o aumento da potência de saída. Contudo, o MPP (*maximum power point* = ponto de máxima potência) é o ponto onde a área (equivalente da potência de saída) sob a curva característica I-V é máxima, representado pelas coordenadas  $(V_{pv,MPP}, I_{pv,MPP})$ . A cada curva I-V característica tem-se um ponto de máxima potência (MPP – *Maximum Power Point* – Ponto de máxima potência) (MARTINES,2022).

Assim, para que se obtenha o máximo rendimento das placas fotovoltaicas os conversores utilizam técnicas de MPPTs (*Maximum Power Point Tracking* – rastreamento do ponto de máxima potência) para manter o sistema fotovoltaico operando no MPP (ponto de máxima potência) ou em torno dele, otimizando a quantidade de energia gerada. Geralmente, o rastreamento (*tracking*) é baseado na medição de tensão e corrente do sistema. O MPPT (rastreamento do ponto de máxima potência) monitora de forma contínua os parâmetros elétricos em sua entrada – fazendo ajustes em tempo real garantindo que o aproveitamento da energia seja o máximo na conversão de corrente contínua para corrente alternada. O algoritmo é implementado normalmente em microprocessadores especializados (DSP – *Digital Signal Processor*), que operam para controlar o ciclo de trabalho do conversor (razão cíclica) na busca de máxima potência.

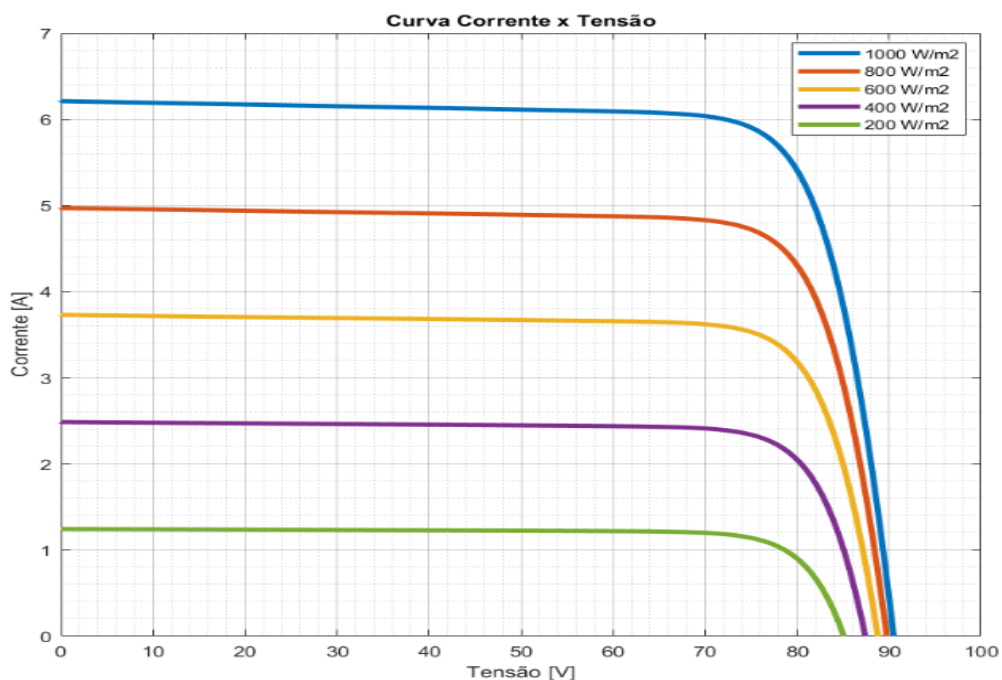


Figura 10 – Curvas de  $I \times V$  para o painel fotovoltaico 445W – irradiância variável  
(Fonte: Autoria própria)

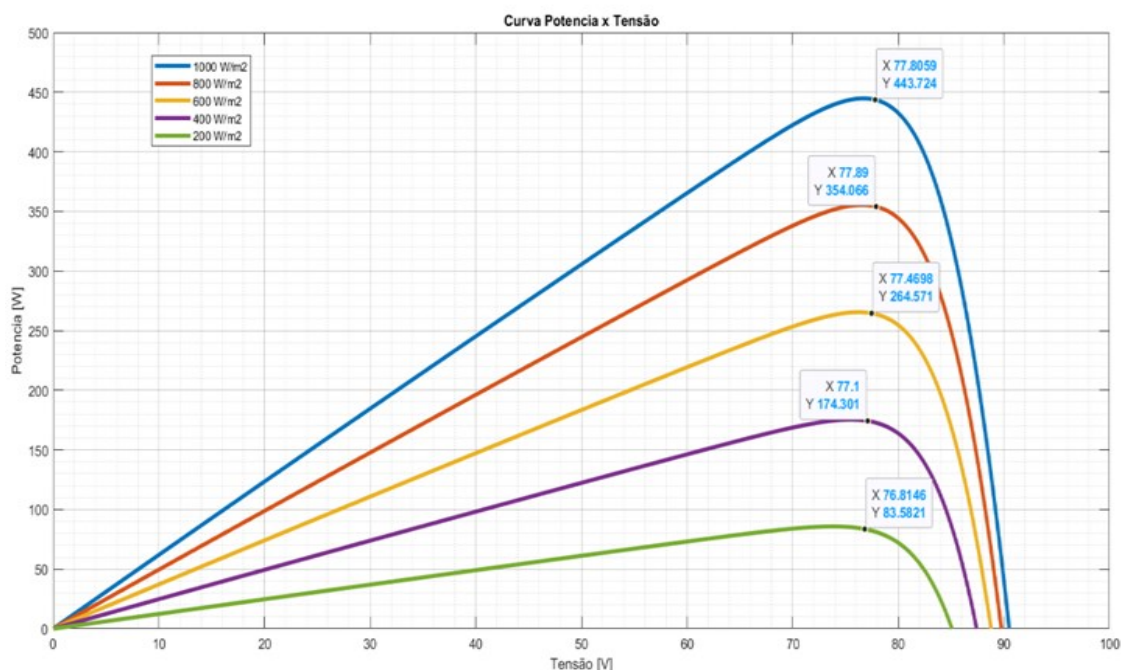


Figura 11 – Curva P x V para o painel fotovoltaico – irradiância variável 445 W  
(Fonte: Autoria própria)

A corrente de MPP (“*maximum power point*” – ponto de máxima potência) será a maior corrente na qual o inversor deve trabalhar, extraíndo assim o máximo possível de potência das placas fotovoltaicas instaladas.

A tecnologia de múltiplos MPPT por inversor é bastante empregada em centrais inversores, aplicadas em usinas fotovoltaicas centralizadas. Um inversor com múltiplos MPPT diferencia dos inversores convencionais pela forma como os módulos fotovoltaicos são controlados. As strings são divididas em blocos menores e cada bloco fica sob controle de uma entrada de MPPT, permitindo a otimização do processo de captação da potência.

Contudo, o simples controle não basta, mas para isso são utilizados algoritmos de MPP essenciais para obtenção da máxima potência produzida (MPP). Ao longo dos anos diversos foram desenvolvidos os algoritmos para os mais diversos tipos de painéis e tecnologias. Dentre os algoritmos clássicos, temos: Perturba e Observa (P&O), Hill Climbing (HC) e Condutância Incremental (InC). Todos necessitam de sensores de tensão e corrente, para atuação e tomada de decisão. (VENDRUSCOLO, 2012).

Em geral o conversor possui elevada eficiência e as placas fotovoltaicas uma baixa eficiência. O algoritmo de MPPT, tem como função extrair a melhor “eficiência” das placas fotovoltaicas, impactando na performance geral do conjunto. O algoritmo “observa” o “array” de saída dos painéis fotovoltaicos de forma a otimizar a potência, ou seja, extrair a máxima potência do conjunto. A partir dessa condição o MPPT determina a tensão de entrada de referência, e esse valor é passado ao controlador de tensão do conversor e juntamente com a malha de corrente realiza o controle do conversor. A escolha do algoritmo de MPPT impacta na eficiência de operação do conversor. Portanto, a opção deve ser pela utilização de algoritmos de MPPT mais eficientes (VILLALVA, 11-2009).

Para esse trabalho foi escolhido o algoritmo perturba e observa (P&O), amplamente utilizado devido a sua estrutura e simplicidade de implantação. O processo de operação será apresentado como base no gráfico da Figura 12.

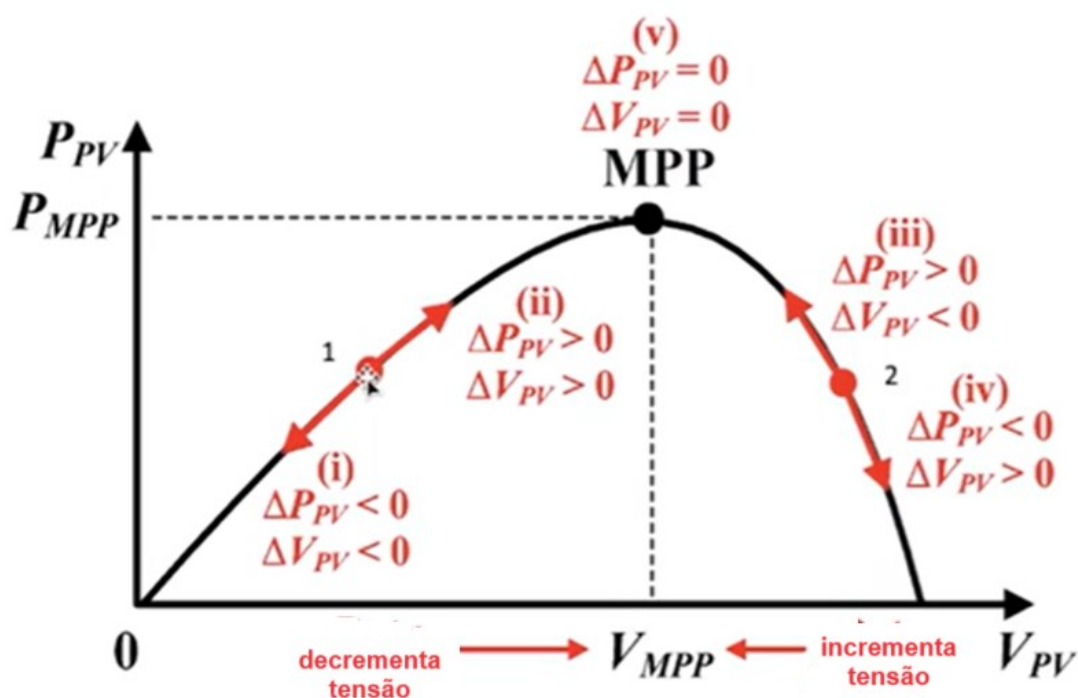


Figura 12 – Curva de operação do algoritmo perturba & observa - (P&O)

(Fonte: Autoria própria)

Considerando, que o painel esteja operando no ponto 1 da Figura 12, onde ainda está longe do ponto MPP (ponto de máxima potência). Decrementando o valor de tensão, o ponto se desloca para a esquerda em direção (i), quando tem-se um valor menor de potência ( $\Delta P_{PV} < 0$ ) e tensão menor ( $\Delta V_{PV} < 0$ ). Assim, a ação em direção ao ponto de MPP será um incremento da tensão deslocando na curva para a

direita (ii), resultando uma potência maior ( $\Delta P_{PV} > 0$ ) e numa tensão maior ( $\Delta V_{PV} > 0$ ), porém ainda longe do ponto de máxima potência - MPP ( $\Delta V_{PV} = 0$  e  $\Delta P_{PV} = 0$ ). Continuando a incrementar a tensão (perturba) e observando o novo ponto de operação, tem-se a condição de “subida ao longo da curva”. Podendo chegar agora ao ponto 2 da Figura 12 , neste ponto o aumento da tensão ( $\Delta V_{PV} > 0$ ) resulta numa diminuição da potência ( $\Delta P_{PV} < 0$ ) indicando agora a necessidade de um deslocamento no sentido contrário (iii). A ação será a diminuição da tensão, quando haverá um aumento da potência ( $\Delta P_{PV} > 0$ ) e uma redução da tensão ( $\Delta V_{PV} < 0$ ) sinalizando que o ciclo de trabalho deve reduzir para chegar ao ponto de MPP. O processo continua até que se tenha um ponto muito próximo do MPP (erro mínimo), ou mesmo, no ponto de máxima potência.

O algoritmo Perturba e Observa é mostrado, em sua integridade na Figura 13, onde inicia-se com a coleta dos valores de tensão e corrente e retorna com o novo valor de tensão referência (VILLALVA, 11-2009).

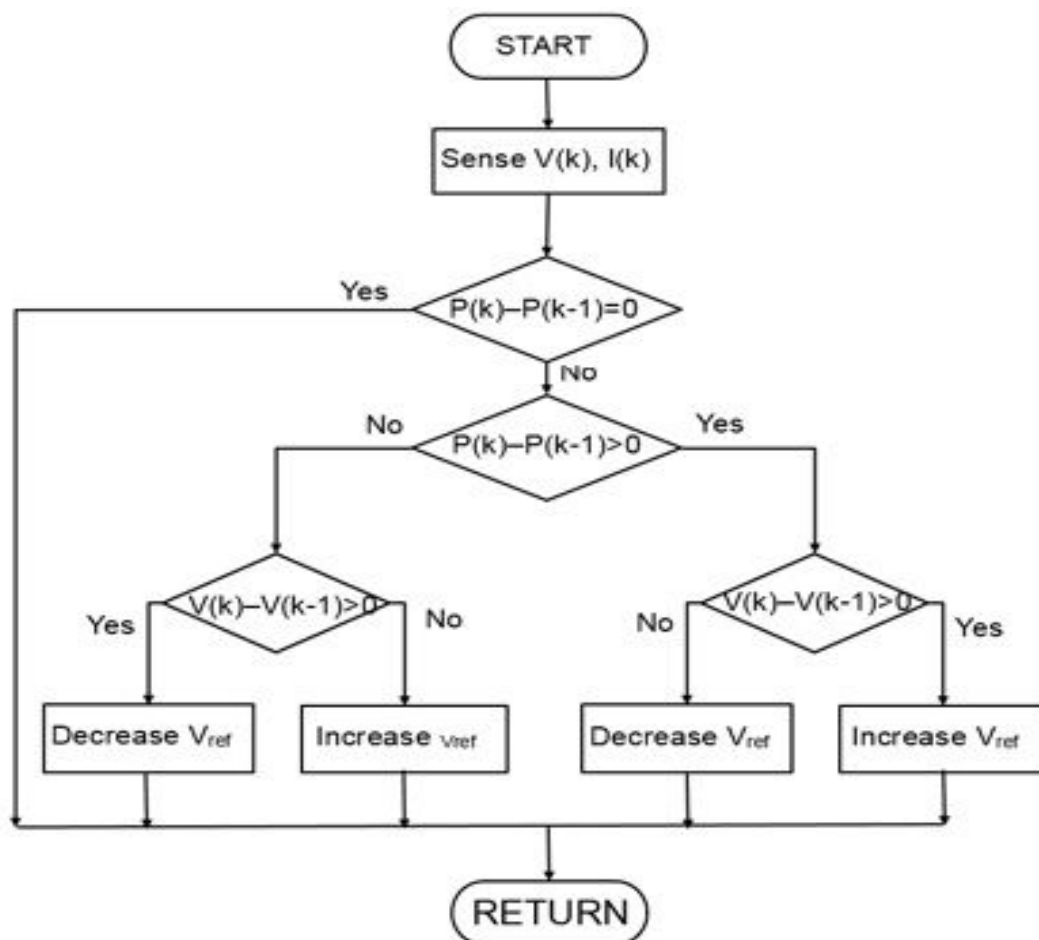


Figura 13 – Diagrama de blocos do Algoritmo Perturba e Observa  
 (Fonte: MATHWORKS -MPPT ALGORITHMS)

## 2.4 Barramento de corrente contínua – *link DC*

A operação do inversor necessita de um barramento de corrente contínua regulado, onde as especificações desse barramento incluem: i) a tensão de barramento de corrente contínua, ii) o valor de capacitância.

O barramento de corrente contínua necessita de um valor mínimo de operação. Este valor mínimo tem por objetivo fazer com que o modulador opere na região linear, garantindo que esse não irá gerar harmônicos de baixa frequência (GOMES, 2016). Outro importante aspecto a ser considerado é o fluxo de potência dos painéis para a rede. Para, que essa condição possa ocorrer o inversor deve sintetizar uma tensão maior que a tensão da rede a fim de proporcionar a injeção de potência na rede. Assim, são realizadas as seguintes condições (GOMES, 2016):

- 1ª a impedância de saída do conversor deve ser na ordem de 0,08 pu com uma variação de 5,0% em torno desse valor;
- 2ª a tensão da rede pode variar em torno de 5,0%;
- 3ª o barramento CC no pior caso de operação irá apresentar 10% de oscilação e um erro de 2,0% em regime permanente.

Tendo como base as considerações relacionadas, a tensão mínima sintetizada pelo inversor será dada pela equação (7).

$$\hat{V}_{s,inv} = 1,05 \times (1 + 0,08 \times 1,05) \times V_g = 1,139 \times \hat{V}_g \quad (7)$$

onde  $\hat{V}_{s,inv}$  é o pico de tensão de fase sintetizada pelo inversor e  $\hat{V}_g$  é o pico da tensão de fase no ponto de conexão com a rede.

De acordo com a 3ª consideração realizada, o valor mínimo da tensão de barramento pode ser expresso por (GOMES, 2016):

$$V_{dc,min} = 0,88 \times V_{dc} \quad (8)$$

Utilizando-se as equações (7) e (8), pode-se escrever o valor de tensão do barramento CC, para o pior caso (GOMES, 2016):

$$\frac{0,88 \times V_{dc}}{\sqrt{3}} = 1,139 \times \hat{V}_g \Leftrightarrow V_{dc} = 2,24 \times \hat{V}_g \quad (9)$$

O dimensionamento da capacitância mínima é dado pela equação (10), onde percebe-se que a capacitância é inversamente proporcional a tensão nominal CC ( $V_{dc}$ ) e à tensão de ondulação (ripple) (GOMES, 2016). Assim, um aumento da tensão nominal CC do sistema diminui o valor da capacitância e aumenta o valor da tensão

de ondulação (ripple). Limitar a ondulação de tensão (ripple) dentro de limites permitidos é uma forma de garantir o bom desempenho do sistema (GOMES, 2016).

$$C_{dc,min} = \frac{3 \times I}{4 \times w \times \Delta V_{dc}} \quad (10)$$

onde:  $I$  é a corrente pico de fase do conversor,  $w$  é a frequência da rede,  $\Delta V_{dc}$  é a máxima variação do barramento permitida pelo projeto, em geral este valor corresponde a 3,0% da tensão nominal CC. A definição desse limite tem por objetivo evitar um ciclo de trabalho elevado, uma vez que

## 2.5 Filtro LCL - dimensionamento

Nesta seção é apresentado o dimensionamento dos elementos que compõe o filtro LCL do conversor do lado da rede, indutância, capacitância e resistor de amortecimento. A estrutura do filtro é formada basicamente por um simples arranjo de dois indutores ( $L_t$  e  $L_g$ ) e resistências ( $R_t$  e  $R_g$ ) em série e um capacitor ( $C_f$ ) em derivação com eles (Figura 14). Em série a esse capacitor usa-se um resistor de amortecimento ( $R_d$ ) que minimiza o pico de ressonância do filtro (SOUZA, 2014).

