

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

GLORIO ARNALDO LANDBRUG

**CONTROLE DE TENSÃO ADAPTATIVO PARA SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA OPERANDO COM NUVENS**

PATO BRANCO

2024

GLORIO ARNALDO LANDBRUG

**CONTROLE DE TENSÃO ADAPTATIVO PARA SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA OPERANDO COM NUVENS**

**Adaptive voltage control for distribution systems with photovoltaic distributed
generation operating with clouds**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica, do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Área de Concentração: Sistemas e Processamento de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Ricardo Vasques de Oliveira.

Coorientador: Prof. Geremi Gilson Dranka

PATO BRANCO

2024



[4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Esta licença permite compartilhamento, remixe, adaptação e criação a partir do trabalho, mesmo para fins comerciais, desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es). Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.



**Ministério da Educação
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Campus Pato Branco**



GLORIO ARNALDO LANDBRUG

**CONTROLE DE TENSÃO ADAPTATIVO PARA SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO
FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA OPERANDO COM NUVENS**

Trabalho de pesquisa de mestrado apresentado como requisito para obtenção do título de Mestre Em Engenharia Elétrica E De Computação da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR). Área de concentração: Sistemas E Processamento De Energia.

Data de aprovação: 20 de Dezembro de 2024

Dr. Ricardo Vasques De Oliveira, Doutorado - Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Dr. Dionatan Augusto Guimaraes Cieslak, Doutorado - Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Dr. Jose Carlos De Melo Vieira Junior, Doutorado - Universidade de São Paulo (Usp)

Documento gerado pelo Sistema Acadêmico da UTFPR a partir dos dados da Ata de Defesa em 07/02/2025.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer à minha mãe pelos ensinamentos e pelo amor incondicional, sempre oferecendo palavras de incentivo ao longo da minha trajetória.

Ao meu orientador, professor Ricardo Vasques de Oliveira, pela orientação, pelo tempo dedicado e pelo suporte nas dificuldades enfrentadas durante o processo.

Ao aluno Ezequiel pela ótima convivência, amizade e suporte, especialmente no início dos meus estudos.

À secretária Silmara Camargo Wescinski, por sua ajuda nos assuntos administrativos e outras formas de apoio, especialmente no meu primeiro contato com a cidade de Pato Branco durante o período inicial do meu mestrado.

À Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) e a todos os professores e funcionários do PPGEEC, por todo o suporte oferecido ao longo da minha formação.

O presente trabalho foi realizado com apoio da UTFPR, da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001, do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), da Fundação Araucária (FA) e da Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP).

RESUMO

LANDBRUG, Glorio Arnaldo. Controle de Tensão Adaptativo para Sistemas de Distribuição com Geração Fotovoltaica Distribuída Operando com Nuvens. 2024. 137f. Dissertação – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2024.

A operação de sistemas de distribuição com unidades fotovoltaicas de geração distribuída em dias nublados é um desafio crescente. A geração fotovoltaica operando sob condições de nuvens pode gerar variações rápidas de potência e tensão que afetam a qualidade da energia e o desempenho dos reguladores de tensão do tipo série, tipicamente utilizados em redes elétricas de média tensão. No contexto dos serviços ancilares para a geração fotovoltaica, esse trabalho propõe uma abordagem de controle de tensão para as unidades fotovoltaicas de geração distribuída operando sob condições de sombreamento causado por nuvens, o que é uma condição operacional típica. O controle proposto utiliza a margem de potência reativa variável das unidades para determinar uma tensão de referência adaptativa. A margem de regulação de tensão de cada unidade fotovoltaica é determinada em tempo real por uma formulação matemática desenvolvida neste trabalho. O controle volt-var proposto é local, coordenado com os reguladores de tensão série, e incorpora um modelo dinâmico que leva em consideração condições realistas de sombreamento. Os resultados demonstram que o controle é eficaz na mitigação das flutuações de tensão causadas por variações estocásticas na geração fotovoltaica e na carga do sistema, superando a abordagem convencional de referência de tensão fixa. A abordagem proposta possibilitou a regulação de tensão mesmo em situações com disponibilidade reduzida de potência reativa causadas por irradiâncias solares elevadas. Além disso, a formulação para determinar a margem de regulação de tensão foi efetiva em apoiar o processo de regulação de tensão, fornecendo um intervalo viável de valores para a referência de tensão das unidades fotovoltaicas. O trabalho também propõe análises das variações rápidas de potência e tensão em um sistema de distribuição com unidades fotovoltaicas de geração distribuída operando sob condições de nuvens. O uso de premissas operacionais realistas, como modelagem das malhas de controle, condições de nuvens e simulações dinâmicas, que tipicamente não são consideradas simultaneamente em outros trabalhos, constitui uma das contribuições inovadoras das análises realizadas. A avaliação da abordagem de controle proposta e as análises de variações rápidas de tensão e potência são realizadas por meio de simulações computacionais no domínio do tempo, considerando as malhas de controle típicas das unidades de geração e diferentes condições meteorológicas sintetizadas por meio de uma abordagem baseada na geometria fractal. O sistema de distribuição com 34 nós do IEEE é utilizado como sistema teste.

Palavras-chave: Sistemas de distribuição. Geração fotovoltaica distribuída. Flutuações de tensão. Controle de tensão.

ABSTRACT

LANDBRUG, Glorio Arnaldo. **Adaptive Voltage Control for Distribution Systems with Photovoltaic Distributed Generation Operating with Clouds**. 2024. 137p. Dissertation (Master's Degree in Electrical Engineering) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2024.

The operation of distribution systems with photovoltaic distributed generation units on cloudy days is an increasing challenge. Photovoltaic generation operating under cloud conditions may result in fast power and voltage variations that affect the power quality and performance of step voltage regulators typically used in medium voltage networks. In the context of ancillary services for photovoltaic generation, this work proposes a voltage control approach for photovoltaic distributed generation units operating under shading conditions caused by clouds, which is a typical operating condition. The proposed control uses the variable reactive power margin of the units to determine an adaptive voltage reference. The voltage regulation margin of each photovoltaic generation unit is determined in real-time through a mathematical formulation developed in this work. The proposed volt-var control is local, coordinated with step voltage regulators, and incorporates a dynamic model that takes into account realistic shading conditions. The results show that the control is effective in mitigating voltage fluctuations caused by stochastic power variations in photovoltaic generation and system load, outperforming the conventional fixed reference approach. The proposed control enabled voltage regulation even in conditions with reduced reactive power availability caused by high solar irradiance. Additionally, the formulation to determine the voltage regulation margin was effective to support the voltage regulation process by providing a feasible range of values for the voltage reference of the photovoltaic generation units. This work also proposes an analysis of the rapid power and voltage variations in a distribution system with photovoltaic distributed generation units operating under cloud conditions. The use of realistic operational assumptions, such as control loop modeling, cloud conditions, and dynamic simulations, which are typically not considered simultaneously in other works, constitutes one of the innovative contributions of the performed analyses. The evaluation of the proposed control approach and the analysis of rapid voltage and power variations are carried out through time-domain computer simulations, considering the typical control loops of generation units and different weather conditions synthesized using a fractal geometry-based approach. The IEEE 34-bus distribution system is used as the test system.