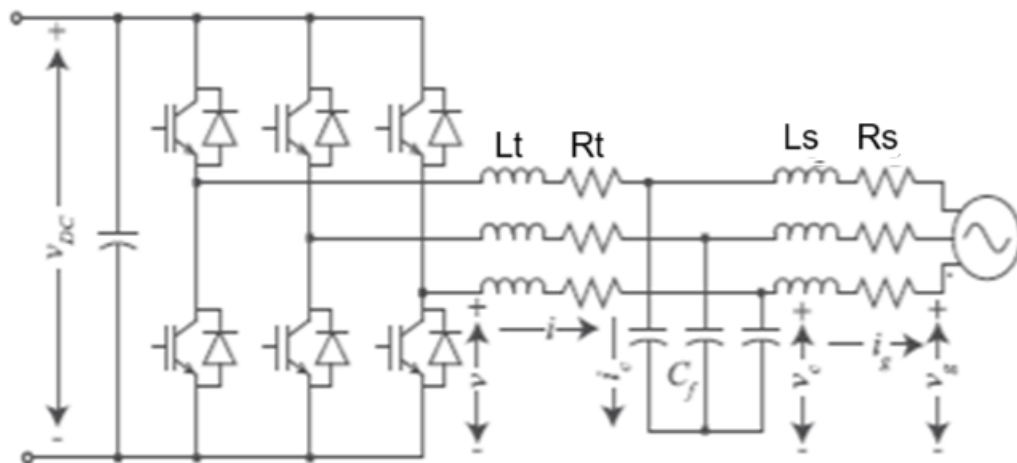


Figura 14 – Configuração do filtro LCL baseado num inversor trifásico (Fonte: PEÑA-ALZOLA, 2013)

Uma dificuldade que se observa no projeto do filtro LCL é a escolha dos parâmetros, uma vez que uma boa escolha desses parâmetros é fundamental para o bom funcionamento da estratégia de controle. O dimensionamento do filtro LCL foi desenvolvido com base nos trabalhos de (LISERRE, 2005), (ALZOLA, 2013) e (SOUZA, 2014).

O dimensionamento do filtro LCL foi realizado seguindo os seguintes os passos:  
1º Passo - Definição dos valores base : nessa etapa são calculados os valores de impedância base,  $Z_b$ , e a capacitância base,  $C_b$ , conforme expressas nas equações (11) e (12) (SOUZA, 2014).

$$Z_b = \frac{(V_{SO})^2}{P_{SO}} \quad (11)$$

$$C_b = \frac{1}{Z_b \omega_0} \quad (12)$$

2º Passo - Dimensionamento do capacitor de filtro : para o dimensionamento do capacitor do filtro LCL, o valor do capacitor  $C_f$  deve ser igual ou menor que 5% da capacitância base para limitar a potência reativa associada ao capacitor de filtro.

Assim, a partir da equação expressa em (12), deve ser selecionado um valor de  $x$  para que seja igual ou menor do que 5%, isto é 0,05. Para se ter uma margem de segurança, se propõe o valor de  $x = 0,0250$ , ou seja, 2,5% de forma a garantir que o valor de  $C_f$  esteja dentro do limite da capacitância base.

$$C_f \leq x \cdot C_b \rightarrow C_f \leq 0,0250 \cdot C_b \quad (13)$$

3º Passo - Corrente de pico nominal – nessa etapa é realizado o cálculo do valor de pico de corrente nominal injetada no ponto de acoplamento comum (PCC), conforme apresentado na equação (14).

$$I_{SO} = \frac{S_o}{V_{SO}} \quad (14)$$

4º Passo - Ondulação de corrente na saída do filtro LCL – o limite de ondulação está recomendado em (IEEE-519, 1992) e (MATOS, 2010), um ripple máximo de corrente admissível de 3,5%. Dessa forma, selecionou-se 2,5% da corrente nominal injetada no PCC como valor de ondulação:

$$\Delta i_S = 0,0250 \times I_{SO} \quad (15)$$

5º Passo - Ondulação de corrente de entrada do filtro LCL – a ondulação da corrente de entrada é definida como sendo  $\Delta i_t$ , que representa a ondulação de corrente nos terminais do conversor atenuada de um valor  $k_a$ . Essa atenuação pode ser expressa como (REZNIK, 2014):

$$\frac{i_S(h_{ch})}{i_t(h_{ch})} = \frac{1}{|1+r[1-L_t C_b \omega_{ch}^2 x]|} = k_a \quad (16)$$

onde  $k_a$  corresponde a atenuação desejada,  $r$  é a razão entre a indutância conectada nos terminais do conversor ( $L_t$ ) e a indutância conectada na rede elétrica ( $L_s$ ),  $h_{ch}$  é a ordem do harmônico da frequência de chaveamento e a frequência angular de chaveamento,  $\omega_{ch}$ , é expressa como sendo:

$$\omega_{ch} = 2\pi f_{ch} \quad (17)$$

A partir da equação (16), define-se um valor de atenuação  $k_a = 0,2$ . Sendo, esse valor definido a partir da equação (16), e do valor da corrente de ondulação de saída do filtro LCL, calculada na etapa 4ª. Conhecido o valor da corrente de atenuação na saída do filtro LCL, é possível determinar o valor de  $\Delta i_t$ , partir da equação (18) (NASCIMENTO, 2015):

$$k_a = \frac{\Delta i_s}{\Delta i_t} \quad (18)$$

6º Passo - Cálculo da indutância do lado do conversor ( $L_t$ ) – conhecido o valor da tensão de barramento CC, sendo esse considerado constante, o indutor conectado ao conversor, é expresso como (BERZOY, 2014):

$$L_t = \frac{V_{DC}}{6f_{ch}\Delta i_t} \quad (19)$$

onde o valor de indutância  $L_t$  calculado corresponde ao valor mínimo que deve ser selecionado. Assim, a equação anterior pode ser reescrita da seguinte forma:

$$L_t \geq \frac{V_{DC}}{6f_{ch}\Delta i_t} \quad (20)$$

7º Passo - Cálculo do parâmetro  $r$  – relação de indutâncias : a partir da equação (16) obtém-se o valor de relação de indutâncias, expresso pela equação (19) :

$$r = \frac{\frac{1}{k_a} - 1}{1 - L_t C_b (2\pi f_{ch})^2 . x} \quad (21)$$

8º Passo - Cálculo do valor de indutância ( $L_s$ ) – definido o valor de relação de indutâncias, calculado pela equação (21), obtém-se o valor da indutância do lado da rede, pela equação (22):

$$L_s = r \times L_t \quad (22)$$

9º Passo - Cálculo da frequência de ressonância do filtro LCL- o cálculo da frequência de ressonância é expresso pela equação (23) (LISERRE, 2005):

$$f_{res} = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{L_t + L_S}{L_t C_f L_S}} \quad (23)$$

Segundo (REZNIK, 2014) a frequência de ressonância deve obedecer ao critério descrito na equação (24):

$$10 \times f_o \leq f_{res} \leq \frac{1}{2} f_{ch} \quad (24)$$

onde  $f_o$  corresponde a frequência da rede elétrica, 60 Hz e  $f_{ch}$  é a frequência de chaveamento. Para o caso em que a frequência de ressonância estiver fora do intervalo definido, o procedimento de cálculo do filtro deve ser recalculado, redimensionando principalmente os parâmetros  $x$ ,  $k_a$  e a ondulação de corrente ( $\Delta i_S$ ) até que a frequência atenda ao critério definido na equação (24) (NASCIMENTO, 2015). No caso em que a frequência de ressonância não atenda ao requisito exigido, é possível que o sistema obtenha resposta indesejadas (instáveis).

10º Passo - Cálculo da resistência de atenuação do capacitor –  $R_f$  – uma resistência em série com o capacitor atenua parte da ondulação na frequência de chaveamento para evitar a ressonância. Segundo (REZNIK, 2014), o valor desse resistor deve ser um terço da impedância do capacitor do filtro na frequência de ressonância, conforme dado na equação (25):

$$R_f = \frac{1}{3 \times \omega_{RES} \times C_f} \quad (25)$$

onde:

$\omega_{RES}$  = frequência angular de ressonância e  $C_f$  corresponde ao capacitor de filtro.

## **2.6 Circuito de sincronismo – PLL – phase locked-loop**

O circuito de sincronismo é responsável por regular, ou sincronizar, o ângulo da rede elétrica utilizando a medição de tensão no ponto comum de conexão (PCC). Nesta seção será apresentado a configuração do circuito de sincronismo baseado em coordenadas síncronas – SRF-PLL (do inglês, *Synchronouns Reference Frame Phase-Locked Loop*) mostrado na Figura 15.

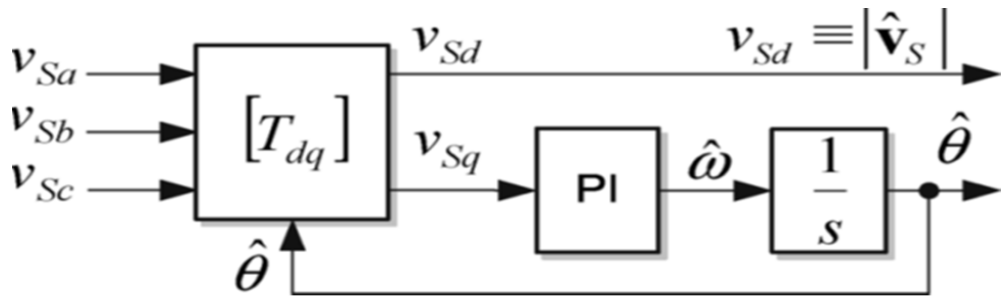


Figura 15 – Estrutura da SRF – PLL (Fonte: RODRIGUES, 2007)

O sistema de coordenadas síncrona possui a vantagem dos sinais controlados serem contínuos, o que permite a utilização de controladores proporcional-integral convencional (SOUZA, 2014) . Contudo, torna-se necessário a implementação de um circuito de sincronismo preciso que informe o ângulo de rede.

As tensões de em coordenadas *abc* são transformadas em coordenadas no sistema *dq* através da transformada de Park. O ângulo e a frequência são estimados por uma estrutura em malha fechada que anula a tensão no eixo de quadratura (GOMES, 2016).

Num sistema equilibrado as componentes de eixo direto (*d*) e de quadratura (*q*) da rede podem ser escritas na forma:

$$V_d = \hat{V} \cos(\omega_n t + \Theta_0 - \rho(t)) \quad (26)$$

$$V_q = \hat{V} \sen(\omega_n t + \Theta_0 - \rho(t)) \quad (27)$$

sendo  $\hat{V}$  é o valor de pico [V],  $\omega_n$  a frequência fundamental, e  $\Theta_0$  corresponde ao ângulo de fase da componente fundamental da rede.

A partir das equações (26) e (27) tem-se que  $V_d = \hat{V}$  e  $V_q = 0$ , quando o valor de  $\rho(t) = \omega_n t + \theta_0$ . Essa condição permite projetar um controlador para obter um valor de  $\rho(t)$  de tal modo que  $V_q$  seja nulo em regime permanente. Para tal, considera-se um comportamento linear de  $\rho(t) \approx \omega_n t + \theta_0$  e utilizando a condição  $\sen \theta \approx \theta$  com  $y \approx 0$ . Sendo possível escrever o valor de  $\omega$  da seguinte forma:

$$\omega = G(s) \times \hat{V}(\omega_n t + \theta_0 - \rho(t)) \quad (28)$$

Observando a equação (28) essa relação pode ser representada através de um diagrama de blocos (Figura 16), onde a função de transferência  $F(s)$  em malha fechada será dada por:

$$F(s) = \frac{G(s)\hat{V}}{s+G(s)\hat{V}} \quad (29)$$

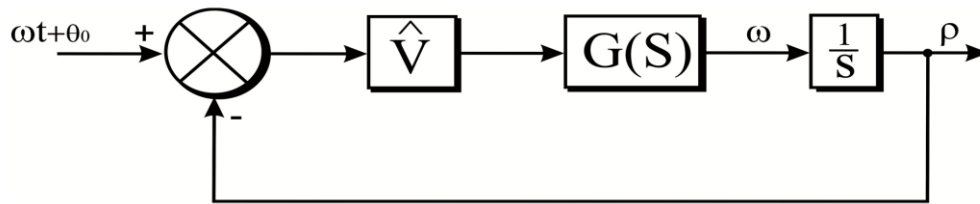


Figura 16 – Diagrama de blocos da função F(s) (Fonte: GOMES, 2016)

O controlador G(s) é expresso na forma :

$$G(s) = k_{p,pll} \frac{1+s \tau_{i,pll}}{s \tau_{i,pll}} \quad (30)$$

Sendo  $k_{p,pll}$  o ganho proporcional e  $\tau_{i,pll}$  a constante de tempo do integrador.

Conforme citado em (GOMES, 2016), a performance da SRF-PLL é bastante prejudicada em condições de desequilíbrio e distorção harmônica. A redução desses efeitos passa pela redução da faixa de passagem da PLL, traz como consequência o aumento do tempo de resposta da estrutura e a possibilidade de erro na estimação do ângulo.

Uma estrutura de sincronismo de boa precisão e comumente utilizada é a DSOGI-PLL (do inglês, *Double Second Order Generalized Integrator Phase-locked loop*) baseada no integrador generalizado de segunda ordem (SOGI) utilizada para filtrar e gerar sinais em quadratura. Esses sinais são utilizados como entrada de um detector de sequência positiva e negativa baseado no método das componentes simétricas instantâneas em coordenadas  $\alpha\beta$  (RODRIGUES, 2007).

A Figura 17 apresenta uma estrutura convencional de uma DSOGI-PLL comumente utilizada para sincronismo em sistemas desbalanceados e distorcidos em rede trifásica. Esse esquema é composto de três seções básicas (NAZIB, 2018):

- A DSOGI é composta de duas SOGI-QSGs para eliminação dos harmônicos de baixa ordem nas medições de tensão ;
- PSC (do inglês, *Positive Sequence Calculator*) componente responsável por extração as tensões de sequência positiva;
- Sincronismo SRF-PLL- responsável por estimar o ângulo de fase e frequência da tensão rede no ponto de conexão PCC.

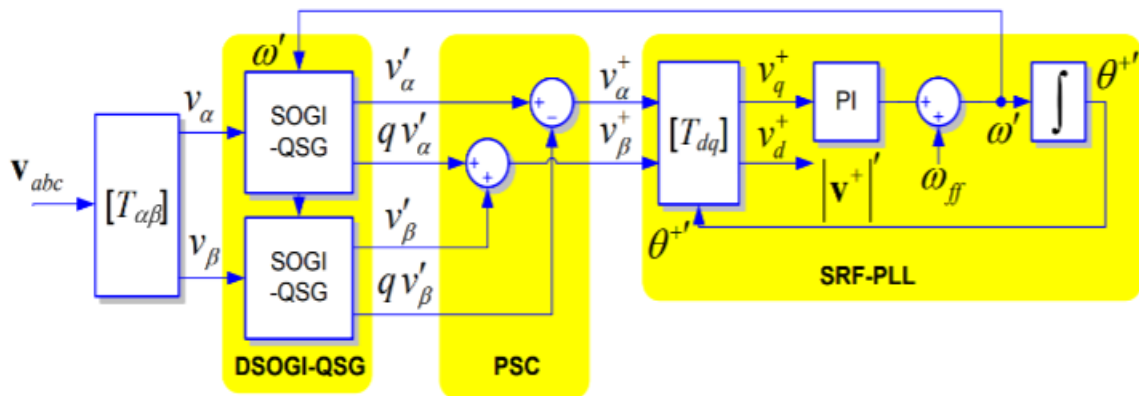


Figura 17 – Estrutura da DSOGI – convencional (Fonte: RODRIGUES, 2007)

O método de sincronização pela DSOGI\_PLL inicia-se com uma transformação de Park, realizando a mudança de coordenadas do referencial natural  $abc$  para o referencial estacionário  $\alpha\beta$ . Na etapa seguinte os sinais originais  $\alpha\beta$  são transformados em seus respectivos sinais em quadratura  $V_{\alpha}$  e  $V_{\beta}$ . Essa função é realizada pelo bloco DSOGI-QSG. Esse bloco atua como filtro passa-baixa para a sequência positiva, sendo também capaz de atenuar harmônicos da ordem elevada, o que garante a robustez na operação em redes com distorção harmônica.

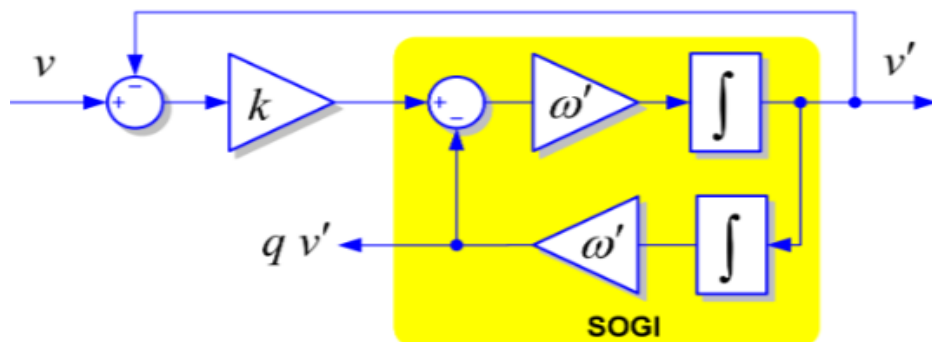


Figura 18 – Diagrama da SOGI – integrador generalizado de segunda ordem (Fonte: RODRIGUES, 2007)

A estrutura da SOGI é apresentada na Figura 18. O bloco possui uma entrada de tensão -  $v$ , que recebe o sinal de duas saídas  $v'$  e  $qv'$ , que correspondem respectivamente ao sinal filtrado e o seu equivalente em quadratura. A variável  $k$  representa um ganho responsável por ajustar a seletividade do SOGI e o valor  $w'$  representa a frequência estimada da rede. O ajuste da constante  $k$  é crítico para o

desempenho do SOGI, pois aumentando-o, mais rápido fica o tempo de acomodação e menor a seletividade do filtro. Contudo, segundo (RODRIGUES, 2007) para o valor de  $k = \sqrt{2}$  tem-se uma resposta criticamente amortecida com um resultado satisfatório de filtragem.

Após os sinais terem sido filtrados pelos SOGI, os mesmos podem ser utilizados na detecção de componentes de sequência positiva e negativa da tensão medida. Esse cálculo é realizado pela estrutura do bloco PSC, através da soma apropriada dos sinais provenientes do SOGI-QSG. De posse das componentes de sequência nas coordenadas  $\alpha\beta$ , elas são referenciadas nas coordenadas  $dq$  e uma SRF-PLL fornece o ângulo  $\rho(t)$  da transformação.

## 2.7 Conversor CC/CA do lado da rede

Nessa etapa, o estágio de conversão CC/CA é conectado à rede de distribuição trifásica através de um filtro LCL. Na entrada do inversor tem-se um capacitor, responsável por realizar o balanço de energia fornecida pelo módulo FV e a energia drenada pela rede. Essa configuração é apresentada na Figura 19.

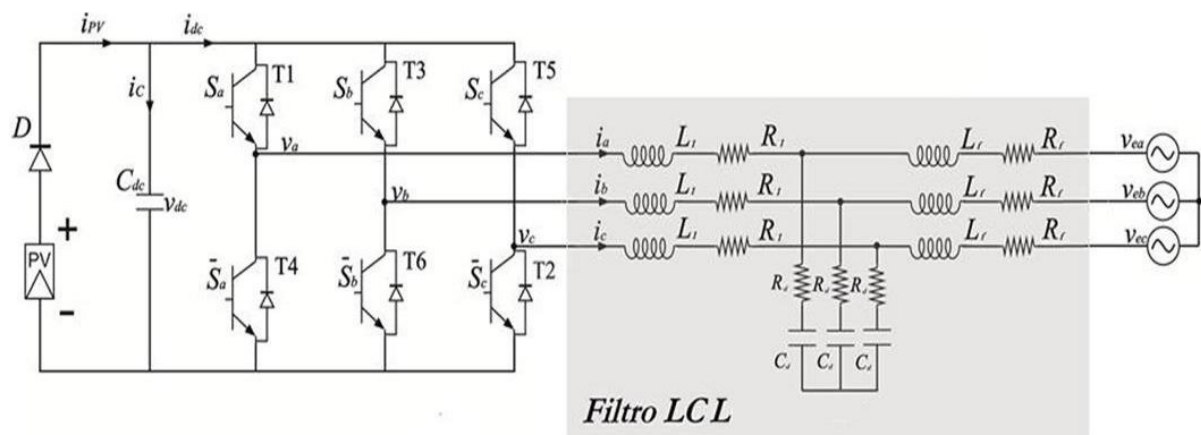


Figura 19 – Esquema do Inversor conectado à rede. (Fonte: SOUZA, 2014)

Com o objetivo de realizar o controle do inversor utiliza-se uma estrutura de controle de duas malhas em cascata: uma malha interna, e outra externa, sendo:

- **a malha interna**, com características dinâmicas mais rápida. É implementada com o objetivo de controlar a forma de onda da corrente que passa pelos indutores do filtro de saída. Ela deve garantir que a corrente medida esteja em fase com a referência senoidal de tensão, mantendo o fluxo de potência dos painéis fotovoltaicos para a rede.

- **a malha externa**, com características dinâmicas mais lenta em comparação com a malha interna, ou seja, o controlador da malha externa deve ser sintonizado pelo menos uma década abaixo do controlador da malha interna, conforme citado em (SOUZA, 2011) e (GOMES, 2016). Ela controla a potência reativa e tensão do barramento CC .

### 2.7.1 Malha de controle interna - correntes

O projeto das malhas de controle pode ser executado de forma independente uma vez que operam em frequências distintas.

Para a modelagem da dinâmica do conversor do lado da rede, são feitas algumas considerações: o sistema é trifásico equilibrado, sendo considerado apenas a dinâmica da componente fundamental, e o capacitor do filtro LCL é considerado em circuito aberto na frequência fundamental. Dessa forma temos um modelo do conversor que considera apenas as componentes fundamentais das variáveis. Sendo  $v_i$  a componente fundamental da tensão sintetizada pelo inversor e  $v_g$  a componente fundamental da tensão da rede elétrica.

Assim, partir da análise da Figura 19, podem-se escrever as seguintes equações que descreve a dinâmica CA para cada fase do inversor: (SOUZA, 2014)

$$v_{ia}(t) - (R_f + R_g) \cdot i_a(t) - (L_f + L_g) \frac{di_a(t)}{dt} - V_{ga}(t) = 0 \quad (31)$$

$$v_{ib}(t) - (R_f + R_g) \cdot i_b(t) - (L_f + L_g) \frac{di_b(t)}{dt} - V_{gb}(t) = 0 \quad (32)$$

$$v_{ic}(t) - (R_f + R_g) \cdot i_c(t) - (L_f + L_g) \frac{di_c(t)}{dt} - V_{gc}(t) = 0 \quad (33)$$

Onde :

$R_f, R_g$  são os valores de resistências do lado do inversor e do lado da rede;

$L_f, L_g$  são os valores de indutância do lado do inversor e do lado da rede;

Reescrevendo as equações da dinâmica dos inversores em função dos fasores espaciais das tensões e correntes do sistema trifásico, tem-se:

$$\hat{v} - R\hat{i} - L \frac{d\hat{i}}{dt} - \hat{V}_g = 0 \quad (34)$$

Expressando a equação (14) em coordenadas  $dq$  é possível obter o seguinte sistema de equações (SOUZA, 2014):

$$v_{i,d} - Ri_d - L \frac{di_d}{dt} + Li_q \omega_n - V_{g,d} = 0 \quad (35)$$

$$v_{i,q} - Ri_q - L \frac{di_q}{dt} - Li_d \omega_n - V_{g,q} = 0 \quad (36)$$

sendo,  $R = R_f + R_g$  e  $L = L_f + L_g$

O sistema de equações expressa a dinâmica das componentes  $dq$  das tensões e correntes do inversor, onde observa-se um acoplamento cruzado entre as equações de eixo direto e quadratura (GOMES, 2016).

Aplicando a transformada de Laplace nas equações (35) e (36) do subsistema dinâmico de eixo direto e quadratura tem-se :

$$V_{i,d}(s) - RI_d(s) - sLI_d(s) + \omega_n LI_q(s) - V_{g,d}(s) = 0 \quad (37)$$

$$V_{i,q}(s) - RI_q(s) - sLI_q(s) - \omega_n LI_d(s) - V_{g,q}(s) = 0 \quad (38)$$

Compensando os termos  $\omega_n LI_q(s) - V_{g,d}(s)$  e  $-\omega_n LI_d(s) - V_{g,q}(s)$  por meio de uma ação *feed-forward*, obtém-se a função de transferência para os subsistemas direto e quadratura, conforme apresentado nas equações descritas a seguir (GOMES, 2016):

$$\frac{i_d(s)}{v_d(s)} = \frac{1}{R+Ls} \quad \text{e} \quad \frac{i_q(s)}{v_q(s)} = \frac{1}{R+Ls} \quad (39)$$

Observa-se que os dois subsistemas apresentam a mesma função de transferência de modo que os controladores possuem o mesmo ganho. Dessa forma podemos reescrever as equações na forma de diagrama de blocos onde para o controle na malha de corrente será utilizado um controlador proporcional integral (PI), conforme apresentado na Figura 20.

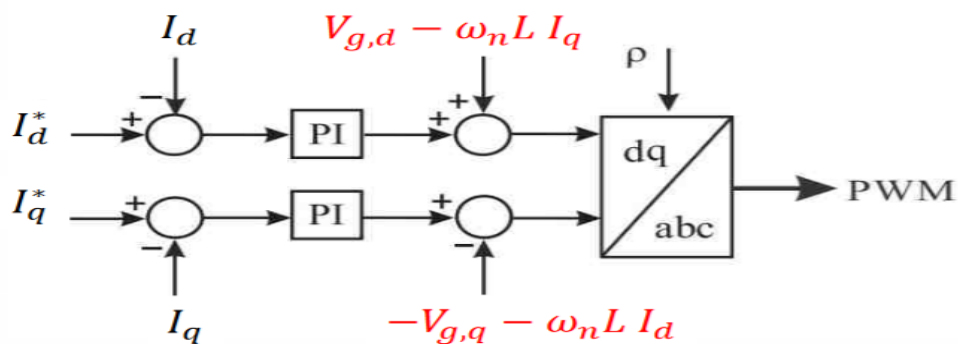


Figura 20 – Diagrama de blocos da malha de controle de corrente do inversor  
 (Fonte: Autoria própria)

Para o controlador PI definido tem-se os ganhos  $k_p$  e  $k_i$  dados por :

$$k_p = 2 \times \pi \times f_c \times L \quad (40)$$

$$k_i = 2 \times \pi \times f_c \times R, \quad (41)$$

onde:  $f_c$  corresponde a frequência do polo da malha de corrente sendo definido como sendo 1 (uma) década abaixo da frequência de chaveamento. Essa condição tem por objetivo garantir a estabilidade da malha e a filtragem de harmônicos em alta frequência.

### 2.7.2 Malha de controle externa - tensões

As variáveis de controle da malha externa serão os valores de tensão no barramento CC e a potência reativa. Num sistema equilibrado tem-se a tensão de quadratura nula devido a ação da PLL, onde a potência ativa e reativa podem ser escritas da seguinte forma:

$$P = \frac{3}{2} V_{g,d} I_{g,d} \quad (42)$$

$$Q = - \frac{3}{2} V_{g,d} I_{g,q} \quad (43)$$

onde:

$V_{g,d}$  corresponde a tensão da rede (grid) componente direta;

$I_{g,d}$  corresponde a corrente da rede (grid) componente direta

$I_{g,q}$  corresponde a corrente da rede (grid) componente em quadratura.

Sendo, que a potência reativa depende da tensão de direta da rede e da corrente de quadratura da rede, tem-se uma relação entre a potência reativa e a corrente de quadratura. Podendo assim utilizar o diagrama de blocos apresentado na Figura 21.

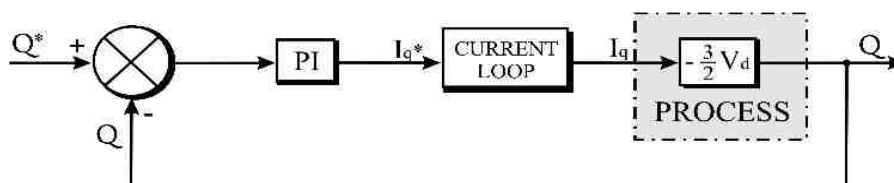


Figura 21 – Diagrama de blocos da malha de controle de potência reativa (Fonte: GOMES, 2016)

Considerando que a malha de corrente é muito mais rápida do que a malha de tensão, podemos considerar que o ganho nessa malha é unitário, permitindo assim desprezar os valores de  $I_q$  e  $I_q^*$ , simplificando o diagrama (Figura 22) e a partir daí realizando o cálculo dos ganhos  $k_{p,q}$  e  $k_{i,q}$  através técnica de locação de polos.

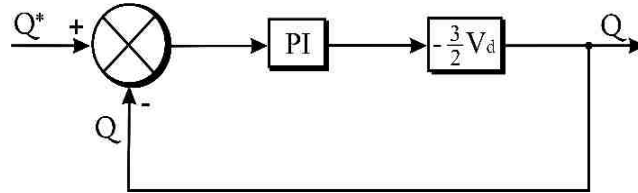


Figura 22 – Diagrama de blocos simplificado para cálculo do controle de potência reativa (Fonte: GOMES, 2016)

Os ganhos do controlador PI obtidos após o cálculo, são apresentados na equação (44):

$$k_{p,q} = \frac{2\pi f_{c2,Q}}{2\pi H(f_{c1,Q} - f_{c2,Q})} \quad \text{e} \quad k_{i,q} = 2\pi f_{c1,Q} k_{p,q} \quad (44)$$

onde,  $H = -\frac{3}{2}V_d$  e os valores de  $f_{c1,Q}$  e  $f_{c2,Q}$  são valores na ordem uma década abaixo da frequência da malha interna par cada frequência de corte 1 e 2, respectivamente (GOMES, 2016).

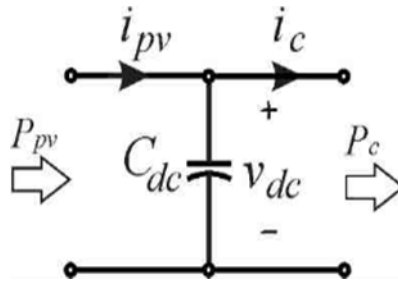


Figura 23 - Barramento CC (Fonte: GOMES, 2016)

A partir da Figura 23, é possível definir a equação dinâmica da tensão do barramento CC dada por (GOMES, 2016):

$$C \frac{dv_{dc}}{dt} = i_{pv} - i_c \quad (45)$$

Considerando que a energia entregue pelo painel fotovoltaico  $P_{pv}$  é a mesma do conversor  $P_c$ , ou seja, não temos perdas no conversor. Assim, podemos escrever

$$v_{dc} i_c = \frac{3}{2} v_{g,d} i_{d,g} \quad (46)$$

A potência do capacitor (equação 46) será igual a potência ativa na rede (equação 42). Dessa forma podemos determinar o valor da corrente no capacitor através da manipulação da equação (47), sendo (GOMES, 2016):

$$i_c = \frac{3 v_{g,d}}{2 v_{DC}} i_{d,g} \quad (47)$$

A equação (47) mostra uma relação direta entre a corrente do capacitor  $i_c$  e a corrente direta da rede  $i_{d,g}$ . Realizando a transformada de Laplace da equação (47) temos :

$$CsV_{DC}(s) = I_{pv}(s) - I_c(s) \quad \text{e} \quad V_{DC}(s) = \frac{I_{pv}(s) - I_c(s)}{Cs} \quad (48)$$

A parcela de corrente do painel fotovoltaico não pode ser controlada, mas temos uma relação direta entre a tensão  $V_{DC}$  com o valor de corrente do capacitor  $I_c$ . Logo, podemos escrever uma diagrama de blocos: (Figura 24)

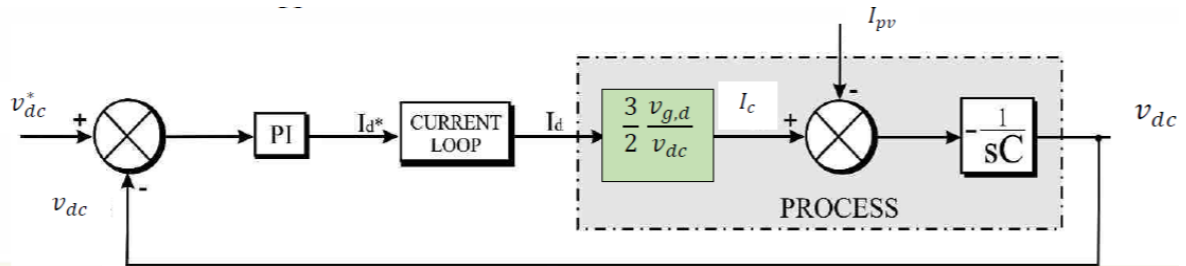


Figura 24 – Malha de controle do barramento CC (Fonte: GOMES, 2016)

Da mesma forma da condição da malha de potência reativa, considerando a malha interna muito mais rápida, podemos simplificar a malha de controle, e realizar o cálculo dos ganhos do controlador PI através da técnica de alocação de polos. Assim são obtidos os seguintes ganhos para o controlador do barramento CC, expressos pelas equações (49) e (50).

$$k_{p,dc} = \frac{2\pi}{G} \times (f_{c1,dc} + f_{c2,dc}) \times C \quad (49)$$

$$k_{i,dc} = \frac{4\pi^2}{G} \times f_{c1,dc} \times f_{c2,dc} \times C \quad (50)$$

onde,  $G = \frac{3 v_{d,g}}{2 v_{dc}^*}$  .

Finalmente, a Figura 25 apresenta a estrutura completa do controle do inversor, tendo sido incluído a DSOGI-PLL, a transformação dq0 para tensões ABC e a modulação por largura de pulso senoidal (SPWM).

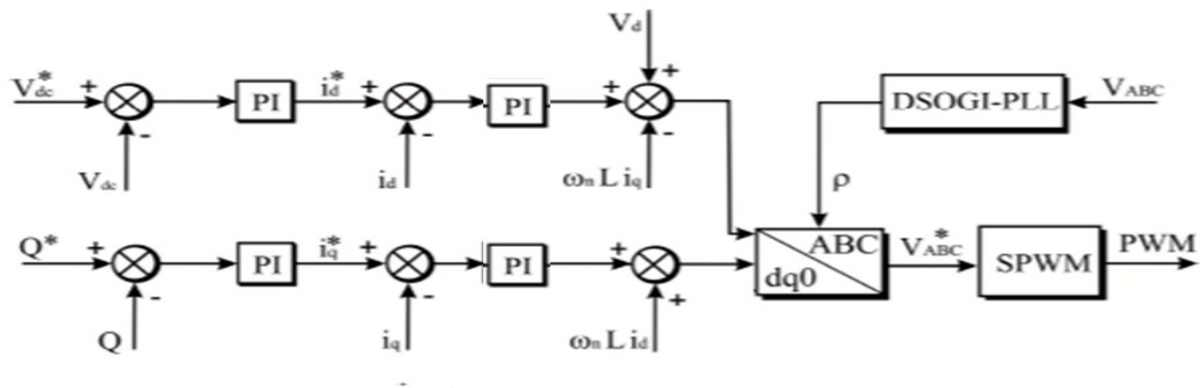


Figura 25 – Diagrama completo de controle do inversor (Fonte: GOMES, 2016 - Adaptado pelo Autor)

## 2.8 PCC – Ponto de conexão comum e a rede

A modelagem do ponto de conexão comum – PCC considerou as características dos seguintes elementos: transformador de 3125 kVA na relação de transformação 34,5/0,600 kV - configuração Dy11, associado a uma fonte trifásica equilibrada sem perdas.

Os valores de resistência ( $R_{tr}$ ) e indutância ( $L_{tr}$ ) do transformador foram associados ao filtro LCL no braço correspondente à rede. O transformador não foi considerado no modelo, pois os seus parâmetros foram representados do lado rede do filtro LCL.

## 2.9 Considerações gerais do capítulo

Nesse capítulo foi apresentado a referência teórica dos principais processos de operação para uma usina fotovoltaica. Em geral, a operação de uma UFV está focada no controle do inversor, onde no diagrama completo de controle apresentado na Figura 25, destacam-se : o controle de sincronismo com a rede (PLL); o controle de tensão do barramento CC ( $V_{DC}$ ); o controle do MPPT através do algoritmo Perturba e Observa (P&O) -  $V_{REF}$ ; o controle da corrente no inversor/filtragem ( $I_d/I_q$ ), e finalmente o controle do inversor através dos pulsos gerados pelo modulador PWM.

Todas essas etapas foram implantadas num modelo de simulação da central inversora de 3.125 kVA, onde os componentes e controladores foram dimensionados a partir dos dados e características da central inversora. O capítulo 3 apresenta a simulação desenvolvida através do software MATLAB/Simulink™.

### 3 ESTUDO DE CASO DE UMA CENTRAL INVERSORA

Para a elaboração do modelo de simulação foi utilizado o software MATLAB/Simulink, sendo utilizados os parâmetros e características do sistema resumidos nas Tabelas de 4 a 7, e a metodologia empregada na modelagem foi a definida no capítulo 2 – Referencial técnico.

O modelo completo da simulação é apresentado na Figura 22.