Keywords: Distribution systems. Photovoltaic distributed generation. Voltage fluctuations. Voltage control.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Constituição física de um arranjo fotovoltaico.	29
Figura 2 – Curvas típicas dos módulos FVs no MPP: (a) curva I-V; (b) curva P-V....	30
Figura 3 – Circuito equivalente da célula FV.	31
Figura 4 – Unidade de geração fotovoltaica típica baseada na topologia de inversor central.....	33
Figura 5 – Diagrama de controle do inversor central.....	35
Figura 6 – Diagrama do controle orientado no vetor de tensão.....	36
Figura 7 – Curvas características I-V e P-V em função da irradiância e temperatura:(a) aumento da irradiância na curva I-V; (b) aumento da irradiância na curva P-V; (c) aumento da temperatura na curva I-V; (d) aumento da temperatura na curva P-V...	37
Figura 8 – Algoritmo MPPT P&O: (a) Deslocamento do ponto de operação na curva P-V; (b) Fluxograma do algoritmo.	39
Figura 9 – Deslocamento do ponto de operação durante a atuação do algoritmo P&O: (a) Ponto de operação deslocando-se na curva P-V; (b) Comportamento da tensão no arranjo FV em função da atuação do algoritmo.....	40
Figura 10 – Curva P-V do arranjo FV com FPPT.	41
Figura 11 – Fluxograma da operação do algoritmo FPPT para operação no lado direito do MPP.....	43
Figura 12 – Diagrama unifilar de um sistema de distribuição típico.	45
Figura 13 – Diagrama unifilar de um alimentador com uma carga equivalente e uma UFGD no final da rede elétrica.	46
Figura 14 – Curva de capacidade operacional do inversor FV.....	51
Figura 15 – Curva Volt-Var com limite adaptativo para a potência reativa.	53
Figura 16 – Estrutura do regulador de tensão proposto.	54
Figura 17 – Ilustração do restabelecimento da margem de potência reativa de uma dada UFGD.	55
Figura 18 – Impacto da troca de <i>tap</i> na potência reativa das UFGDs: (a) Tensão e potência reativa sem coordenação; (b) Tensão e potência reativa com coordenação.	56
Figura 19 – Fluxograma da abordagem de controle proposta.....	57
Figura 20 – Ilustração das margens de potência ativa em uma dada UFGD.	59
Figura 21 – Diagrama de etapas do estudo realizado.....	66
Figura 22 – Diagrama unifilar do sistema teste IEEE34 com 3 UFGDs.	67
Figura 23 – Condições de contorno para a análise do impacto de diferentes condições operacionais.	68
Figura 24 – Potência fornecida pela subestação ao alimentador para o cenário do caso base.	69
Figura 25 – Impacto da geração distribuída e atuação dos reguladores de tensão nas variações rápidas de tensão no alimentador.	70

Figura 26 – Potência ativa consumida pelo alimentador e tensão no nó 840: (a) 10% de cobertura de nuvens (b) 50% de cobertura de nuvens (c) 90% de cobertura de nuvens (tensão descrita pela curva azul e potência ativa pela curva laranja).	72
Figura 27 – Potência ativa consumida pelo alimentador e tensão no nó 840: (a) 30% de intensidade de sombreamento; (b) 40% de intensidade de sombreamento; (c) 50% de intensidade de sombreamento (tensão descrita pela curva azul e potência ativa pela curva laranja).	74
Figura 28 – Potência ativa do alimentador e tensão no nó 840 para diferentes velocidades de sombras: (a) sombras à 4m/s; (b) sombras à 7,7m/s; (c) sombras à 15m/s (tensão descrita pela curva azul e potência ativa pela curva laranja).	76
Figura 29 – Potência ativa do alimentador e tensão no nó 840 para diferentes horários de operação: (a) horário com irradiância de 400 W/m ² ; (b) horário com irradiância de 700 W/m ² ; (c) horário com irradiância de 1.000 W/m ² (tensão descrita pela curva azul e potência ativa pela curva laranja).	78
Figura 30 – Condições de contorno para a análise de diferentes condições operacionais.	79
Figura 31 – Potência na subestação: (a) Potência ativa e reativa considerando apenas a carga variável; (b) Potência ativa considerando a carga variável e UFGDs.	81
Figura 32 – Tensão no nó 840 com e sem a presença das UFGDs: (a) Com Carga Variável e sem UFGDs; (b) Com Carga Variável e UFGDs.	81
Figura 33 – Tensão no nó 840 considerando diferentes abordagens de regulação: (a) Abordagem com referência de tensão fixa e atuação dos SVRs; (b) Abordagem com referência de tensão variável sem a atuação dos SVRs; (c) Abordagem com referência de tensão de variável.	83
Figura 34 – Potência reativa disponível e potência reativa injetada: (a) Abordagem com referência de tensão fixa e atuação dos SVRs; (b) Abordagem com referência de tensão variável sem a atuação dos SVRs; (c) Abordagem com referência de tensão de variável com a atuação dos SVRs.	84
Figura 35 – Tensão no nó 840 com e sem a abordagem de coordenação: (a) Sem coordenação com os reguladores de tensão série; (b) Com coordenação com os reguladores de tensão série; (c) Com coordenação considerando um curto-circuito e variação abrupta de carga.	87
Figura 36 – Potência reativa disponível e potência reativa injetada no nó 840: (a) Sem coordenação com os reguladores de tensão série; (b) Com coordenação com os reguladores de tensão série; (c) Com coordenação considerando um curto-circuito e variação abrupta da carga.	87
Figura 37 – Tensões em múltiplos nós da rede de média tensão.	88
Figura 38 – Tensão no nó 840 considerando a variação de referência do regulador de tensão série.	88
Figura 39 – Potência reativa injetada pela UFGD no nó 840 considerando a variação de referência do regulador de tensão série.	89
Figura 40 – Tensão no nó 840 considerando a variação de referência de tensão para as UFGDs.	90
Figura 41 – Potência reativa injetada pela UFGD no nó 840 considerando a variação de referência de tensão para as UFGDs.	90