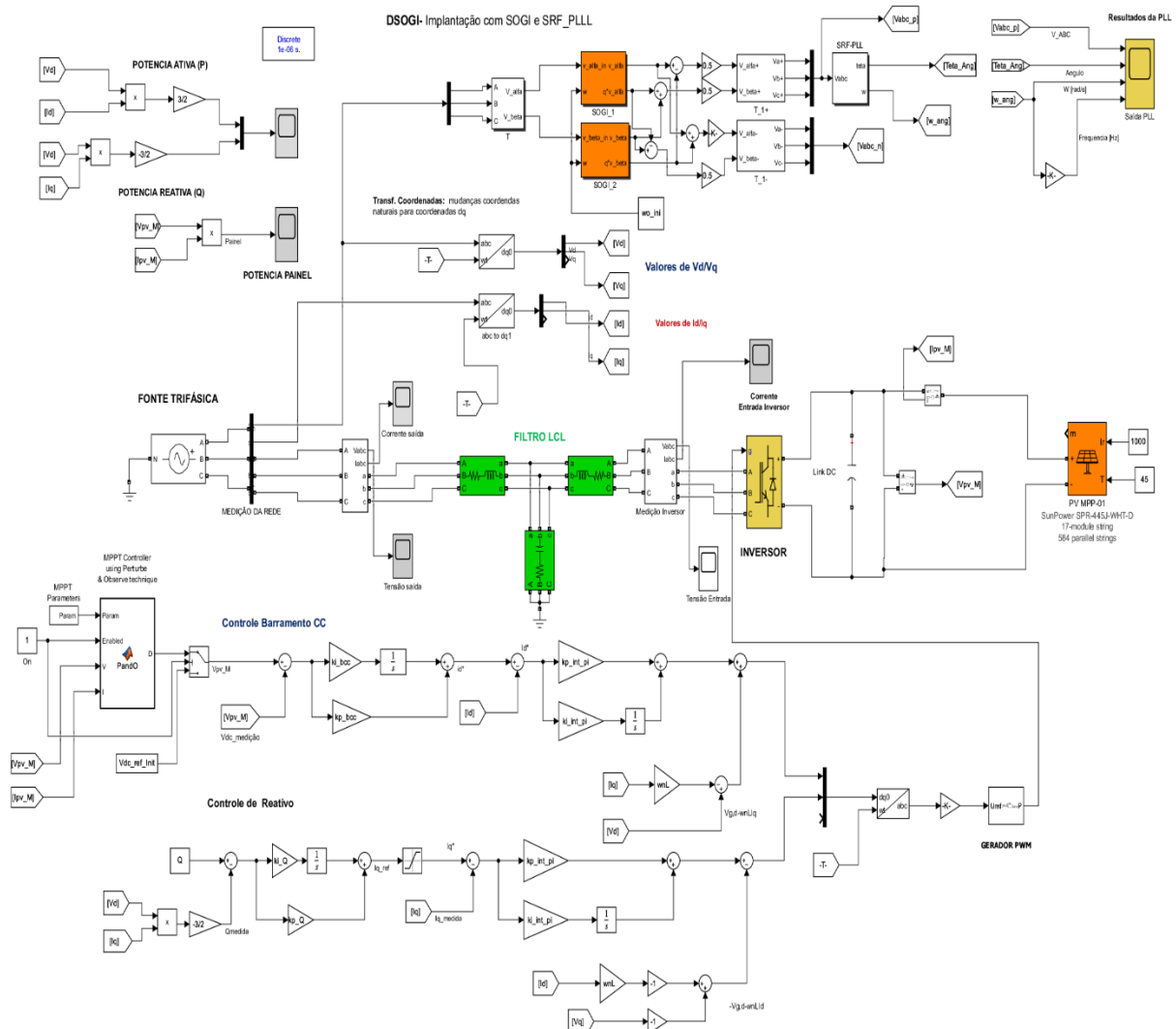


Figura 26 – Modelo completo da Simulação da Central Inversora de 3437 kW  
 (Fonte: Autoria própria)

As Tabelas 4 a 8 apresentam um resumo dos principais parâmetros e características utilizadas na modelagem da simulação.

Tabela 4 – Parâmetros do conjunto fotovoltaico (Fonte: Catálogo SunPower)

<b>Painel Fotovoltaico</b>		
<b>Descrição</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
Potência nominal dos módulos	445	W
Número de painéis em série	17	—
Número total de painéis em paralelo	548	—
Número de MPP independentes	2	
Tensão de circuito aberto (25°C) (máxima tensão dos painéis)	1500	V
Tensão de máxima potência (25°C)	1304	V
Corrente de curto-circuito (25°C)	3403	A
Corrente de máxima potência (25°C)	3178	A
Potência de operação todos os módulos (25°C)	4142	kWp
Número total de módulos	9316	

Tabela 5 – Características técnicas da central inversora e do barramento CC (Fonte: Catálogo SUNGROW, 2021)

<b>INVERSOR</b>		
<b>Descrição</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
Máxima tensão de entrada dos PV (painéis fotovoltaicos)	1500	V
Mínima tensão de entrada PV/ "startup" de entrada	875/915	V
Faixa de tensão de operação do MPP	875-1300	V
Número de entradas de MPP independentes	2	
Máxima corrente dos PV por entrada de MPP	1998	A
Máxima corrente de saída do inversor	3308	A
Potência de saída do inversor (50°C)	3125	kVA
Máxima tensão na saída do inversor	600±10%	V
Frequência de chaveamento	3000	Hz
Frequência da rede	60	Hz
Harmônico THD	< 3,0	%
Eficiência máxima do inversor	99,0	%
Tensão máxima do barramento CC	1195	V
Tensão mínima do barramento CC	1106	V
Valor da Capacitância do barramento CC	0,2622	F

Tabela 6 – Parâmetros do filtro LCL (Fonte: Autoria própria)

<b>FILTRO L-C-L</b>		
<b>Descrição</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
Tensão de operação	600	V
Potência do filtro	3437,0	kWp
Indutância do lado da rede ( $L_g$ )	$1,88 \times 10^{-5}$	H
Indutância do lado do inversor ( $L_f$ )	$1,75 \times 10^{-4}$	H
Capacitância shunt ( $C_f$ )	$6,33 \times 10^{-4}$	F

Tabela 6 - Parâmetros do filtro LCL (continuação)

<b>FILTRO L-C-L</b>		
<b>Descrição</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
Resistencia de amortecimento ( $R_d$ )	$5,46 \times 10^{-2}$	$\Omega$
Indutância do lado do transformador	$19,17 \times 10^{-6}$	H
Resistencia do lado do transformador	$7,33 \times 10^{-4}$	$\Omega$
Frequência da rede	60,0	Hz
Frequência de ressonância	1534,5	Hz
Frequência de chaveamento	3000,0	Hz
Ripple de corrente – entrada filtro	360,6	A
Ripple de corrente – saída do filtro	115,5	A

Tabela 7 – Parâmetros dos controladores – ganhos (Fonte: Autoria própria)

<b>Ganho dos Controladores</b>			
<b>Descrição</b>	<b>Ganho</b>	<b>Controle</b>	<b>Valor</b>
$k_{p,pll}$	proporcional	PLL	0,3628
$k_{i, pll}$	integral	PLL	32,2340
$k_{pd}$	proporcional	Malha interna corrente direta	0,3653
$k_{id}$	integral	Malha interna corrente direta	172,1456
$k_{pq}$	proporcional	Malha interna corrente quadratura	0,3653
$k_{iq}$	Integral	Malha interna corrente quadratura	172,1456
$k_{pQ}$	Proporcional	Controle de reativo	$1.512 \times 10^{-4}$
$k_{iQ}$	Integral	Controle de reativo	0,0285
$k_{pCC}$	Proporcional	Barramento CC	87,5162
$k_{iCC}$	Integral	Barramento CC	$1,4997 \times 10$

Tabela 8 – Parâmetros do transformador e da fonte trifásica (Fonte: Energy Choice,2020)

<b>Transformador e fonte trifásica</b>		
<b>Descrição</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
Relação de potência do transformador (50°C)	3125,0	kVA
Máxima potência do transformador (1,10 pu)	3437,0	kVA
Tensão – Lado de baixa tensão (BT)	600	V
Tensão – Lado de média tensão (MT)	34.500	V
Defasagem angular de tensão	Dyn11	
Tipo de refrigeração	ONAN	
Configuração da fonte de tensão	Estrela aterrada	
Frequência de operação	60	Hz
Tensão de operação	34500	V
Ângulo de defasagem	0	°
Número de fases	3	

### 3.1 Operação dos painéis fotovoltaicos

Conforme mostrado na equação (2) a corrente do painel fotovoltaico ( $I_{PV}$ ) é diretamente proporcional ao valor de irradiância na superfície do dispositivo, para um valor constante de variação de temperatura. Embora, a equação (1) demonstre a participação de outras parcelas na condição de geração; a corrente de saturação e a queda de tensão interna, todas irão influenciar no resultado.

Para avaliação da operação dos painéis fotovoltaicos foram realizadas duas simulações: a primeira considerando um valor de temperatura do módulo constante e uma variação de irradiância e a segunda com um valor de irradiância constante e uma variação de temperatura (positiva e negativa).. Em ambos os casos foram avaliados os valores correntes fornecido pelos painéis e a tensão no barramento CC. Essa última para avaliação da influência desses fatores na tensão de barramento. Para essa análise a temperatura do módulo foi definida como sendo igual a temperatura ambiente.

1ª Análise: Para essa simulação o valor de temperatura ambiente constante foi definido em 45°C e os valores de irradiância conforme sequência da Tabela 9.

Tabela 9 – Sequência variação da irradiância [W/m<sup>2</sup>] – temperatura do modulo constante (Fonte: Autoria própria)

Tempo Inicial [s]	Tempo Final [s]	Irradiância [W/m <sup>2</sup> ]	Temperatura Ambiente. [°C]	ΔT [°C]	Comentário
0,0	1,0	1000	45	+20	condição inicial
1.0	1,5	600	45	+20	decréscimo
1,5	2,0	300	45	+20	valor mínimo
2.0	3,0	750	45	+20	ascendente

$$\Delta T = T_{ambiente} - 25^{\circ}\text{C}$$

O gráfico da Figura 27 mostra os valores de corrente dos painéis para diversos níveis de irradiância no período descrito na Tabela 9. A variação das correntes acompanha a variação da irradiância, com os maiores valores de corrente se realizando quando do maior nível de irradiância, bem como os menores valores para os níveis mais baixos de irradiância.

Para os valores de tensão no barramento CC, o comportamento dinâmico é diferenciado, mas ainda influenciado pela variação da irradiância e pelo valor de temperatura constante. Para cada nível de transição de irradiância ocorre um

aumento ou redução da tensão na mesma proporção da variação da irradiância (+ aumento ou – decréscimo). Essa condição é mostrada na Figura 28, em especial quando da variação de irradiância entre os níveis de 600 W/m<sup>2</sup>, 300 W/m<sup>2</sup> e 750 W/m<sup>2</sup>. Portanto, os valores de tensão são influenciados pelo nível de irradiância presente, para uma condição de temperatura constante.

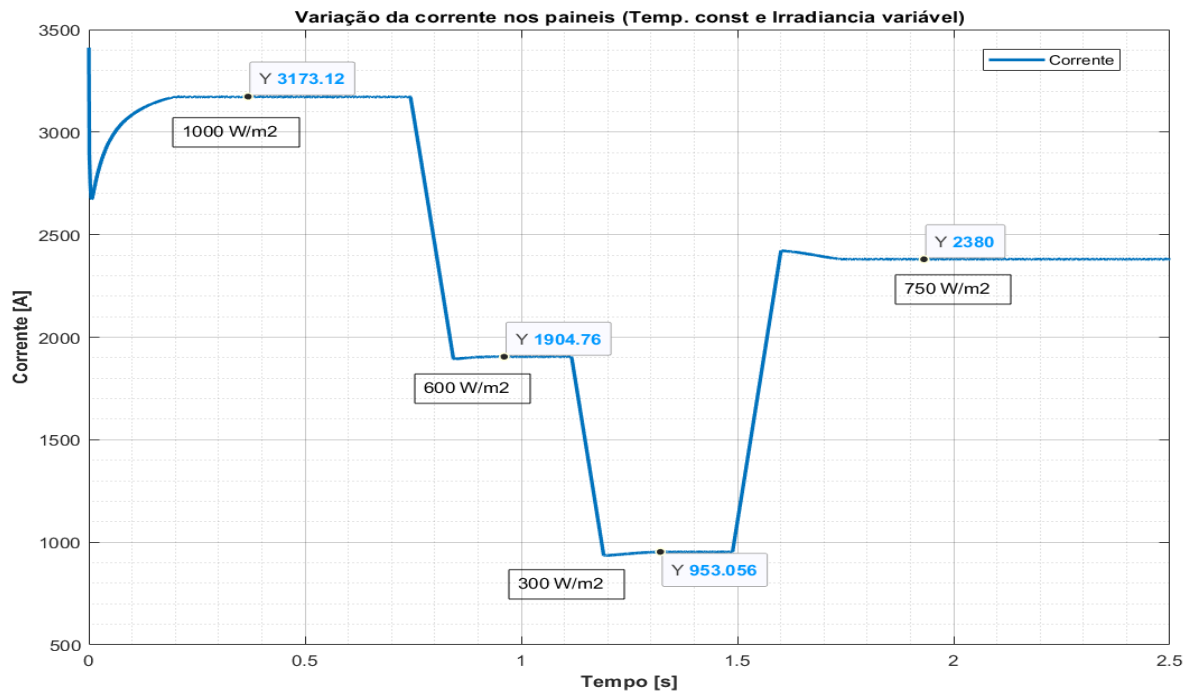


Figura 27 – Variação da corrente ( $I_{pv}$ ) × Irradiância (Fonte: Autoria própria)

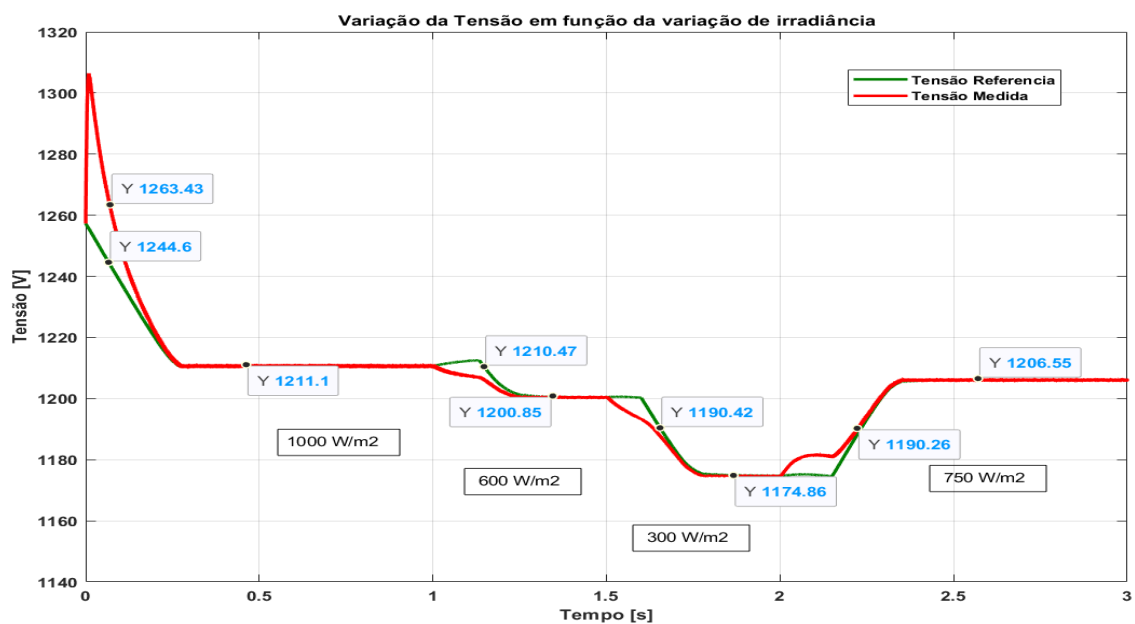


Figura 28 - Variação da tensão em função da variação da irradiância (Fonte: Autoria própria)

**Especialização em Fontes Renováveis : Geração, Operação e Integração**

2ª Análise : Essa análise considera o valor de irradiância constante e os valores de temperatura variando conforme descrito na Tabela 10. A ideia é verificar o comportamento das variáveis corrente de painel e tensão de barramento, sob o efeito de uma variação positiva e negativa da temperatura. Sendo,  $\Delta T = T_{\text{AMBIENTE}} - 25^{\circ}\text{C}$ .

Tabela 10 – Sequência de variação da temperatura [ $^{\circ}\text{C}$ ] – Irradiância constante  
(Fonte: Autoria própria)

Tempo Inicial [s]	Tempo Final [s]	Irradiância [ $\text{W}/\text{m}^2$ ]	Temperatura amb. [ $^{\circ}\text{C}$ ]	$\Delta T$ [ $^{\circ}\text{C}$ ]	Comentário
0,0	0,5	800	35	10	inicial (+)
0,5	1,0	800	45	20	positivo (+)
1,0	1,5	800	20	-5	valor mínimo (-)
1,5	2,0	800	25	0	nulo (+)
2,0	2,5	800	15	-10	negativo (-)
2,5	3,0	800	55	30	positivo (+)

O gráfico da Figura 29 apresenta o comportamento da corrente dos painéis considerando a temperatura variando positivamente ou negativamente. A partir da análise do gráfico podemos concluir: uma variação negativa da temperatura provoca a redução da corrente em rampa até a estabilização da corrente; uma variação nula sinaliza um valor de corrente constante e finalmente uma variação positiva da corrente provoca uma elevação dos valores de corrente. Contudo, ocorreu um transitório de corrente atribuído a uma elevada variação negativa da temperatura. Uma hipótese para esse comportamento pode ser atribuído a característica não linear dos painéis e a condição de saturação dos diodos.

A Figura 30 mostra que o comportamento da tensão é fortemente influenciado pela variação da temperatura. Assim, uma variação positiva ( $\Delta T > 0$ ) essa provoca uma redução da tensão do barramento; uma variação negativa ( $\Delta T < 0$ ) essa provoca uma elevação da tensão, e finalmente uma variação nula ( $\Delta T = 0$ ) não provoca variação no valor da tensão.

Comparando os resultados verifica-se que o efeito da variação da temperatura sob a tensão é o oposto da condição de corrente para a mesma variação, ou seja, uma variação negativa de temperatura provoca uma redução da corrente e para a tensão uma elevação.

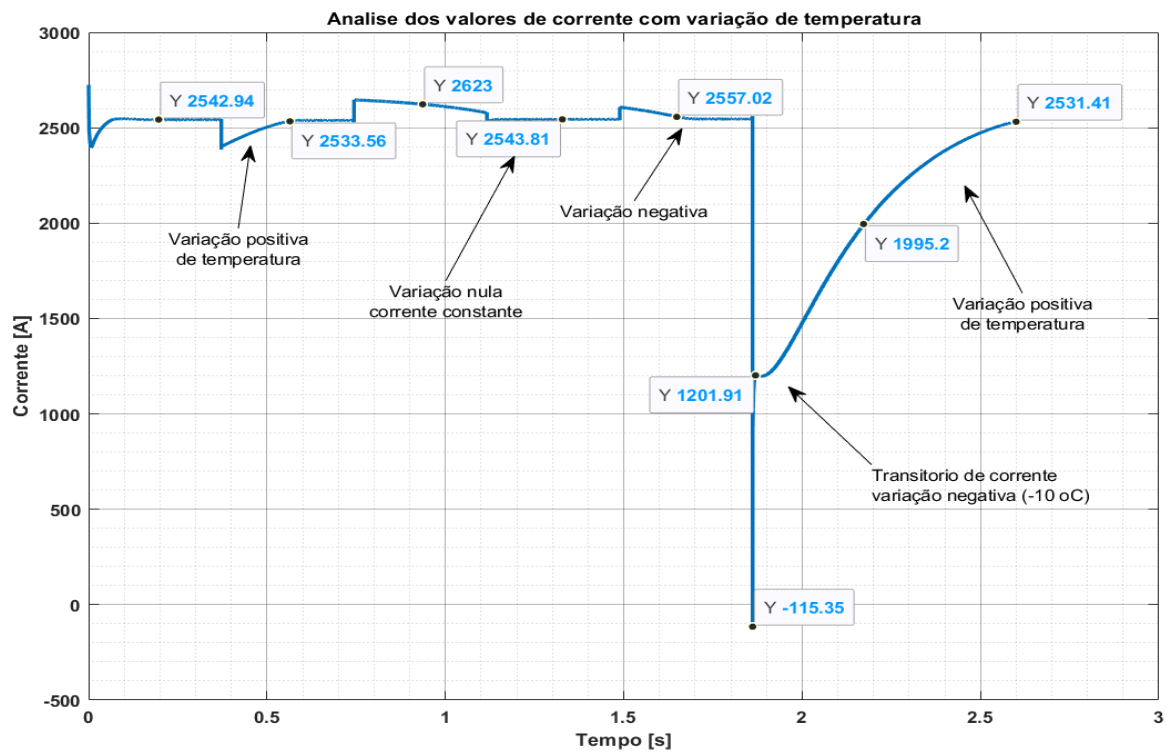


Figura 29 – Valores de corrente para variação da temperatura x irradiância constante (Fonte: Autoria própria)

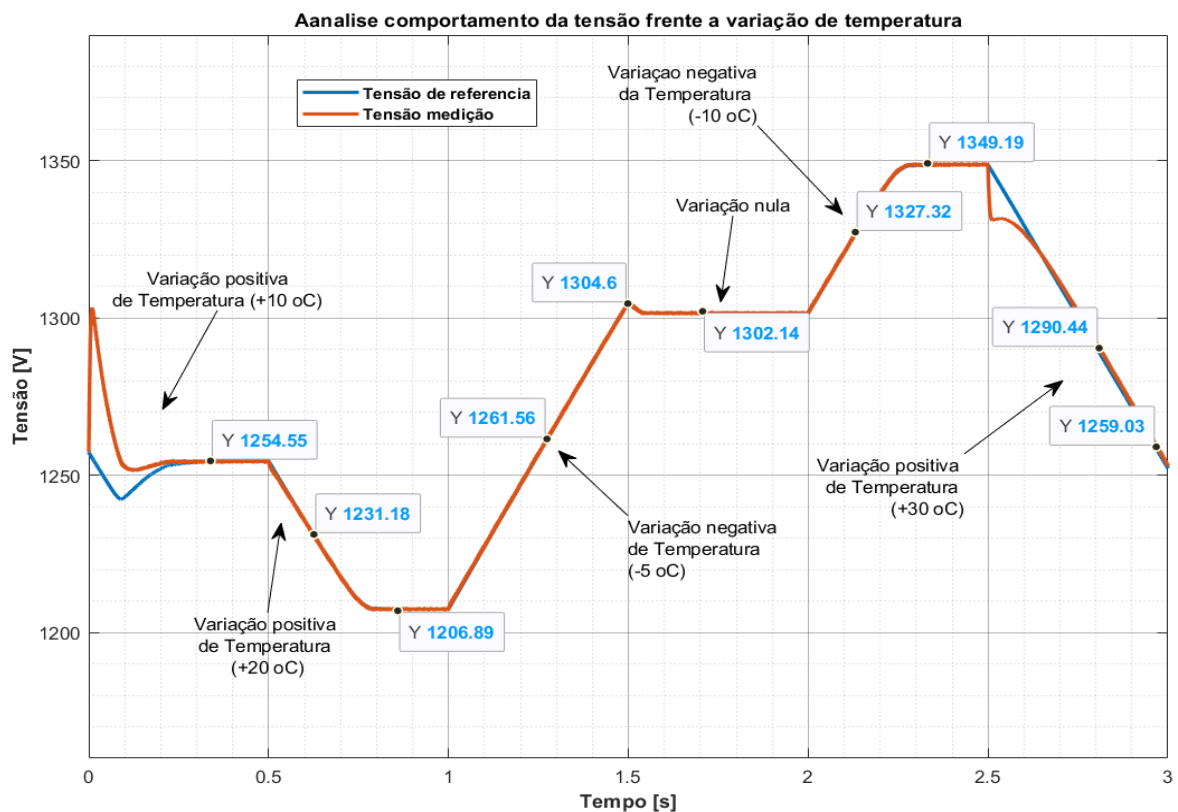


Figura 30 – Variação da tensão em função da variação da temperatura (Fonte: Autoria própria)

Conjugando os valores de corrente e tensão no gráfico de potência tem-se um comportamento da variação da temperatura semelhante ao da corrente, conforme apresentado no gráfico da Figura 31.

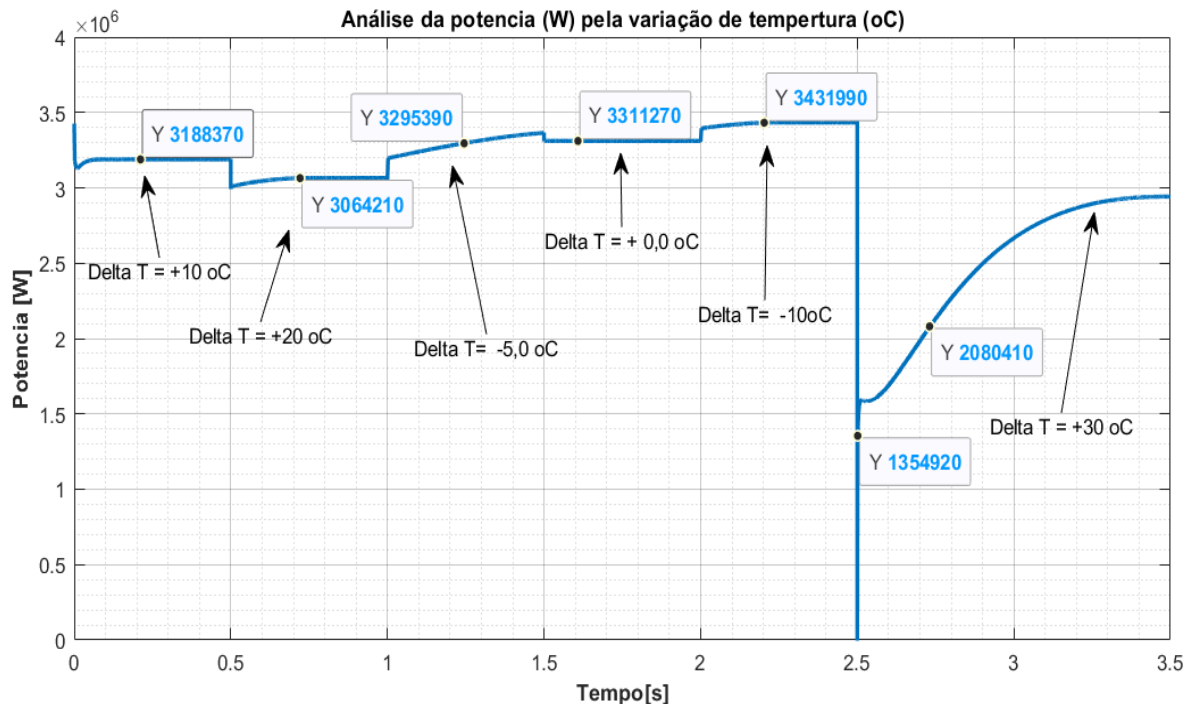


Figura 31 – Análise da potência gerada pelos painéis para uma variação de temperatura com irradiância constante (Fonte: Autoria própria)

### 3.2 Operação do sistema de sincronismo com a rede - PLL

Três são os objetivos básicos de controle num conversor fotovoltaico:

- controlar a tensão do barramento CC do inversor, garantindo a correta operação do modulador e seguimento da máxima potência;
- controlar as correntes no inversor, garantindo sua operação dentro dos limites definidos pelo fabricante;
- realizar o controle de potência reativa injetada na rede elétrica, possibilitando o controle do fator de potência.

Todos esses objetivos acima citados dependem da operação de sincronismo do sistema com a rede elétrica cuja função é realizada pela PLL (baseada no sistema de referência síncrona). Essa técnica considera a condição de “zerar” a componente de quadratura de tensão da rede por meio de um controlador que ajusta o valor de ângulo  $\rho_0(t)$ . Com a PLL ajustada a componente de eixo de quadratura de tensão a rede  $v_{gq} = 0$ , de forma que a tensão somente terá componentes em eixo direto. Para

a comprovação do funcionamento da PLL são apresentados os principais parâmetros, resultantes da aplicação da PLL: dinâmica de variação do ângulo, e os valores de tensão  $v_{gd}$  e  $v_{gq}$  da rede (direta e quadratura). Os resultados são apresentados nas Figuras 32 e 33, respectivamente.

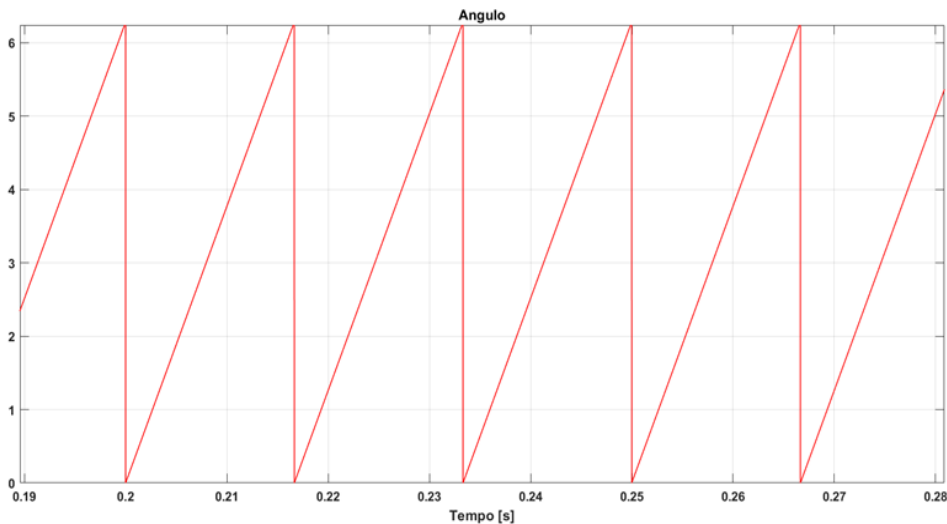


Figura 32 – Dinâmica de variação do ângulo – PLL (Fonte: Autoria própria)

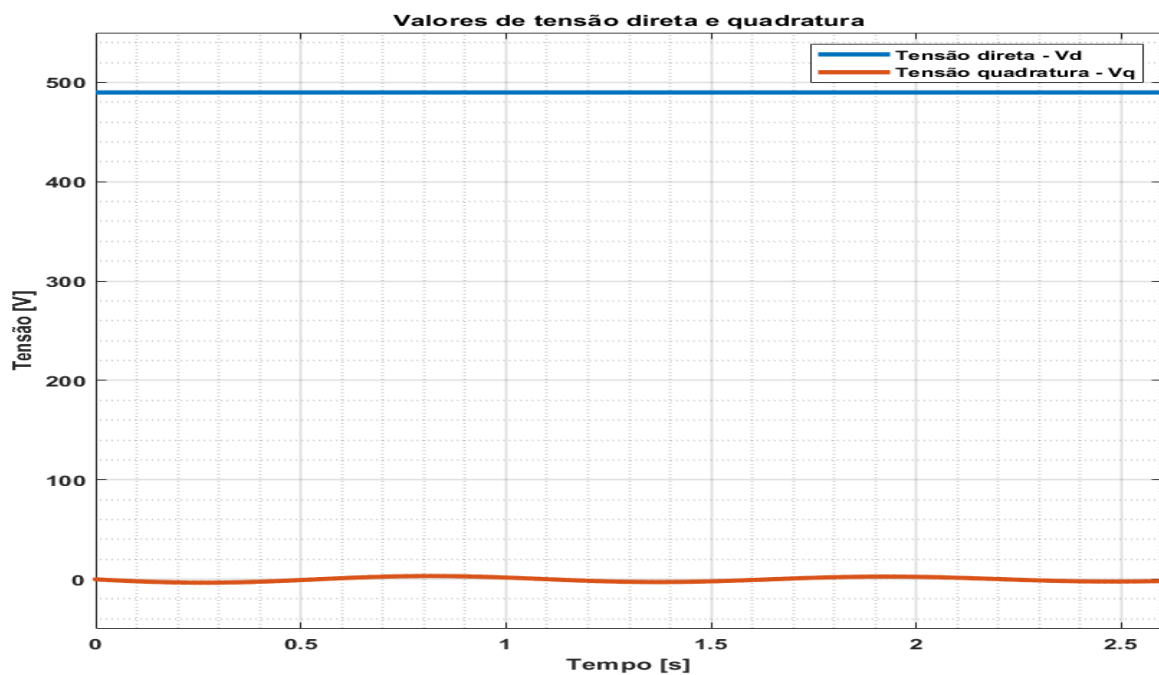


Figura 33 – Valores de tensão direta e de quadratura (Fonte: Autoria própria)

### 3.3 Controle de tensão no barramento CC

O controle dinâmico de tensão no barramento CC é influenciado por três parâmetros: i) pela corrente gerada pelos painéis fotovoltaicos ( $i_{pv}$ ); ii) pela corrente drenada pelo conversor ( $i_c$ ); iii) pelas oscilações de tensão no barramento CC.

Para esse estudo de caso, o controle do barramento CC está baseado no controle da tensão, ou seja, o foco é expresso no fluxo de potência (energia) entre potência ativa gerada nos painéis –  $P_{pv}$  e na potência drenada pelo conversor –  $P_c$ . O controle do barramento CC é apresentado através dos valores tensão de referência  $V_{DC}$  e de medição  $V_{DC}$  (Figura 34), sendo que o valor de  $V_{DC}$  de referência é constantemente atualizado pelo MPPT, otimizando o valor de máxima potência extraída dos painéis fotovoltaicos. O gráfico demonstra que os valores de tensão de referência  $V_{DC}$  e de medição  $V_{DC}$  apresentam um comportamento dinâmico típico de um controle realimentado, quando a variável a variável de saída do processo dinâmico segue a variável de referência com precisão, independente da trajetória da variável de referência, perturbações ou mesmo de qualquer alteração dinâmica do processo

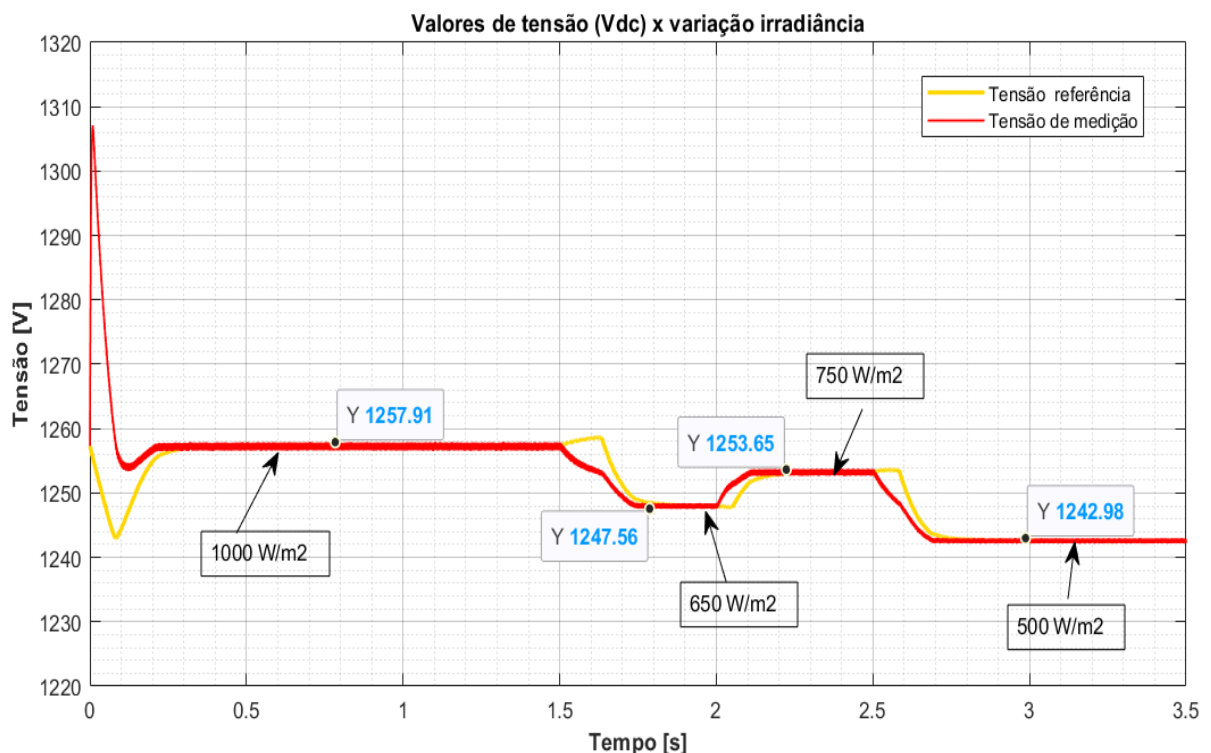


Figura 34 – Valores de tensão de  $V_{DC}$ -referência e  $V_{DC}$ -medição (Fonte: Autoria própria)

O gráfico da Figura 34 apresenta o comportamento da tensão  $V_{DC}$ , frente a variação da irradiância. Para um aumento/redução da irradiância ocorre o

correspondente aumento/redução da tensão do barramento CC, comprovando a relação da tensão com a variação da corrente dos painéis. Como demonstrado anteriormente a corrente dos painéis depende diretamente da irradiância. Portanto, a tensão do barramento CC “acompanha” a variação da corrente dos painéis, isto é previsível pois a potência entregue pelos painéis é a mesma “drenada” pelo inversor.

### 3.4 Filtro LCL - operação

A tensão sintetizada pelo inversor apresenta uma componente fundamental adicionada da ordem da frequência de chaveamento e de seus múltiplos. O controle de corrente do conversor tem por objetivo o controle da componente fundamental. Cabe aos indutores a atenuação dos harmônicos de forma a sintetizar na saída do filtro LCL a forma de onda de corrente mais próxima da fundamental possível.

O capacitor do filtro LCL é definido de forma que na frequência fundamental ele represente uma alta impedância e para as componentes harmônicas ele se comporte como uma impedância muito baixa. O dimensionamento do filtro LCL é aquele descrito na Tabela 6, onde são apresentados os principais componentes do filtro e os parâmetros de avaliação (ripple de corrente de entrada e saída).