Figura 42 – Tensão no nó 840 para diferentes horários do dia: (a) irradiância de 400 W/m ² ; (b) irradiância de 700 W/m ² ; (c) irradiância de 1.000 W/m ²	92
Figura 43 – Potência reativa disponível e potência reativa injetada no nó 840 para diferentes horários do dia: (a) irradiância de 400 W/m ² ; (b) irradiância de 700 W/m ² ; (c) irradiância de 1.000 W/m ²	92
Figura 44 – Tensão no nó 840 para diferentes sobredimensionamentos do inversor: (a) Sobredimensionamento de 0%; (b) Sobredimensionamento de 50%; (c) Sobredimensionamento de 100%.	94
Figura 45 – Potência reativa disponível e potência reativa injetada no nó 840 para diferentes sobredimensionamentos do inversor: (a) Sobredimensionamento de 0%; (b) Sobredimensionamento de 50%; (c) Sobredimensionamento de 100%.	95
Figura 46 – Tensão no nó 840 para diferentes níveis de inserção da geração distribuída: (a) 50% de inserção; (b) 30% de inserção; (c) 20% de inserção.	96
Figura 47 – Potência reativa disponível e potência reativa injetada no nó 840 para diferentes níveis de inserção da geração distribuída: (a) 50% de inserção; (b) 30% de inserção; (c) 20% de inserção.	97
Figura 48 – Potência ativa gerada pela UFGD do nó 840 para diferentes cortes de geração: (a) Corte de geração de 0%; (b) Corte de geração de 25%; (c) Corte de geração de 50%.	99
Figura 49 – Tensão do nó 840 para diferentes cortes de geração: (a) Corte de geração de 0%; (b) Corte de geração de 25%; (c) Corte de geração de 50%.	99
Figura 50 – Condições de contorno para análise da margem de regulação de tensão.	100
Figura 51 – Tensão na UFGD do nó 840 considerando a margem de regulação de tensão: (a) UFGD operando no MPPT sem descarregamento; (b) UFGD operando no FPPT com descarregamento de 50%.	103
Figura 52 – Potência reativa injetada e máxima potência reativa disponível na UFGD do nó 840: (a) UFGD operando no MPPT sem descarregamento; (b) UFGD operando no FPPT com descarregamento de 50%.	103
Figura 53 – Tensão considerando a regulação simultânea das três UFGDs: (a) Tensão regulada no nó 840; (b) Tensão regulada no nó 832; (c) Tensão regulada no nó 850.	105
Figura 54 – Potência reativa injetada considerando a regulação simultânea das três UFGDs: (a) Potência reativa injetada da UFGD do nó 840; (b) Potência reativa injetada da UFGD do nó 832; (c) Potência reativa injetada da UFGD do nó 850.	106
Figura 55 – Controle secundário adotado para o ajuste simultâneo das referências de tensão de todas as UFGDs do sistema.	107
Figura 56 – Tensão considerando a atuação do controle secundário nas três UFGDs: (a) Tensão regulada no nó 840; (b) Tensão regulada no nó 832; (c) Tensão regulada no nó 850.	108
Figura 57 – Potência reativa injetada considerando a atuação do controle secundário nas três UFGDs: (a) Potência reativa injetada da UFGD do nó 840; (b) Potência reativa injetada da UFGD do nó 832; (c) Potência reativa injetada da UFGD do nó 850....	109
Figura 58 – Fractal tridimensional e superfícies de sombreamento geradas: (a) Camada de intersecção entre a superfície fractal tridimensional e o plano horizontal.	

(b) Vista superior da primeira camada de intersecção. (c) Plano de sombreamento final.....	130
Figura 59 - Matriz de transparência com a área ocupada pelo arranjo FV.....	131

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Características operacionais das topologias de inversores de frequência.	32
Tabela 2 – Indicadores quantitativos para a tensão e potência no caso base.	70
Tabela 3 – Indicadores quantitativos para a tensão e potência para diferentes níveis de sombreamento.	72
Tabela 4 – Indicadores quantitativos para a tensão e potência para diferentes intensidades de sombreamento.	74
Tabela 5 – Indicadores quantitativos da potência e tensão do alimentador para diferentes velocidades de sombras.	76
Tabela 6 – Indicadores quantitativos das variações de potência e tensão para diferentes horários de operação.	78

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
fBm	<i>Fractional Brownian Motion</i>
FPPT	<i>Flexible Power Point Tracking</i>
FV	Fotovoltaica
GFV	Geração Fotovoltaica
IEC	<i>The International Electrotechnical Commission</i>
IGBT	<i>Insulated-Gate Bipolar Transistors</i>
MPP	<i>Maximum Power Point</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
P&O	<i>Perturb and Observe</i>
PFV	Plantas Fotovoltaicas
PLL	<i>Phase Locked Loop</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
SEP	Sistema Elétrico de Potência
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
SSSC	<i>Static Synchronous Series Compensators</i>
SVRs	<i>Step Voltage Regulators</i>
UFGD	Unidades Fotovoltaicas de Geração Distribuída
UFV	Unidades Fotovoltaicas
VOC	<i>Voltage-Oriented Control</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

A_p	Área de cada pixel, [m ²]
E_g	Banda de energia proibida, [eV]
G	Irradiância instantânea real, [W/m ²]
G_{gm}	Irradiância global, [W/m ²]
G_{difusa}	Irradiância difusa, [W/m ²]
$G_{direta(m)}$	Irradiância direta média, [W/m ²]
G_{STC}	Irradiância em condições STC, [W/m ²]
i_d	Corrente de eixo direto, [A, p.u.]
i_{d^*}	Referência de corrente de eixo direto, [A, p.u.]
i_{q^*}	Referência de corrente de eixo de quadratura, [A, p.u.]
i_{FV}	Corrente de saída da célula FV, [A]
i_{ph}	Fotocorrente da célula FV, [A]
i_s	Corrente de saturação reversa do diodo, [A]
$i_{s,STC}$	Corrente reversa de saturação em condições STC, [A]
I	Corrente que flui pela rede, [A]
I_{FV}	Corrente do arranjo FV, [A]
I_{MPP}	Corrente do ponto do MPP, [A]
i_q	Corrente de eixo em quadratura, [A, p.u.]
I_{SC}	Corrente de curto-circuito do arranjo FV, [A]
$I_{SC,STC}$	Corrente de curto-circuito da célula em condições STC, [A]
I_t	Índice de transparência
$I_{t,méd}$	Valor médio do índice de transparência
K	Constante de Boltzmann, [J/K]
k_{droop}	Ganho proporcional do regulador de tensão local
η	Fator de idealidade do diodo
N_c	Nível de cobertura das nuvens, [%]
N_o	Nível de opacidade das nuvens, [%]
N_{tap}	Número total de trocas de <i>taps</i> realizadas
θ	Ângulo de fase da tensão da rede elétrica, [graus]
P	Potência ativa, [W]
P_{atual}	Ponto de operação na etapa atual do algoritmo FPPT, [kW]
P_{fppt}	Referência de potência fornecida ao algoritmo FPPT, [kW]