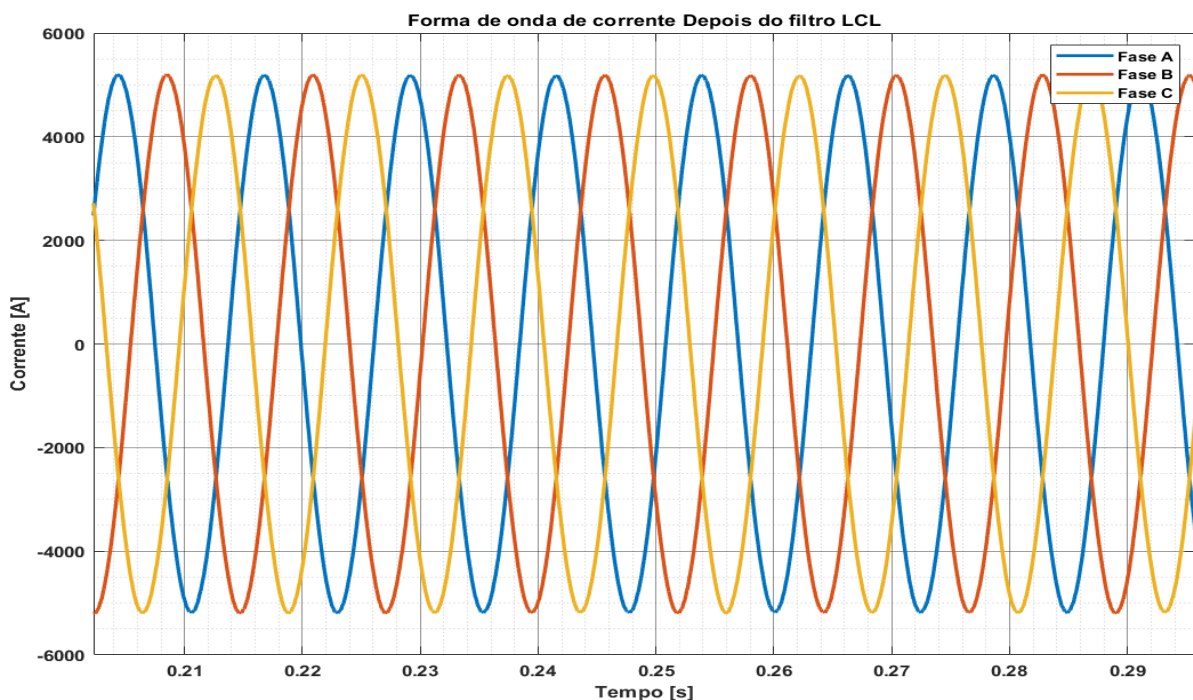


Figura 35 – Forma de onda de corrente após o filtro LCL (Fonte: Autoria própria)

Os valores de ripple de corrente de entrada e saída do filtro, foram definidos pelo projeto do filtro como sendo 360 A e 115 A, respectivamente. Contudo, esses valores são uma referência, podendo variar de acordo o nível de corrente fluindo. A forma de onda de corrente após o filtro está apresentada na Figura 35, onde o THDig calculado para o filtro foi de 0,26% considerando a frequência de chaveamento de 3000 Hz e para uma potência de 3,125 MVA.

### 3.5 Correntes direta e de quadratura - operação

A operação do inversor é influenciada pela malha de corrente, em geral caracterizada por uma operação mais rápida para efetuar o controle das correntes de eixo direto e de quadratura. Já a malha de tensão, com característica mais lenta, tem por finalidade o controle da tensão do barramento CC e a potência reativa injetada na rede elétrica.

O comportamento da operação da malha de corrente pode ser representado pelos valores de corrente direta de medição e de referência, uma vez que o ajuste dos controladores complementa a condição de malha fechada. A Figura 36 apresenta o comportamento das correntes direta de referência e de medição, onde é evidenciado o comportamento dinâmico entre as variáveis de controle. Para demonstração da variação da componente direta da corrente a simulação considerou os valores de irradiância e temperatura da Tabela 9.

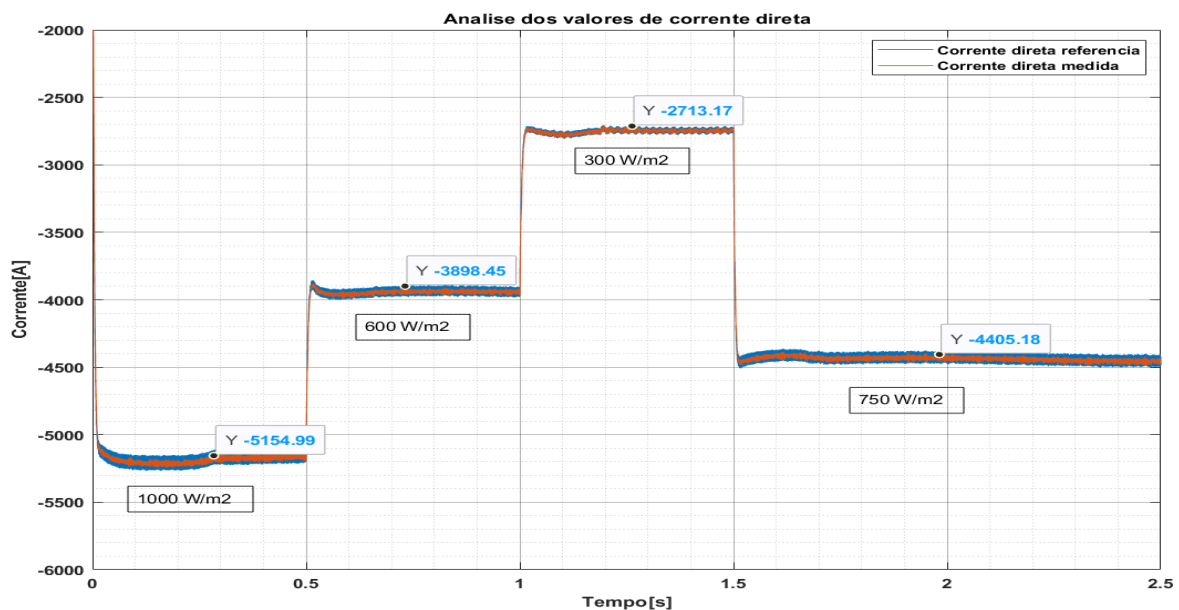


Figura 36 – Comportamento das variáveis de controle  $I_d$  REFERÊNCIA e  $I_d$  MEDIÇÃO  
(Fonte: Autoria própria)

Da mesma forma dos valores de corrente de eixo direto o comportamento da corrente de eixo de quadratura pode ser demonstrado a partir dos valores de referência e de medição. Contudo, como os valores de corrente de quadratura estão relacionados com a condição de reativo mantido nulo, enquanto não houver demanda por potência reativa. Essa condição será mais explorada no próximo item. A Figura 37 apresenta o comportamento dos valores de correntes de quadratura.

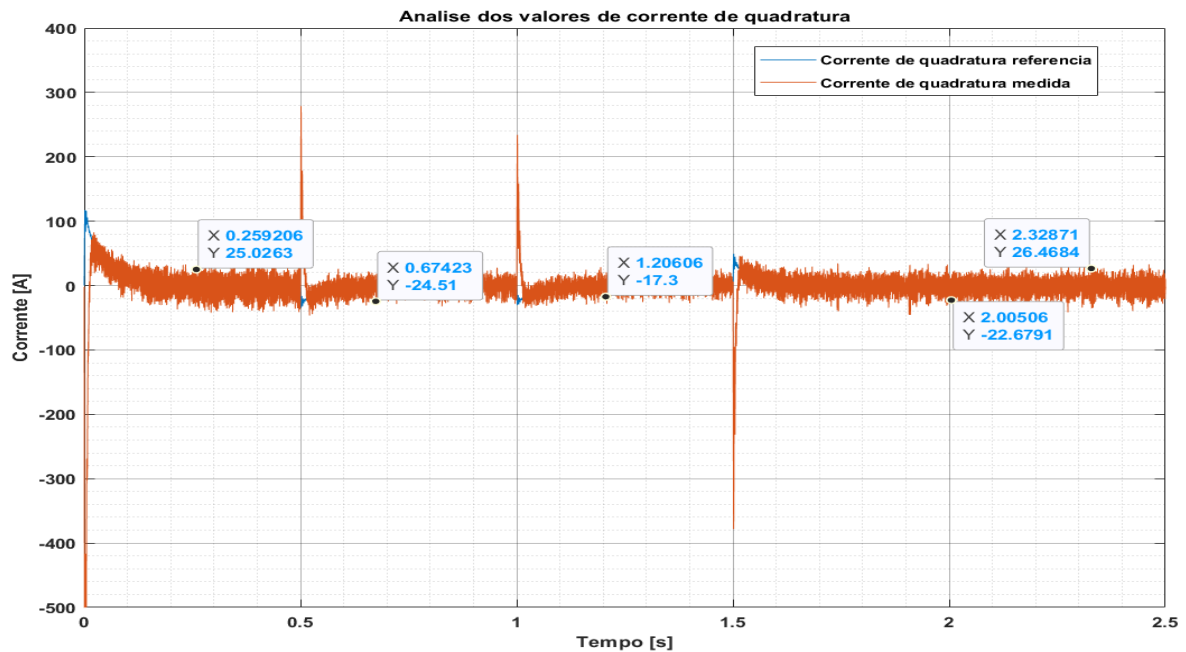


Figura 37 – Comportamento das variáveis de controle  $i_{q \text{ REFERENCIA}}$  e  $i_{q \text{ MEDIÇÃO}}$   
 (Fonte: Autoria própria)

### 3.6 Controle de reativo - operação

No Brasil, os inversores devem atender a NBR-16149, onde são estabelecidas algumas estratégias de controle para injetar a energia produzida pelo sistema fotovoltaico na rede. A realização do controle de reativo (Var) a partir de inversores ocorre devido a sua capacidade de absorver/injetar a potência reativa de forma distribuída, podendo fazer o controle de reativo, compensar o aumento da tensão nas redes de distribuição. Além disso, para um controle adequado de tensão, o inversor pode absorver ou injetar potência reativa (EICHKOFF, 2018).

Para a curva de Figura 38 o sistema fotovoltaico pode operar tanto com fator de potência indutivo ou capacitivo e a injeção/demanda de reativos ocorre quando a potência ativa alcançar 20% da potência nominal. Os valores correspondentes à  $+Q_{MAX}$  e  $-Q_{MIN}$ , representam a faixa de 43,58% da potência nominal, considerando

o fator de potência limitado a 0,90, valor limitado pela NBR-1614 (EICHKOFF, 2018). A característica de operação da Figura 38 pode ser demonstrada pela equação (51), apresentada a seguir:

$$Q_{MAX} = \text{sen}(\cos^{-1}(\text{Fat. Pot}_{LIM})) = \text{sen}(\cos^{-1}(0,90)) = 0,4358 \text{ pu} = 43,58\% \quad (51)$$

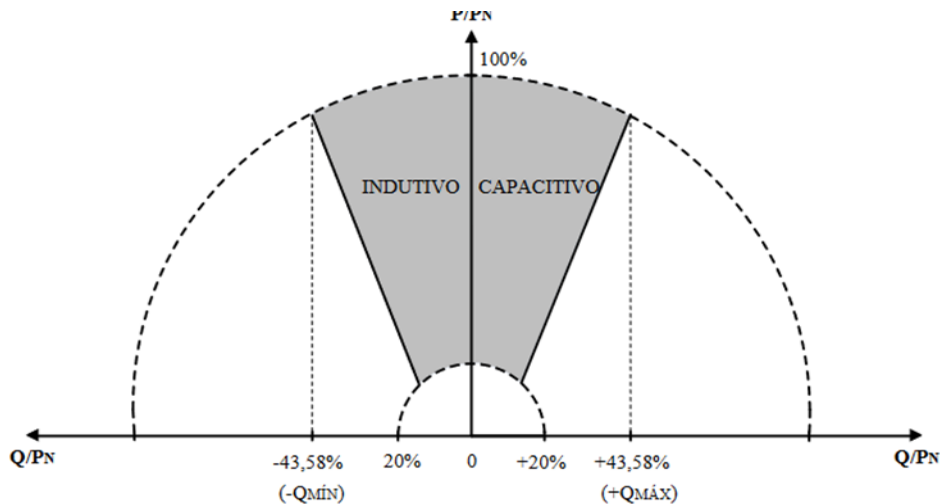


Figura 38 – Limites operacionais de injeção de demanda de potência reativa inversor (Fonte: EICHKOFF, 2018 -adaptação da NBR-16149)

A NBR 16149 enfatiza que o tipo e os ajustes do controle de FP (fator de potência) e injeção/demanda de potência reativa devem ser determinados pelas condições da rede e definidos individualmente pelo operador da rede e fornecidos juntos com a permissão de acesso. Contudo, os limites máximos propostos por (EICHKOFF, 2018) e pela NBR-16149 são considerados muitos elevados, impactando no processo de geração de potência ativa, em especial em grandes centrais inversoras.

Nessa seção serão apresentados os modos de operação do inversor como fonte de potência reativa. O inversor possui a capacidade de absorver (+) ou fornecer (-) reativo ao sistema da rede. Segundo, (EICHKOFF, 2018) a injeção/demanda de reativos ocorre quando a potência ativa alcançar 20% da potência nominal. Dessa forma o inversor pode trabalhar no modo capacitivo (+Q) ou indutivo (-Q) realizando troca de reativo com o sistema da rede, por controlado dessa forma o fator de potência. O controle do fator de potência é uma das funções possíveis de ser implementada num conversor, contudo essa condição não será abordada nesse trabalho.

Para a demonstração do controle de reativo foi considerado o inversor absorvendo potência reativa da rede (+Q), sendo definido um patamar inicial de 10% da potência do inversor (+312,5 kVAr), e uma variação de irradiância incluída na simulação. Os resultados são apresentados através da Tabela 11 e dos gráficos das Figuras 39 e 40.

Tabela 11 – Análise comportamento do inversor absorvendo +Q (+3,125kVAr)

Período (s)	Irradiância (W/m <sup>2</sup> )	P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)	Comentário
0,5	550	2636	11,93	2643	Condição inicial
1,0	800	2620	12,20	2620	Ponto mudança irradiância
1,25	800	3199	19,54	3199	Irradiância constante
1,50	800	3177	51,24	3177	Início reativo +Q
2,0	800	3382	327,1	3382	Condição final

A Tabela 11 e o gráfico da Figura 39 mostram o comportamento do inversor absorvendo reativo +312,50 kVAr. Percebe-se o aumento da potência ativa em duas situações: i) durante o incremento da irradiância; ii) quando da absorção da potência reativa da rede. O valor de potência ativa variou entre 0,838 pu e 1,082 pu do valor nominal do inversor. Existe um valor residual de reativo presente no processo, o que pode explicar o valor de reativo ligeiramente superior ao valor proposto (312,5 kVAr).

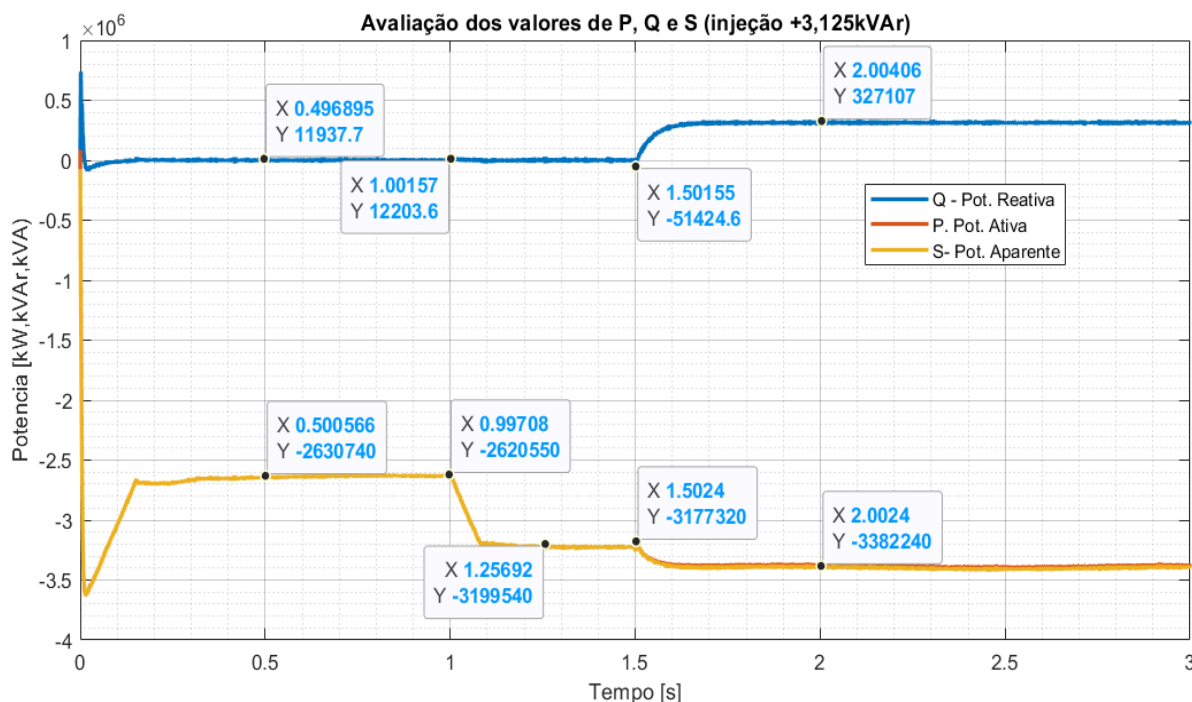


Figura 39 – Condição de simulação com o inversor absorvendo potência reativa da rede (Fonte: Autoria própria)

A figura 40 apresenta os valores de corrente reativa absorvida pelo inversor. Durante o período que antecede a operação do inversor absorvendo reativo, tem-se um valor de corrente reativa residual variando entre 2,5-7,5 A. Porém, após este período a corrente reativa varia de 17 A a 419 A, com o valor final oscilando entre 419-429 A.

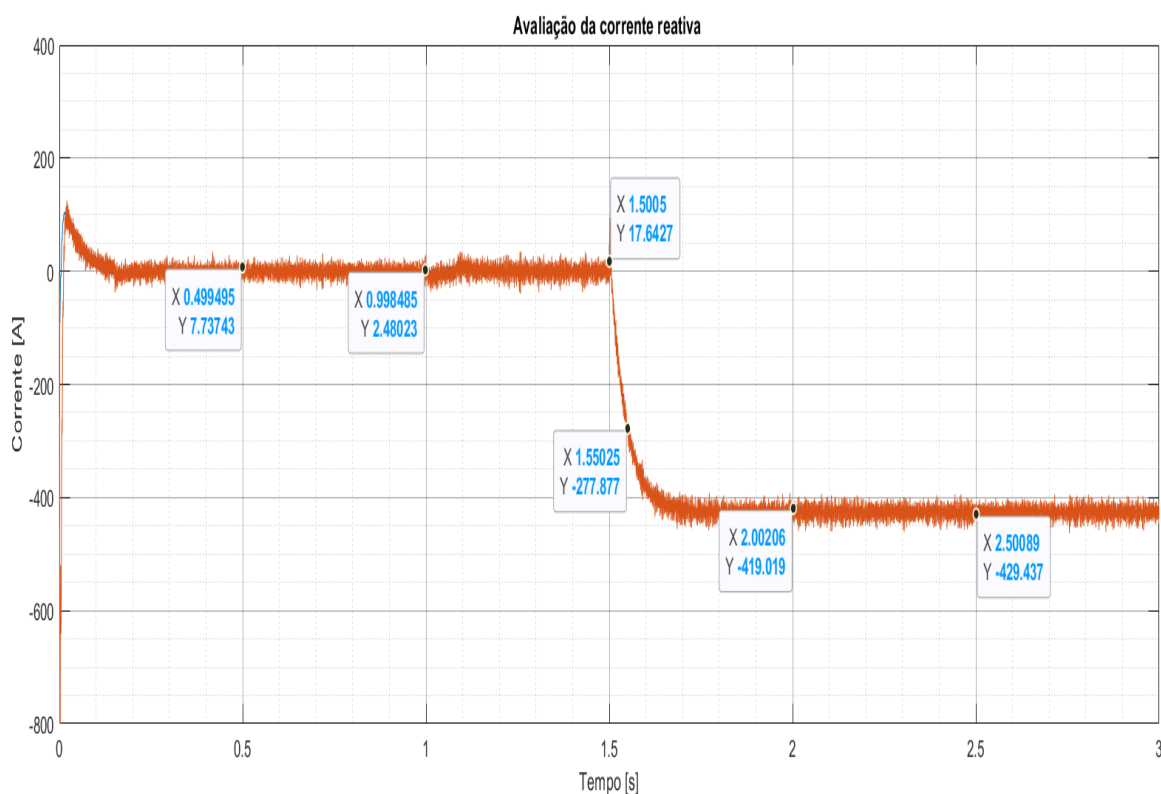


Figura 40 – Valor de corrente reativa absorvida pelo inversor (Fonte: Autoria própria)

A segunda simulação apresenta a condição com o inversor injetando reativo na rede (-Q), sendo considerado o mesmo patamar de reativo -312,5 kVAr. Da mesma forma da simulação anterior os resultados são apresentados na Tabela 12 e nas Figuras 41 e 42.