P_L	Potência ativa da carga, [kW]
P_{min}	Potência ativa mínima gerada pela UFGD, [kW]
P_{MPP}	Ponto de máxima potência do módulo ou arranjo FV, [W]
$P_{nominal}$	Potência nominal da UFGD, [kW]
P_{PV}	Potência gerada pela UFGD, [kW]
$P_{PV,0}$	Potência inicial da UFGD, [kW]
q	Carga do elétron, [C]
$Q_{disp,i}$	Potência reativa disponível na i -ésima UFGD, [kVAr]
$Q_{inj,i}$	Potência reativa injetada pela i -ésima UFGD, [kVAr]
Q_L	Potência reativa da carga, [kVAr]
Q_{PV}	Potência reativa injetada pela UFGD [kVAr]
$Q_{PV,0}$	Potência reativa inicial da UFGD, [kVAr]
Q_{ref}	Potência reativa de referência, [kVAr]
R	Resistência total da rede até o ponto de conexão da UFGD, [Ω]
R_s	Resistência série da célula FV, [Ω]
R_{sh}	Resistência paralela da célula FV, [Ω]
$S_{nom,i}$	Potência nominal do i -ésimo inversor, [VA]
T	Temperatura da célula, [K]
T_{pot}	Taxa de variação de potência, [kW/s]
T_{volt}	Taxa de variação de tensão, [V/s, p.u./s]
T_{STC}	Temperatura em STC, [K]
V_{FV}	Tensão no barramento CC, [V]
v_a, v_b, v_c	Tensões trifásicas no referencial abc, [V]
V_{MPP}	Tensão do ponto de máxima potência, [V]
$V_{q,inv}$	Componente de tensão na saída do inversor [V]
v_{d^*}	Referência de tensão de eixo direto, [V, p.u.]
V_{OC}	Tensão de circuito aberto, [V]
$V_{OC,STC}$	Tensão de circuito aberto em STC, [V]
V_{max}	Tensão máxima no ponto de conexão da UFGD, [V, p.u.]
V_{med}	Tensão medida no ponto de conexão da UFGD, [V, p.u.]
V_{min}	Tensão mínima no ponto de conexão da UFGD, [V, p.u.]
V_{nom}	Tensão nominal no ponto de conexão da UFGD, [V, p.u.]
v_{q^*}	Referência de tensão de eixo de quadratura, [V, p.u.]
V_{ref}	Tensão de referência, [V, p.u.]

$V_{ref,adapt,i}$	Tensão de referência adaptativa para a i -ésima UFGD, [V, p.u.]
$V_{ref,actual}$	Tensão de referência atual da i -ésima UFGD, [V, p.u.]
$V_{ref,marg}$	Tensão de referência possível de ser seguida pela UFGD, [V, p.u.]
$V_{ref,marg,+}$	Margem de referência de tensão máxima, [V, p.u.]
$V_{ref,marg,-}$	Margem de referência de tensão mínima, [V, p.u.]
$V_{ref,oper}$	Referência de tensão definido pelo operador, [V, p.u.]
V_{UFGD}	Taxa de variação de tensão, [V, p.u.]
v_w	Velocidade do vento [m/s]
x_k	Perturbações aplicadas no algoritmo P&O
X	Reatância total da rede até o ponto de conexão da UFGD, [Ω]
ΔP	Variação de potência na iteração n do algoritmo FPPT, [kW]
ΔP^*	Erro no rastreamento de potência do algoritmo FPPT, [kW]
$\Delta P_{marg,\pm}$	Margens de potência ativa, [kW]
$\Delta P_{marg,-}$	Margem de potência ativa negativa, [kW]
$\Delta P_{marg,+}$	Margem de potência ativa positiva, [kW]
ΔP_{PV}	Variação de potência ativa gerada pela UFGD, [kW]
$\Delta Q_{m,i}$	Margem de potência reativa pela i -ésima UFGD, [kVAr]
$\Delta Q_{marg,\pm}$	Margens de potência reativa, [kVAr]
ΔQ_{PV}	Variação de potência reativa gerada pela UFGD, [kVAr]
$Q_{PV,0}$	Potência reativa no ponto de operação atual da UFGD, [kVAr]
$\Delta Q_{ref,i}$	Variação de potência reativa injetada pela i -ésima UFGD, [kVAr]
$\Delta Q_{\Delta P_{marg,-}}$	Margem potência reativa devido ao uso da margem de potência ativa disponível, [kVAr]
Δt_j	Janela de tempo, [s]
ΔV	Variação de tensão no algoritmo FPPT, [V]
ΔV_{marg}	Margem de regulação de tensão da UFGD, [V, p.u.]
ΔV_{med}	Variação de tensão medida, [V, p.u.]
ΔV_P	Componente da margem de regulação de tensão devido à potência ativa, [V, p.u.]
ΔV_Q	Componente da margem de regulação de tensão devido à potência reativa, [V, p.u.]
ΔV_{tap}	Variação de tensão devido a uma troca de <i>tap</i> , [V, p.u.]
ΔV_{queda}	Queda de tensão no alimentador, [V]
$\Delta V_{ref,i}$	Variação da tensão de referência da i -ésima UFGD, [V, p.u.]
ΔV_{UFGD}	Variação de tensão no ponto de conexão da UFGD [V, p.u.]
α_T	Coefficiente de temperatura da célula FV, [%/°C]

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	18
1.1 OBJETIVOS	25
1.1.1 Objetivos Específicos	25
1.2 CONTRIBUIÇÕES	26
1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	26
2 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	28
2.1 ESTRUTURA E MODELAGEM DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA	28
2.2 CARACTERÍSTICAS OPERACIONAIS DOS MÓDULOS FV _s	29
2.3 TOPOLOGIA DE UNIDADES FOTOVOLTAICAS	32
2.3.1 Malhas Típicas de Controle das Unidades Fotovoltaicas	33
2.4 ALGORITMO MPPT	36
2.4.1 Algoritmo MPPT do Tipo Perturba & Observa (P&O)	38
2.5 ALGORITMO FPPT PARA A OPERAÇÃO DESCARREGADA	40
2.6 VARIAÇÃO DE POTÊNCIA NA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	43
3 QUEDA DE TENSÃO E REGULAÇÃO DE TENSÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	44
3.1 QUEDA DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM UFGDs	46
3.2 REGULAÇÃO DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO	49
4 ESTRATÉGIA DE CONTROLE DE TENSÃO PROPOSTA	52
4.1 MARGEM DE REGULAÇÃO DE TENSÃO EM TEMPO REAL	57
4.1.1 Análise de Margem de Potência Ativa para a Elevação de Tensão	60
5 RESULTADOS	63
5.1 ABORDAGEM METODOLÓGICA	64
5.2 IMPACTO DE DIFERENTES PARÂMETROS METEOROLÓGICOS NAS FLUTUAÇÕES DE POTÊNCIA E TENSÃO	67
5.2.1 Impacto da Geração Distribuída e Atuação dos Reguladores de Tensão	68
5.2.2 Impacto dos Diferentes Níveis de Sombreamento nas Variações de Tensão e Potência	71
5.2.3 Impacto da Intensidade do Sombreamento	73
5.2.4 Impacto da Velocidade das Sombras	74

5.2.5 Impacto do Horário de Operação do Alimentador nas Variações de Potência e Tensão.....	76
5.3 VALIDAÇÃO E AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DA ABORDAGEM DE REGULAÇÃO DE TENSÃO PROPOSTA.....	78
5.3.1 Análise do Impacto da Geração e Carga no Comportamento da Tensão.....	79
5.3.2 Regulação de Tensão com Referência de Tensão Fixa e Variável	82
5.3.3 Avaliação da Coordenação do Controle de Tensão das UFGDs e Reguladores de Tensão Série.....	84
5.3.3.1 Impacto da Regulação de Tensão sobre a Tensão de Nós que não Apresentam a Conexão de UFGDs.....	88
5.3.4 Atuação do Operador na Tensão de Referência do Regulador de Tensão Série.....	88
5.3.5 Atuação do Operador na Tensão de Referência das UFGDs	89
5.3.6 Desempenho da Regulação de Tensão em Função do Horário do Dia	90
5.3.7 Impacto do Sobredimensionamento do Inversor no Desempenho da Regulação de Tensão.....	92
5.3.8 Impacto de Diferentes Índices de Penetração das UFGDs no Desempenho da Regulação de Tensão.....	95
5.3.9 Impacto da Operação de Descarregada das UFGDs nas Variações de Potência e Tensão	97
5.4 MARGEM DE REGULAÇÃO DE TENSÃO.....	100
5.4.1 Análise da Margem de Regulação de Tensão	100
5.4.2 Análise da Interação entre Múltiplas UFGDs Regulando a Tensão	104
5.4.3 Controle Secundário de Regulação de Tensão	106
6 CONCLUSÕES	110
6.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	112
6.2 PUBLICAÇÕES	112
REFERÊNCIAS.....	113
APÊNDICE A – ALGORITMO FRACTAL PARA EMULAÇÃO DOS SINAIS DE IRRADIÂNCIA.....	127
APPENDICE B – PARÂMETROS DO SISTEMA TESTE.....	132

1 INTRODUÇÃO

Ao longo das últimas décadas, houve um aumento notável na geração de energia elétrica proveniente de fontes renováveis, impulsionado pelo esforço global para mitigar as emissões de gases de efeito estufa na atmosfera, especialmente o dióxido de carbono (CO₂) (TARRASO *et al.*, 2017; LIAO *et al.*, 2018; XU *et al.*, 2019). Nesse contexto, nos últimos anos, a geração fotovoltaica (GFV) representou o maior aumento percentual em termos de capacidade instalada, dentre todas as formas de geração baseadas em fontes renováveis (IEA, 2022). No final de 2022, em uma escalada global, a capacidade instalada de GFV atingiu 1,05 TW (IRENA, 2023) e poderá atingir 3 TW em 2030, 5,5 TW em 2040 e 7,47 TW em 2050 (WORLD ENERGY OUTLOOK, 2022), caso as políticas governamentais atuais permaneçam inalteradas. Diversos elementos tiveram um papel crucial na expansão da GFV, impulsionando a transição para fontes de energia renovável. Entre esses fatores, destaca-se a crescente preocupação com as mudanças climáticas, substanciais reduções nos custos dos sistemas fotovoltaicos (FVs), além de políticas governamentais e incentivos (IRENA, 2019).

O aumento da capacidade instalada da GFV também ocorreu no Brasil, mas, ao contrário de outros países, o Brasil tem uma capacidade instalada de geração fotovoltaica distribuída consideravelmente maior do que a capacidade instalada em plantas fotovoltaicas (PFVs) de grande porte. No final de fevereiro de 2024, o Brasil apresentou uma potência instalada de 39,6 GW em GFV, sendo 12,3 GW provenientes de PFVs de grande porte e 27,3 GW em sistemas de geração distribuída (ANEEL, 2024). A mini e micro geração distribuída FV correspondem a unidades de geração com potência instalada de até 75 kW para microgeração e entre 75 kW e 5 MW para minigeração, conforme definido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), e fazem parte do programa brasileiro de compensação de energia elétrica (do inglês, *net metering*). Por outro lado, a geração distribuída de grande porte e a geração centralizada abrange as unidades fotovoltaicas (UFVs) com capacidade superior a 3 MW, que comercializavam sua energia por meio de leilões no mercado regulado, promovidos pelo governo federal, ou por meio de acordos bilaterais de compra de energia nos mercados livres de eletricidade (SOLARPOWER EUROPE, 2023). Apesar do aumento significativo da GFV, existem algumas desvantagens operacionais desse tipo de geração em relação à geração convencional térmica e

hidráulica. A potência gerada pelas UFVs exibe intermitência devido à natureza estocástica da irradiância solar que incide na superfície da Terra (JAIN *et al.*, 2020; CHENG *et al.*, 2022). As variações na irradiância solar podem ser classificadas em variações de longo prazo e variações de curto prazo. As variações de irradiância de longo prazo são geralmente causadas pelas características sazonais impostas pelo movimento de rotação e translação da Terra. Sob condições de céu limpo, é possível prever essas variações com elevada precisão. As variações de irradiância de curto prazo, que ocorrem na escala de segundos e minutos, são principalmente causadas pelo movimento das nuvens. A velocidade do vento, o nível de cobertura de nuvens e a opacidade das nuvens são os principais parâmetros meteorológicos que influenciam de forma significativa as variações de potência de curto prazo (CHEN *et al.*, 2020; DILGER & OLIVEIRA, 2024). As variações de potência também são influenciadas por parâmetros técnicos das UFVs, tais como potência nominal e topologia do arranjo de módulos FVs (CHEN *et al.*, 2020).

As variações rápidas de irradiância solar impactam na operação das UFVs, resultando em variações rápidas no valor da potência injetada na rede (XU *et al.*, 2019). Essas flutuações de potência decorrem do fato de que a maioria das UFVs opera no modo de controle MPPT (do inglês, *Maximum Power Point Tracking*), cuja característica é extrair a potência máxima disponível nos módulos FVs (TARRASO *et al.*, 2017; KIMPARA *et al.*, 2018). Assim, um crescimento repentino na magnitude da irradiância resulta em um aumento repentino na magnitude de potência gerada pela UFV, o que pode ocasionar flutuações de tensão, variações de frequência e a atuação de dispositivos de proteção (SANGWONGWANICH *et al.*, 2018; ZHU; WEN; CHU, 2020).