Tabela 12 – Análise comportamento do inversor injetando -Q (-3,125kVAr)

Período (s)	Irradiância (W/m <sup>2</sup> )	P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)	Comentário
0,5	550	2633	11,68	2633	Condição inicial
1,0	800	2617	19,98	2617	Ponto mudança irradiância
1,25	800	3199	19,54	3199	Irradiância constante
1,50	800	3237	25,03	3242	Início do reativo -Q
2,0	800	2993	-301,9	2999	Condição final

A Tabela 12 mostra a condição de operação do inversor injetando potência reativa na rede. Dois são os momentos a serem destacados : i) quando do aumento da irradiância provocando um aumento da potência ativa entregue para a rede; ii) quando da injeção de potência reativa na rede, momento este que ocorre uma redução da potência ativa entregue a rede.

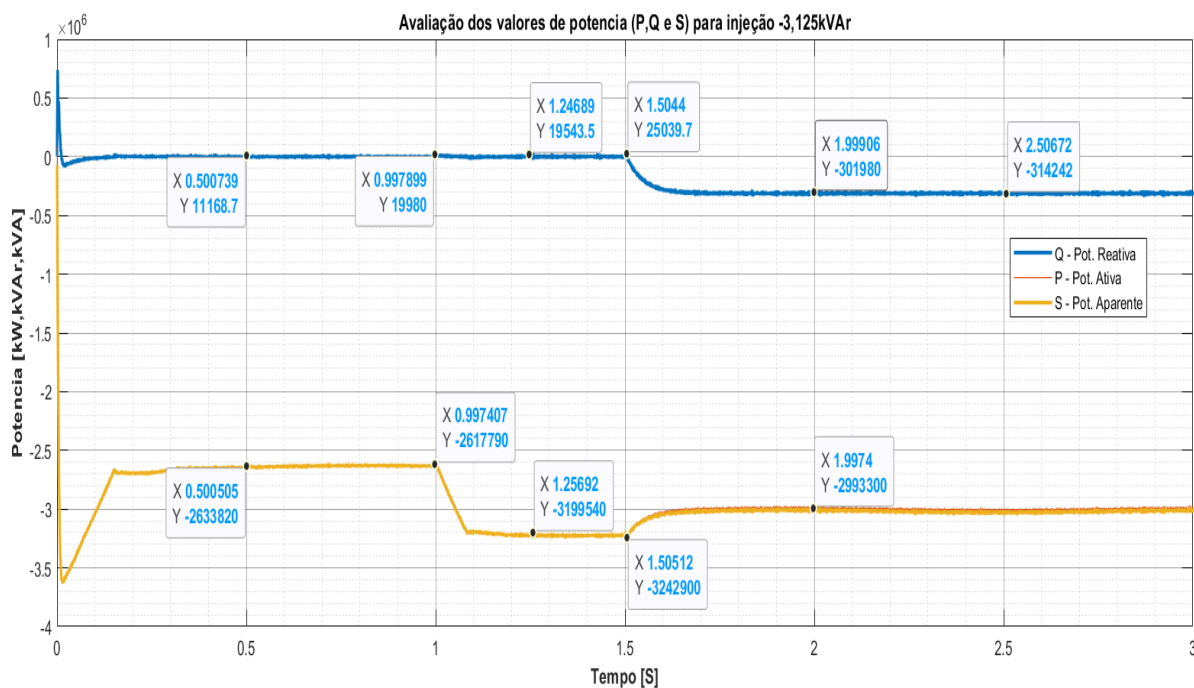


Figura 41 – Condição de simulação com injeção de potência reativa na rede (Fonte: Autoria própria)

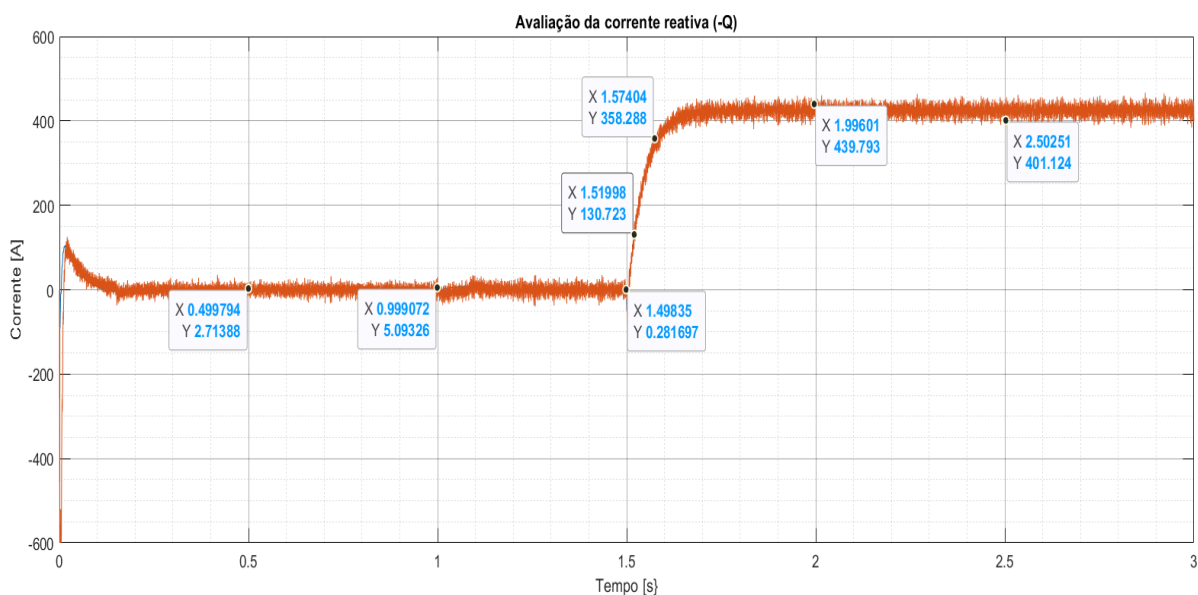


Figura 42 – Valor de corrente reativa injetada pelo inversor (Fonte: Autoria própria)

O gráfico da Figura 42 mostra os valores de corrente reativa durante o processo de injeção de potência reativa na rede. Da mesma forma da simulação anterior existe uma corrente reativa residual, porém variando entre 2,0 A e 5,0 A. Durante a injeção da potência reativa corrente fornecida pelo inversor varia entre 130,72 A e 439,79 A com o valor final oscilando entre 401-439 A.

Ambas as simulações demonstram a capacidade do inversor em absorver e injetar reativo. A injeção de potência reativa reduz a quantidade de potência ativa fornecida para o sistema. No caso de absorção de potência reativa da rede favorece o aumento da potência ativa fornecida ao sistema. Contudo, essa é uma condição de operação da usina normalmente controlada por algoritmos mais complexos, associados a outros pontos de medição e de controle.

### 3.7 Operação do MPPT – algoritmo perturba e observa (P&O)

O algoritmo perturba e observa tem por objetivo encontrar o ponto de máxima potência (MPP) otimizando o rendimento dos painéis solares, fazendo com que o sistema trabalhe no ponto ótimo. O método introduz pequenas perturbações no sistema observando o comportamento da potência gerada. Essas perturbações são realizadas através da alteração da tensão de saída. Essas alterações modifica o ponto de operação até que seja possível encontrar o ponto de máxima potência, permitindo assim a otimização da produção de energia pelo conversor.

Para demonstrar o funcionamento do MPPT foram levantados os valores teóricos de máxima potência do painel, considerando alguns valores de irradiância e temperatura e comparados com os valores determinados na simulação. Os resultados são apresentados na Tabela 13.

Tabela 13 – Valores comparativos de potência teórico x simulado – atuação do MPPT (Fonte: Autoria própria)

Irradiância [W/m <sup>2</sup> ]	Temp. [°C]	Potência para um modulo [W]	Valor Teórico [kW]	Valor simulado [kW]	Diferença [%]
1000	25	443,1	4127	4144	-0,38
750	25	332,1	3093	3102	-0,26
600	25	265,1	2469	2473	-0,13
300	25	130,4	1214	1215	-0,08
1000	45	411,1	3829	3840	-0,39

Irradiância [W/m <sup>2</sup> ]	Temp. [°C]	Potência para um modulo [W]	Valor Teórico [kW]	Valor simulado [kW]	Diferença [%]
1000	35	426,6	3974	3992	-0,45
1000	25	443,1	4217	4144	-0,38
1000	20	448,1	4174	4220	-1,10

A Tabela 13 mostra a atuação do MPPT na busca dos valores do ponto de máxima potência (MPP), para ambas as condições avaliadas, temperatura constante e irradiância constante, os valores de variação foram inferiores a 1,5% indicando bons resultados no processo de atuação do MPPT. Segundo (VILLAVA, 05-2009) os valores de potência máxima calculada ( $P_{MAX,m}$ ) e a máxima experimental (valor de  $P_{MAX,e}$  do *datasheet*) somente são obtidos com o ajuste do par de valores de resistência série ( $R_s$ ) e da resistência paralela ( $R_p$ ) dos painéis fotovoltaicos, garantindo que os valores sejam iguais no ponto de máxima potência. Para tal, (VILLAVA, 05-2009) propõe um método de cálculo desses valores, onde permite conhecer os reais valores de resistência ( $R_s$  e  $R_p$ ). Portanto, a diferença pode ser explicada pela variabilidade de ajuste, uma vez que o valor teórico é obtido a partir de um painel e o valor simulado constitui um conjunto de painéis em configuração serie/paralelo (9316 painéis).

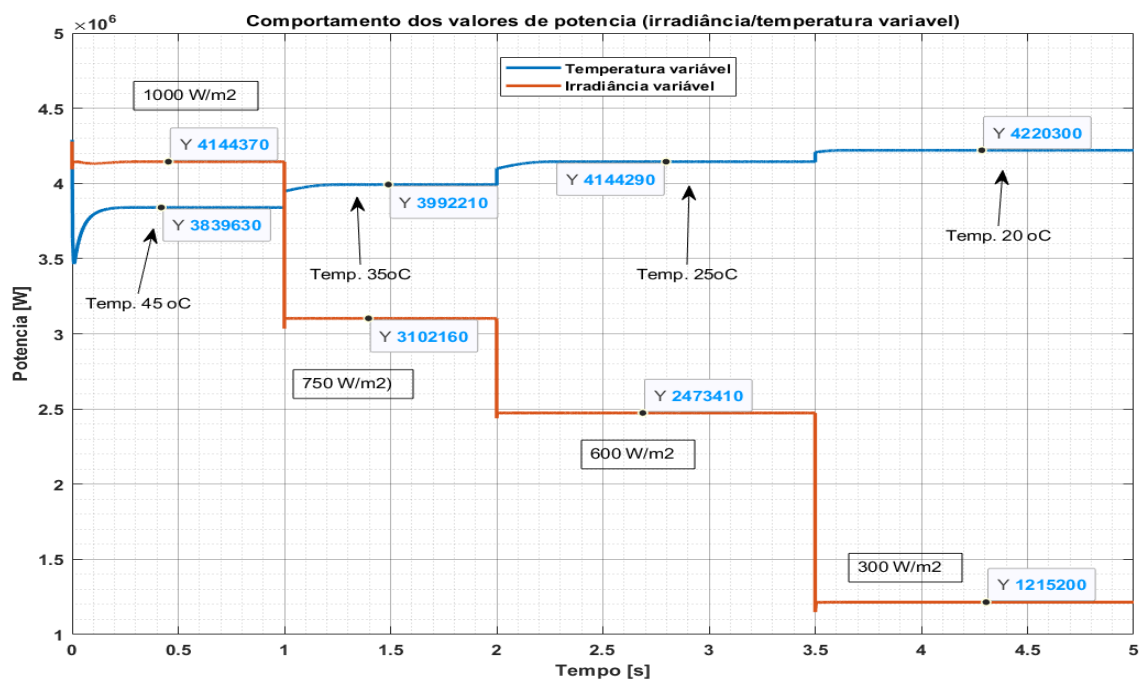


Figura 43 – Comparativo de potência gerada – atuação do MPPT (Fonte: Autoria própria)

Análise da Figura 43, permite algumas considerações: para um valor constante de temperatura o nível de geração depende diretamente do grau de irradiância presente, sendo a variação dependente dessa variável, ou seja, o aumento/redução da irradiância provoca o aumento/redução da geração.

Para a condição de irradiância constante o efeito de elevação da temperatura provoca uma redução do nível de geração. Essa condição não ocorre de forma instantânea, existe um período de acomodação decorrente da variação da temperatura, “degrau de variação” entre os pontos de transição. Período este, quando o algoritmo do MPPT tem o seu “ajuste” para outro patamar de potência.

Portanto, dependendo das variáveis envolvidas; irradiância ou temperatura constante, o comportamento de geração da unidade fotovoltaica se dará de forma distinta, conforme mostrado na Figura 43.

### **3.8 Potência entregue no ponto de conexão comum - PCC**

O ponto de conexão comum é o ponto de interface entre a rede e o sistema da central inversora, em geral corresponde ao ponto de medição do cliente, ou seja, é o último ponto antes da Concessionária de Energia.

A potência entregue no PCC depende de agentes externos, tais como temperatura e irradiância, parâmetros estudados nos itens anteriores. Para esse estudo de caso foram considerados 9316 painéis, distribuídos em 17 painéis em série e 548 painéis em paralelo. Considerando o dimensional dos painéis fotovoltaicos utilizados no estudo, 1134 mm x 1790 mm, uma área de 2,029 m<sup>2</sup>, foi possível estimar a área do campo solar de influência do conversor, correspondendo a uma área em torno 18.902,16 m<sup>2</sup> ( $\pm 1,9$  hectares = somente painéis fotovoltaicos).

O objetivo dessa etapa é apresentar os prováveis valores limites de potência, simulados a partir de alguns níveis fixos de irradiância e temperatura. Esses valores são apresentados na Tabela 14.

Tabela 14 – Limites fixos de potência por Irradiância (Fonte: Autoria própria)

Irradiância [W/m <sup>2</sup> ]	Temperatura limite inferior	Potência Max. [kW]	Temperatura limite superior	Potência Max. [kW]
500	25 °C	2760	45 °C	2646
600		3037		2909
700		3300		3146
800		3521		3380
900		3793		3593
1000		3945		3840

A Tabela 14 apresenta os limites máximos e mínimos de operação da unidade inversora central de 3437kW (potência de saída nominal-base). Esses valores são o resultado de simulações no modelo, e de parâmetros definidos como limites de variação.

A Tabela 5 – Características técnicas da central inversora e do barramento CC, corresponde a especificação do equipamento do fabricante SUNGROWN, onde tem-se para potência nominal do inversor a potência de 3437 kW e máximo de operação de 3780 kW (1,10 × potência nominal). Comparando os limites de especificação com os limites simulados, tem-se o limite de operação ultrapassado, quando da condição de irradiância de 1000 W/m<sup>2</sup> e temperatura ambiente de 25°C – condição de máximo valor de operação. Esses valores são condições ambientais extremas, além disso os limites especificados pelo fabricante são atendidos em sua integridade em todos os patamares de geração. .

### 3.9 Considerações gerais do capítulo

Nesse capítulo foi apresentado o estudo de caso de uma central inversora de 3125 kW, quando foram simulados os principais tópicos que compõe unidade de geração fotovoltaica. A operação dos painéis fotovoltaicos, a atuação do MPPT, o controle do barramento CC, filtros, controle de corrente do inversor, o controle de reativo pelo inversor, são exemplos de controles implementados no modelo e apresentados nesse capítulo. Com ao auxílio do modelo foram simulados a atuação de alguns parâmetros de operação: variação da irradiância, variação da temperatura, injeção /absorção de potência reativa. Os resultados dessas simulações foram analisados ao longo desse capítulo, mostrando o funcionamento do sistema em estudo.

#### **4. CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE**

O modelo da central inversora permitiu o conhecimento de todas as etapas de controle desde os painéis fotovoltaicos, pelo barramento CC, o MPPT, o inversor, filtros e o ponto comum de conexão.

A aplicação do MPPT, através do algoritmo perturba e observa, tradicional e de fácil implantação demonstrou ter um bom desempenho na busca do ponto de máxima potência, garantindo um ganho na potência entregue pelo conversor. Esse desempenho foi demonstrado através da Tabela 13 – Valores comparativos – atuação do MPPT onde a diferença de resultados teórico e simulado foi inferior a 1,5%.

A definição dos elementos do filtro LCL correspondeu fornecendo uma onda de saída do inversor bem definida, e com o mínimo de harmônicos decorrente da frequência de chaveamento, conforme apresentado na Figura 35. O bom ajuste dos elementos de filtragem garantiu desempenho dos controles do inversor de forma estável.

O processo de controle de potência reativa do modelo teve um bom comportamento permitindo uma avaliação dos valores de potência reativa absorvida e/ou injetada. Para a operação do inversor absorvendo potência reativa tem-se um aumento da potência ativa fornecida para a rede, conforme demonstrado na Tabela 11 e na Figura 39. Porém, na condição de operação com injeção de potência reativa para a rede, ocorre uma redução da potência ativa entregue para a rede. Essa condição foi apresentada na Tabela 12 e na Figura 41.

O modelo permitiu uma avaliação de alguns dos principais parâmetros externos, tais como: i) variação da irradiância; ii) variação da temperatura, e o comportamento da tensão de barramento CC, junto a variação desses parâmetros. Para a condição de variação da irradiância, para a temperatura ambiente constante, observa-se a corrente dos painéis fotovoltaicos influenciada de forma direta pela irradiância. Assim, um aumento/redução da irradiância provoca um aumento/redução da corrente entregue pelos painéis. A tensão de barramento CC acompanha o comportamento de variação de irradiância, embora com uma dinâmica mais comportada, conforme apresentado na Figura 28. Quando da condição de irradiância constante, uma variação positiva da temperatura provoca um aumento da corrente dos painéis, e uma variação negativa da temperatura provoca uma redução da corrente dos painéis, contudo o comportamento da tensão do barramento CC

**Especialização em Fontes Renováveis : Geração, Operação e Integração**

apresenta maiores valores de variação de acordo com a variação da temperatura. Essa condição é apresentada nas Figuras 29 e 30.