O escopo desta pesquisa se concentra nas variações rápidas de potência provenientes das unidades fotovoltaicas de geração distribuída (UFGDs) e em suas implicações nos sistemas de distribuição de energia elétrica. No âmbito dos sistemas de distribuição, as variações da potência injetada na rede pelas UFGDs, especialmente em dias nublados, resultam em flutuações no fluxo de potência ao longo da rede elétrica, ocasionando flutuações de tensão e a atuação excessiva dos reguladores de tensão do tipo série (SVRs, do Inglês, *Step Voltage Regulators*) (NAKAMURA *et al.*, 2021; RAHMAN; GANGULY, 2024).

As variações da potência ativa das UFGDs podem se tornar problemáticas quando o nível de inserção da GFV para sistemas de distribuição supera os 30% (MEHDI; MACK, 2016). No entanto, é importante observar que o nível de inserção na qual as variações de tensão se tornam um problema para as redes de distribuição depende de vários fatores, incluindo as características da rede de distribuição, a localização das UFGDs e os métodos de regulação de tensão utilizados. Por exemplo, quando uma nuvem passa sobre uma UFGD, a magnitude das variações na potência gerada pode atingir até 80% e durar vários segundos (TRINDADE *et al.*, 2017). Consequentemente, à medida que o nível de inserção de UFGDs nas redes de distribuição aumenta, a probabilidade de as tensões nodais excederem o limite da faixa referência definida por resoluções técnicas também aumenta (MIHOVIL *et al.*, 2020). Essas flutuações de tensão podem ser mais acentuadas quando a relação R/X é alta, pois a resistência R está predominantemente relacionada com as variações de tensão devido às variações da potência ativa que flui na rede elétrica. A reatância indutiva X da rede elétrica está predominantemente relacionada com as variações de tensão devido às variações da potência reativa que flui pela rede de distribuição. Portanto, as variações de potência ativa das UFGDs exercem um maior impacto na tensão de redes com maior R/X , quando comparado com redes com menor relação R/X (TANG; HILL; LIU, 2021). Devido às flutuações de tensão causadas pela variabilidade da potência gerada pelas UFGDs, os reguladores de tensão série aumentam significativamente o número de troca de *taps* para manter a tensão dentro da faixa de referência (NAKAMURA *et al.*, 2021; RAHMAN; GANGULY, 2024). O aumento na frequência de atuação dos SVRs acelera o desgaste desses dispositivos e o número de variações abruptas de tensão, devido à natureza discreta da operação desses reguladores. Os SVRs tipicamente usados em redes de distribuição de média tensão são projetados para manter a tensão da rede em regime permanente dentro de uma faixa de referência especificada, mas não são adequados para lidar com variações rápidas de tensão. Isso se deve ao tempo morto de 30 a 60 segundos do relé de regulação de tensão, que impede uma resposta imediata às flutuações de tensão. Portanto, mesmo na presença de SVRs, as UFGDs causam variações rápidas de tensão (NAKAMURA *et al.*, 2021).

Apesar da tensão na rede de distribuição com UFGDs permanecer dentro dos limites estabelecidos por normas e regulamentos, em alguns cenários operacionais as variações de potência gerada podem resultar em problemas de qualidade de energia, manifestando-se na forma de flutuações de tensão com taxas de variação elevadas (LI *et al.*, 2021, CHENG *et al.*, 2022). Devido a isso, regulamentações do setor elétrico foram introduzidas e revisadas para abordar os desafios impostos pelas altas taxas de variação de potência dos sistemas FVs. O código de rede da Irlanda (EirGrid), por exemplo, estabelece uma taxa de variação de potência positiva máxima de até 30 MW por minuto, enquanto o operador do sistema do Havaí (HECO), permite uma rampa máxima de potência gerada de ± 2 MW por minuto (GONZÁLEZ *et al.*, 2020). Já na Alemanha (BDEW, 2008) e em Porto Rico (PREPA), considera-se uma taxa máxima de variação de potência de 10% por minuto da potência nominal do sistema FV (GONZÁLEZ *et al.*, 2020).

Diversos estudos já avaliaram o impacto das UFGDs no comportamento do fluxo de potência e da tensão em sistemas de distribuição (SEUSS *et al.*, 2016; SHARMA *et al.*, 2020; HU *et al.*, 2022;). Entretanto, as avaliações sobre os impactos das nuvens na geração fotovoltaica são escassas e concentram-se predominantemente em plantas fotovoltaicas centralizadas conectadas ao sistema de transmissão (CHEN *et al.*, 2020; DILGER & OLIVEIRA, 2024). Em Wang *et al.* (2018), foi conduzida uma análise para avaliar o impacto das flutuações de potência em diversos parâmetros de redes de distribuição, abrangendo aspectos como qualidade de energia, variações de tensão e o desempenho dos SVRs. O estudo em questão considerou uma única UFGD de 3,15 MWp, o que corresponde a um nível de inserção da geração fotovoltaica de 200%. A metodologia empregada no estudo de Wang *et al.* (2018), no entanto, considerou apenas uma única curva de geração para a UFGD e não investigou o impacto de diferentes condições meteorológicas, como nível de cobertura de nuvens e velocidade das sombras.

Em Krzysztof e Nadolny (2022), foi investigado o impacto de pequenas UFGDs residenciais ($P_{nominal} < 10$ kW) nas variações de tensão em redes de baixa tensão, utilizando dados reais de potência ativa coletados na saída das UFGDs. O estudo utilizou uma abordagem estática baseada no fluxo de potência para determinar as variações de tensão. No entanto, o estudo de Krzysztof e Nadolny (2022), utilizou

medições obtidas de um único medidor para várias UFGDs devido à disponibilidade limitada de medidores e, portanto, o estudo também não considerou premissas realistas de sombreamento causado por nuvens. A pesquisa conduzida por Sharma *et al.* (2020) explorou o impacto de diferentes níveis de inserção de UFGDs em alimentadores de distribuição, utilizando um perfil de carga residencial da Austrália. No entanto, é importante observar que assim como em Krzysztof e Nadolny (2022), esse estudo também não considerou premissas realistas relacionadas ao sombreamento causado por nuvens.

O estudo realizado por Brinkel *et al.* (2020) também avaliou o impacto de pequenos UFGDs residenciais ($\leq 10\text{kW}$) em redes de baixa tensão. As análises realizadas por Brinkel *et al.* (2020) consideram veículos elétricos como estratégia de mitigação para armazenar o excedente de energia proveniente das UFGDs durante determinados períodos, mitigando o impacto das flutuações da potência gerada na tensão da rede elétrica.

A grande maioria dos trabalhos que avaliam o impacto das UFGDs na tensão de redes de distribuição é baseada em análises de fluxo de potência ou em simulações computacionais que não consideram condições realistas de operação sob condições de nuvens (TRINDADE *et al.*, 2017; WANG *et al.*, 2018; BRINKEL *et al.*, 2020; SHARMA *et al.*, 2020; HU *et al.*, 2022; KRZYSZTOF *et al.*, 2022).

No contexto da regulação de tensão em sistemas de distribuição, diversos métodos de controle foram propostos para mitigar as flutuações de tensão decorrentes das variações de potência causadas pelas UFGDs (TANG; HILL; LIU, 2021; XU *et al.*, 2022). As próprias UFGDs, que perturbam a tensão do sistema, podem ser utilizadas para regular a tensão ou dar suporte à regulação de tensão em redes de distribuição, evitando assim o uso de dispositivos adicionais, tais como bancos de baterias e compensadores série síncronos estáticos (SSSC, do inglês, *static synchronous series compensators*) (QU; LI, 2019; HEIDARI *et al.*, 2022). As UFGDs são capazes de dar suporte à regulação de tensão ou efetivamente regular a tensão por meio do controle da potência ativa e reativa injetada na rede. Algumas abordagens de controle de tensão adotam o controle coordenado e simultâneo da potência ativa e reativa para otimizar o desempenho das UFGDs na regulação da tensão (ZHICHENG *et al.* 2019; LOPES *et al.*, 2024). Os métodos de controle para UFVs em redes de distribuição

podem ser categorizados como: 1) Estratégias de controle centralizado; 2) Estratégias de controle distribuído; 3) Estratégias de controle local (XU *et al.*, 2023). Em métodos de controle centralizados, as estratégias envolvem um controlador ou sistema de gestão centralizado que monitora e gerencia múltiplas instalações FV dentro da rede de distribuição. Esses métodos frequentemente utilizam dados em tempo real e técnicas de previsão para otimizar a operação dos sistemas FV. Em métodos de controle distribuído, cada agente compartilha informações limitadas com seus vizinhos para atingir os objetivos estabelecidos. Esses métodos geralmente resolvem o problema relacionados à privacidade de dados e reduzem a complexidade da otimização. Os métodos de controle locais são implementados de forma local e individual em cada UFGDs usando informações e medições apenas locais.

Em Hu *et al.* (2022), propõe-se uma abordagem para a otimização coordenada de potência ativa e reativa em redes de distribuição com altos níveis de integração de UFGDs, visando minimizar as flutuações de tensão e melhorar a qualidade de energia elétrica. A abordagem proposta por Hu *et al.* (2022) é baseada no controle centralizado e foi avaliada por meio de uma análise estática de fluxo de potência com resolução de 1 minuto. Em TANG, Hill e Liu (2021), propõe-se uma abordagem de controle distribuído para mitigar violações de tensão em redes de distribuição ativas. A abordagem proposta por TANG, Hill e Liu (2021), utiliza uma formulação estática de fluxo de potência, com resolução de 5 minutos e, portanto, também não considera as variações rápidas de potência das UFGDs. Uma abordagem de controle para mitigar violações e flutuações de tensão em sistema de distribuição por meio da atuação das UFGDs é proposta em Li *et al.* (2021). O controle proposto é avaliado considerando curvas de carga e geração com resolução de 15 minutos, o que é longo para capturar as rápidas variações de potência e tensão inerentes à operação das UFGDs sob condições de nuvens. Em Xu *et al.* (2022), propõe-se um controle de tensão multiobjetivo coordenado para UFGDs baseado em um regulador do tipo *droop*. O problema de otimização formulado visa minimizar o desvio médio de tensão e as perdas de potência na rede. A abordagem proposta é avaliada considerando uma formulação de fluxo de potência e, portanto, não considera as variações rápidas de potência gerada inerentes às UFGDs. Uma abordagem de controle de tensão é proposta por Visser *et al.* (2022) para mitigar

rápidas variações de tensão causadas por UFGDs, utilizando supercapacitores e corte de potência ativa. As análises e validações dessa abordagem de controle baseiam-se no método de fluxo de carga e, portanto, desconsideram as dinâmicas e as malhas de controle das UFGDs. O controle ótimo de tensão proposto por Patari, Srivastava, Li (2023) é avaliado utilizando o método de fluxo de potência com uma resolução de 5 minutos e também desconsidera as dinâmicas e as malhas de controle das UFGDs.

Observa-se que a maioria das abordagens de controle de tensão em sistemas de distribuição usando UFGDs são baseadas em análise de fluxo de potência ou em simulações computacionais que não consideram condições realistas de operação sob condições de nuvens (LI *et al.*, 2021; LIU, 2021; HU *et al.*, 2022; TANG; HILL; XU *et al.* 2022; VISSER *et al.*, 2022; PATARI; SRIVASTAVA; LI, 2023; RHAMAN *et al.*, 2024). Nesse contexto, o presente trabalho propõe uma abordagem de controle de tensão para sistemas de distribuição com UFGDs operando sob condições de nuvens. A abordagem proposta incorpora uma análise robusta e premissas operacionais realistas, aspectos que não são considerados simultaneamente em trabalhos encontrados na pesquisa realizada pelos autores. A abordagem de regulação de tensão proposta é local (ou, equivalentemente, descentralizada) e baseada na injeção de potência reativa excedente. A margem variável de potência reativa de cada UFGD é utilizada para determinar uma tensão de referência adaptativa para o regulador de tensão. A tensão de referência do regulador de tensão é automaticamente ajustada quando a demanda por potência reativa para regulação de tensão atinge 100% da margem de potência disponível na UFGD. O sistema teste de distribuição de 34 nós IEEE (do inglês, *IEEE 34-Node Test Feeder*) é utilizado como sistema teste na avaliação e validação da abordagem de controle proposta (IEEE, 2010). O controle proposto é avaliado por meio de simulações computacionais no domínio do tempo considerando as malhas de controle típicas das UFGDs e uma abordagem para sintetizar o sombreamento causado por nuvens e gerar as séries temporais das irradiâncias incidentes sobre as UFGDs. A síntese dos padrões de sombreamento causados por nuvens é realizada por uma abordagem baseada na geometria fractal (DILGER & OLIVEIRA, 2024). Parâmetros meteorológicos, tais como nível de cobertura de nuvens, velocidade das nuvens e nível de opacidade das nuvens, são

empregados para gerar as séries temporais de irradiância solar incidente em cada uma das UFGDs.