Finalmente, a proposta de continuidade desse trabalho é a modelagem completa da usina fotovoltaica de grande porte, devendo ser estudado seguintes aspectos: a condição de operação de múltiplos conversores em paralelo, condição de operação com múltiplos MPP na entrada dos inversores (controle independentes de MPPT); controle da tensão do ponto de conexão na barra de 138 kV; e a operação da central no modo de controle do fator de potência.

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

(IEA PVPS, 2024) Snapshot of Global PV Markets 2024 – Report IEA-PVPS-T1-24:2024 – Task 1 – Strategic PV Analysis and Outreach

(ANEEL, 2023) Notícias – 2023 - Energia solar: usinas centralizadas ultrapassam os 5% na matriz elétrica brasileira, com 10,4 GW instalados. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/energia-solar-usinas-centralizadas-ultrapassam-os-5-na-matriz-eletrica-brasileira-com-10-4-gw-instalados>.

(AGÊNCIA MINAS, 2024) Notícias – 20-março-2024 – Minas se torna primeiro estado a bater a marca de 4 GW de geração solar centralizada em operação. Disponível em: <https://www.agenciaminas.mg.gov.br/noticia/minas-se-torna-primeiro-estado-a-bater-a-marca-de-4-gw-de-geracao-solar-centralizada-em-operacao>

(VILLALVA, 05-2009) Marcelo Villalva; Jonas Rafael Gazoli; Ernesto Ruppert; Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays, IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 24-No 5, May 2009. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2009.2013862>

(VILLALVA, 09-2009) Marcelo Villalva; Jonas Rafael Gazoli; Ernesto Ruppert; Modeling and circuit-based simulation of photovoltaic arrays, 2009 - Brazilian Power Electronic Conference, 27 September 2009 – 01 October 2009, Bonito-Mato Grosso do Sul, Brazil. <https://doi.org/10.1109/IECON.2009.5414780>

(VILLALVA, 11-2009) Marcelo Villalva; Ernesto Ruppert. Analysis and smulation of P&O MPPT algorithm using a linearized PV array model. 35th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics, November, 2009 <https://doi.org/10.1109/IECON.2009.5414780>

(MALIK, 2022) Azra Malik; Ahsteshamul Haque, V.S. Bharath Kurukuru, Mohammed Ali Khan; Frede Blaabjerg; Overview of fault detection approaches for grid connected photovoltaic inverters, Journal : E-Prime Advances in Electrical Engineering Electronics and Energy 2, 2022 : <https://doi.org/10.1016/j.prime.2022.100035>

(ENERGY CHOICE, 2020) Energy Choise Engenharia e Representações, Estudos Elétricos de Parecer de Acesso – Determinação da Geração/Absorção de Reativos para Atender os Requisitos Técnicos Mínimos Exigidos por ONS (CEMIG) – UFV's Coromandel 1 e 2, Belo Horizonte – MG, março - 2020

(CATALOG SUNGROWN, 2021) Manual do Sistema Inversor exterior SG3125HV-30/SG3400HV-30 – SPT versão 2021-04

(CATALOG SUNPOWER, 2021) SunPower Performance 7 440-445 W /SPR-P7\_BLK-1500

**Especialização em Fontes Renováveis : Geração, Operação e Integração**

(MALTA, 2013) MALTA, Amaury Leite; Comparação de algoritmos de máxima potência em sistema fotovoltaico como carregador de baterias, Monografia e Seminário, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Viçosa-MG,2013

(VENDRUSCOLO, 2012) Miréli Blinder Vendruscolo.; Antônio M.S. Spencer Andrade.; Análise comparativas das técnicas clássicas de MPPT, Conference: Seminar on Power Electronic and Control – SEPOC, May-2012 <http://repositorio.ufsm.br/handle/1/27925>

(GOMES, 2016) Camilo C. Gomes; Allan F. Cupertino; Fundamentos do controle de retificadores e inversores trifásicos para conexão à rede elétrica, Instrução de treinamento, Universidade Federal de Viçosa - UFV, Viçosa - MG, 2016.

(NAZIB, 2018) Ahmad Afif Nazib; Donald. G. Holmes; Brendan. McGrath; Decoupled DSOGI-PLL for Improved three Phase Grid Synchronization, The 2018 International Power Electronic Conference,(IPEC-Niigata, 2018 – ECCE Asia). 20-24 May 2018 <https://doi.org/10.23919/IPEC.2018.8507364>

(LISERRE, 2005) Marco Liserre.; Frede Blaabjerg; Steffan Hansen, Design and Control of an LCL-Filter-based three-phase active rectifier\_IEEE Transactions on Industry Applications, V.41, n.5, p.1281-1291, 2005. <https://doi.org/10.1109/TIA.2005.853373>

(MATOS, 2010) Frederico F. Matos; Clodualdo V. de Souza; Guilherme M. de Resende; Seleme I. Seleme Jr; Selênio R. Silva; Projeto e Construção de Filtro LCL para Conversores PWM, XVIII Congresso Brasileiro de Automática, 12 a 16 de Setembro – 2010, Bonito, Mato Grosso do Sul

(SOUZA, 2011) Clodualdo V. de Souza, Projeto e desenvolvimento de fonte regenerativa para testes de transformadores de potência, Tese de Doutorado, Escola de Engenharia da UFMG, 2011, Belo Horizonte – Minas Gerais.

(SOUZA, 2014) Thiago M. Souza; Allan F. Cupertino; Heverton A. Pereira; Controle de um inversor trifásico utilizando técnica baseada na passividade para operação em sistemas fotovoltaicos, V Congresso de Energia Solar – Recife - PE, 31/03 a 03/04/2014 <https://doi.org/10.59627/cbens.2014.2152>

(EICHKOFF, 2018) EICHKOFF, Henrique S Eichkoff; Roberta C Marques; Ana Paula C. Mello; Análise da Geração Distribuída para o Controle de Tensão e Potência Reativa em Sistemas Modernos de Distribuição, VII Congresso Brasileiro de Energia Solar – Gramado – RS, 17 a 20 de abril 2018. <https://doi.org/10.59627/cbens.2018.177>

(ALZOLA, 2013) Rafael Penã-Alzola; Marco Liserre; Frede Blaabjerg; Yongheng Yang; Robust design of LCL-filters for active damping in grid converters, Published in. IEEE IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, 10-23 November 2013 - DOI: 10.1109/IECON.2013.6699311

**Especialização em Fontes Renováveis : Geração, Operação e Integração**

(PEÑA-ALZOLA, 2009) Rafael Penã-Alzola; Marco Liserre; Frede Blaabjerg; Yongheng Yang; Martin Ordóñez; LCL-filter design for robust active damping in grid connected converters, IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2009

(NASCIMENTO, 2015) Paulo Sergio F. Nascimento ; Tarcio Barros; Marcos V.G. Reis ; Marcelo G. Villalva.; Ernesto Ruppert Filho; Strategy for modeling a 3-phase Grid-tie VSC with LCL Filter and controlling the D-link voltage and output current considering the Filter Dynamics, IEEE Control and Modeling for Power Electronic (COMPEL), July 2015 - <https://doi.org/10.1109/COMPEL.2015.7236523>

(REZNIK, 2014) Aleksander Reznik; Marcelo G. Simões ; Ahmed Al-Durra; S. M. Mueen, LCL Filter design and performance analysis for grid-interconnected systems, IEEE-Transactions on Industry Applications, V.50, nº 2, April 2014 - <https://doi.org/10.1109/TIA.2013.2274612>

(IEEE-519,1992) IEEE Std-519-1992;IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems, IEEE Power Engineering Society, 1992

(BERZOY, 2014) Alberto Berzoy ; Ahmed T. Elsayed.; Tarek Youssef.; Osama A. Mohammed; Improved design of controlled rectifier for reduces ripple resulting from integration of DC loads to AC Systems. IEEE PES General Meeting Conference & Exposition, 2014-IEEE

(RODRIGUES, 2007) Pedro Rodrigues; Josep Pou; Joan Bergas; J. Ignacio Candela, Rolando P. Burgos, Dushan Boroyevich; Decoupled Double Synchronouns Reference Frame PLL for Power Converters Control, IEEE Transactions on Power Electronic, Vol 22, No 2, March 2007 <https://doi.org/10.1109/TPEL.2006.890000>

(MARTINES, 2022) Guilherme M. dos Santos Martines; Modelagem e implementação de sistemas de controle sem sensores de corrente para obtenção de MPP em sistemas fotovoltaicos, Monografia de Conclusão de Curso, Faculdade de Engenharias , Arquitetura e Urbanismo e Geografia – Universidade Federal de Mato Grosso do Sul – UFMS – MS, Campo Grande – MS, 2022

**ANEXOS**

1. Datasheet da Central Inversora



**HIGH YIELD**

- Advanced three-level technology, max. inverter efficiency 99%
- Effective cooling, full power operation at 50 °C

**SMART O&M**

- Integrated zone monitoring and MV parameters monitoring function for online analysis and trouble shooting
- Modular design, easy for maintenance
- Convenient external touch screen

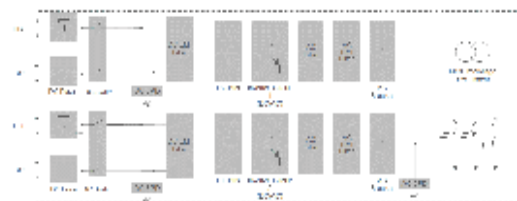
**SAVED INVESTMENT**

- Low transportation and installation cost due to 20-foot container design
- DC 1500V system, low system cost
- Integrated MV transformer, switchgear, and LV auxiliary power supply
- Q at night function optional

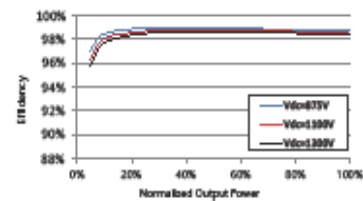
**GRID SUPPORT**

- Compliance with standards: IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076
- Low/High voltage ride through (L/HVRT)
- Active & reactive power control and power ramp rate control

**CIRCUIT DIAGRAM**



**EFFICIENCY CURVE**





Type designation	SG3125HV-MV-30
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	805 V / 915 V
MPP voltage range	875 – 1300 V
No. of independent MPP inputs	2
No. of DC inputs	16 / 16 / 22 / 24 / 28 (max. 24 for floating system)
Max. PV input current	2897 A
Max. DC short-circuit current	10000 A
PV array configuration	Negative grounding or floating
Output (AC)	
AC output power	3125 kVA @ 50 °C / 3437 kVA @ 45 °C
Max. inverter output current	3308 A
AC voltage range	20 kV – 35 kV
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
Harmonic (THD)	< 3% (at nominal power)
DC current injection	< 0.5% In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.98 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / AC connection	3 / 3-PE
Efficiency	
Inverter max. efficiency	98.0%
Inverter Smp. efficiency	98.7%
Transformer	
Transformer rated power	3125 kVA
Transformer max. power	3437 kVA
LV / MV voltage	0.6 kV / [20 – 35] kV
Transformer vector	Dy11
Transformer cooling type	ONAN (Oil-natural, air-natural)
Oil type	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request
Protection & Function	
DC input protection	Load break switch + fuse
Inverter output protection	Circuit breaker
AC MV output protection	Circuit breaker
Surge protection	DC Type I + II / AC Type II
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes
Insulation monitoring	Yes
Overheat protection	Yes
Q at night function	Optional
General Data	
Dimensions (W*H*D)	6058 * 2896 * 2438 mm
Weight	15 T
Degree of protection	Inverter: IP65 / Others: IP54
Auxiliary power supply	5 kVA (optional: max. 40 kVA)
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)
Allowable relative humidity range	0 – 100 %
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling
Max. operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)
Display	Touch screen
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: optional fiber
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 61927, IEC 62016, IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 62076
Grid support	Q at night (Optional), L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control

2. Datasheet dos painéis fotovoltaicos

# SunPower Performance 7

## Home Solar Panel

440-455 W | SPR-P7-XXX-BLK



Bifacial energy generation



Framed glass-glass



One-third cut, shingled-cell design



Hail: 40 mm (27.5 m/s)



Fire Rating: Class A (IEC/UL)

### High lifetime energy production

The shingled-cell design helps to manage shade and keep cell temperatures low to produce more power over time.

### Made for real weather

It's strong frame and cell connection design helps to protect the panels against weather challenges like temperature swings, snow loads, and hail.

### No sacrifices for curb appeal

Smaller metallic wires help to achieve a sleek black appearance to seamlessly integrate into your roof.

### Sustainable at its core

As one of the top 50 most sustainable companies,<sup>1</sup> Moxon designs panels with sustainability in mind - from materials and manufacturing to conflict tracing and zero tolerance of labour rights violations.

Corporate Insights



### A better product, a better warranty

SunPower Performance 7 panels are covered by a 30-year warranty.<sup>2</sup> Manufactured for long-term durability—covering defects related to workmanship and materials for a full 30 years.

Product and power coverage	30 Years
Year 1 minimum warranted output	99.0%
Maximum annual degradation	0.4%

**SUNPOWER**  
FROM MAXON SOLAR TECHNOLOGIES

Learn more about SunPower Performance panels  
[sunpower.maxon.com](http://sunpower.maxon.com)



**Performance 7 POWER: 440–455 W | EFFICIENCY: Up to 22.4%**

Electrical Data, Front STC Characteristics <sup>3</sup>				
	SPR-P7-455-BLK SPR-P7-455-BLK-1500	SPR-P7-450-BLK SPR-P7-450-BLK-1500	SPR-P7-445-BLK SPR-P7-445-BLK-1500	SPR-P7-440-BLK SPR-P7-440-BLK-1500
Nominal Power (P <sub>nom</sub> )	455 W	450 W	445 W	440 W
Power Tolerance	+3/0%	+3/0%	+3/0%	+3/0%
Panel Efficiency	22.4%	22.2%	21.9%	21.7%
Rated Voltage (V <sub>mpp</sub> )	35.70 V	35.45 V	35.20 V	34.95 V
Rated Current (I <sub>mpp</sub> )	12.75 A	12.70 A	12.65 A	12.60 A
Open-Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> ) (+/-3%)	42.13 V	41.95 V	41.77 V	41.59 V
Short-Circuit Current (I <sub>sc</sub> ) (+/-4%)	13.45 A	13.38 A	13.32 A	13.29 A

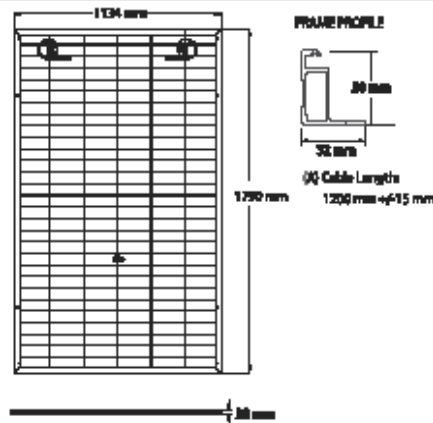
Bifacial Gain <sup>4</sup>				
P <sub>max</sub> with 5% Bifacial Gain	478 W	473 W	467 W	462 W
I <sub>sc</sub> with 5% Bifacial Gain	14.12 A	14.05 A	13.99 A	13.95 A
P <sub>max</sub> with 10% Bifacial Gain	501 W	495 W	490 W	484 W
I <sub>sc</sub> with 10% Bifacial Gain	14.80 A	14.72 A	14.65 A	14.62 A
P <sub>max</sub> with 20% Bifacial Gain	546 W	540 W	534 W	528 W
I <sub>sc</sub> with 20% Bifacial Gain	16.14 A	16.06 A	15.98 A	15.95 A

Electrical Data	
Bifaciality (g <sub>r</sub> max)	80% +/-10%
Maximum System Voltage	1000 V & 1500 V IEC
Temperature	-40°C to +85°C
Maximum Series Fuse	25 A
Power Temp. Coef.	-0.29% / °C
Voltage Temp. Coef.	-0.25% / °C
Current Temp. Coef.	0.045% / °C

Packaging Configuration	
Number of modules per pallet	36
Number of pallets per 40ft HQ container	24
Number of modules per container	864

Tests And Certifications	
Standard Tests	IEC 61215, IEC 61730
Fire Rating	Class A (IEC 61730-2 / UL 790)
Quality Certs	ISO 9001:2015, ISO 14001:2015
EHS Compliance	ISO 45001-2018, Recycling Scheme
Ammonia Test	IEC 62716
Dust and Sand	IEC 60068-2-68
Soft Spray Test	IEC 61701 (Severity 8)
LeTID Test	IEC TS 63342
PID Test	IEC 62804
Cradle to Cradle Certified™ Bronze	Panel line certified for material health, water stewardship, material reutilization, renewable energy & carbon management, and social fairness. <sup>6</sup>

Mechanical Data	
Solar Cells	N-type TOPCon
Glass	2.0 mm + 2.0 mm, high transmission heat strengthened glass, AR coating on front glass
Junction Box	IP-68, 3 bypass diodes
Connector	Stäubli MC4 or EVO2
Weight	24.8 kg
Max. Load <sup>8</sup>	Wind: 4000 Pa, 408 kg/m <sup>2</sup> front & back Snow: 6000 Pa, 611 kg/m <sup>2</sup> front
Impact Resistance	40 mm diameter hail at 27.5 m/s
Frame	Black anodized aluminum alloy



1 Corporate Knights Global 100 Ranking 2024: <https://www.corporateknights.com/rankings/global-100-rankings/2024-global-100-rankings/the-20th-annual-global-100/>  
 2 Performance 7 solar panels are backed by a 30-year warranty. Subject to terms and conditions. Not available in all countries. 30-year warranty requires registration, otherwise our 25-year warranty applies. Not available for earlier generation Performance panels, where a 25-year warranty applies.  
 3 Standard Test Conditions (1000 W/m<sup>2</sup> irradiance, AM 1.5, 25° C), NREL calibration Standard: SOMS current, LACCS FF and Voltage.  
 4 The additional gain from the back side of the panel compared to the power of the front side of the panel at the standard test conditions. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the underlying surface.  
 5 Performance DC panels are Cradle to Cradle Certified™ Bronze - [www.c2ccertified.org/certified-products/maxeon-performance-solar-panels](http://www.c2ccertified.org/certified-products/maxeon-performance-solar-panels). Cradle to Cradle Certified™ is a certification mark licensed by the Cradle to Cradle Products Innovation Institute.  
 6 As per IEC 61215 tested and certified. See Safety and Installation Guideline for details.

Please read the safety and installation instructions. Visit [www.sunpower.maxeon.com/int/PVInstallGuideIEC](http://www.sunpower.maxeon.com/int/PVInstallGuideIEC). Paper version can be requested through [techsupport.ROW@maxeon.com](mailto:techsupport.ROW@maxeon.com).

**SUNPOWER**  
 FROM MAXEON SOLAR TECHNOLOGIES

Designed in U.S.A.  
 Assembled in China  
 Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.  
 ©2024 Maxeon Solar Technologies. All Rights Reserved.  
 View warranty, patent and trademark information at [maxeon.com/legal](http://maxeon.com/legal).

552404 REV C / A4\_EN  
 Publication Date: May 2024