O trabalho também propõe uma formulação matemática de fácil aplicação para calcular as margens de regulação de tensão de cada UFGD em tempo real, de forma a dar suporte ao processo de regulação de tensão. A formulação da margem de regulação de tensão, que utiliza apenas medições locais da potência e dados de impedância da rede elétrica, pode ser utilizada para determinar novas referências de tensão para as UFGD em tempo real, de forma a não violar a margem de potência reativa disponível na UFGD.

Além disso, o trabalho propõe análises das variações rápidas de potência e tensão em um sistema de distribuição com UFGDs operando sob condições de nuvens envolvendo premissas operacionais realistas. Essas análises consideram a ação das malhas de controle típicas das UFGDs e diferentes condições meteorológicas, como como nível de cobertura de nuvens, velocidade das nuvens e nível de opacidade das nuvens.

1.1 OBJETIVOS

O objetivo do trabalho é a proposição e avaliação de uma abordagem de controle de tensão para UFGDs conectadas à média tensão operando sob condições de nuvens. Avaliar flutuações de tensão em sistemas de distribuição com UFGDs operando sob condições de nuvens envolvendo premissas operacionais realistas é também um dos objetivos do trabalho.

1.1.1 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos do trabalho são:

- Avaliar o impacto do sombreamento parcial causado por nuvens nas variações rápidas de potência e tensão em redes de distribuição de média tensão.

- Propor e analisar uma estratégia de controle de tensão para UFGDs, visando regular a tensão e mitigar as flutuações abruptas de tensão em alimentadores de média tensão.
- Comparar o desempenho e efetividade da abordagem de controle de tensão proposta com a abordagem baseado em tensão de referência fixa tradicional.
- Incorporar a atuação de um algoritmo do tipo FPPT (do inglês, *Flexible Power Point Tracking*) na abordagem de controle de tensão para ampliar a capacidade de regulação e mitigar as variações rápidas de tensão.
- Propor uma formulação matemática que possibilite estimar a margem de regulação de tensão em cada UFGD em tempo real.

1.2 CONTRIBUIÇÕES

Entre as principais contribuições deste estudo, destacam-se:

- Proposição de uma estratégia operacional e de controle que permita mitigar as variações rápidas de tensão causadas pelo movimento das nuvens.
- Proposição de uma formulação matemática que possibilite estimar a margem de regulação de tensão em cada UFGD em tempo real.
- Avaliação do impacto de fatores climáticos e técnicos que influenciam na variabilidade de potência gerada por UFGDs e nas variações rápidas de tensão, considerando condições operacionais realistas que não são tipicamente consideradas simultaneamente em outros trabalhos.

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

No capítulo 1, o estado atual da arte acerca dos impactos das UFGDs na tensão de redes de distribuição e as estratégias operacionais e de controle de tensão aplicadas à UFGDs são apresentadas. No capítulo 2, a fundamentação teórica é

apresentada e desenvolvida para a compreensão das estratégias propostas nos capítulos subsequentes. A fundamentação teórica abrange os principais aspectos da geração FV, desde os princípios fundamentais sobre geração fotovoltaica, tais como estrutura típica e modelo das UFGDs, o que inclui as malhas de controle típicas das UFGDs. No Capítulo 3, são discutidos aspectos relacionados à queda de tensão e à regulação de tensão em redes de distribuição. O impacto da relação R/X nas variações de tensão é abordado, assim como o regulador de tensão série. No capítulo 4 é apresentada a abordagem da regulação de tensão proposta e a formulação para determinar a margem de regulação de tensão das UFGDs. No Capítulo 5, a metodologia e os resultados obtidos são apresentados e discutidos. As conclusões são retratadas no Capítulo 6.

2 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Nas últimas décadas, as crescentes preocupações com o impacto ambiental associadas à produção majoritária de energia elétrica a partir de combustíveis fósseis têm impulsionado o crescimento na geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis de energia (IEA, 2019). A geração fotovoltaica tornou-se uma das fontes renováveis mais promissoras devido à sua sustentabilidade, disponibilidade e custos decrescentes (SOLARPOWER EUROPE, 2023). Adicionalmente, o aumento dos preços dos combustíveis fósseis, resultado de sua reserva limitada e de políticas governamentais, constitui outro elemento que impulsiona o crescimento da geração fotovoltaica.

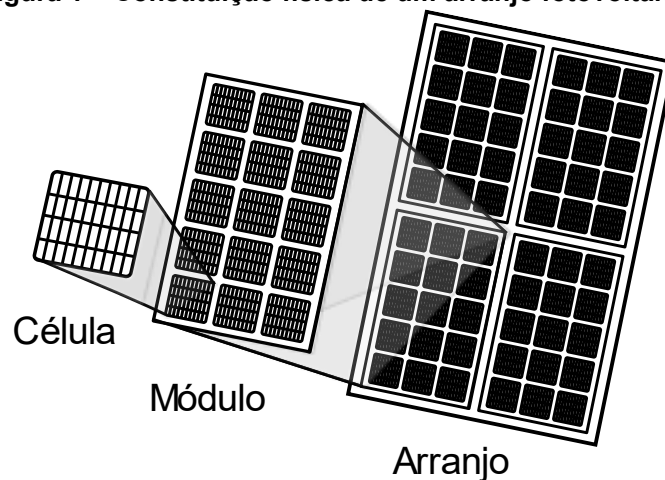
O objetivo deste capítulo é fornecer conceitos essenciais relacionados à geração fotovoltaica. Isso inclui a discussão de tópicos como modelos matemáticos, configurações e estruturas de UFGDs, bem como os algoritmos de rastreamento do ponto de máxima potência (MPP, do inglês, *Maximum Power Point*), juntamente com as principais técnicas de controle das UFGDs.

2.1 ESTRUTURA E MODELAGEM DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA

Para uma compreensão mais aprofundada dos sistemas FV, inicia-se com o conceito do efeito FV que ocorre numa célula solar. O efeito FV é um processo de conversão da energia luminosa, representada por fótons, em energia elétrica. Células FVs representam dispositivos eletrônicos nos quais a luz solar é transformada diretamente em eletricidade por meio do fenômeno do efeito FV (VINOD *et al.*, 2023). Uma célula FV é constituída por uma junção entre duas camadas de materiais semicondutores, uma do tipo-n e outra do tipo-p. Quando a radiação solar incide sobre a célula, uma diferença de potencial é gerada entre as camadas semicondutoras devido ao fluxo de elétrons na junção p-n (XIAO *et al.*, 2017). No processo do efeito FV, uma tensão e uma corrente são geradas, as quais podem ser utilizadas quando as células são configuradas para atingir um nível específico de tensão e corrente. A configuração das células FVs é apresentada na Figura 1. Nela, observa-se uma célula FV individual, que geralmente produz uma tensão em torno de 0,5 V e uma potência nominal em torno de 2 W. Essas células são, posteriormente, agrupadas para formar

um módulo FV, o que resulta no aumento da corrente e da tensão resultante, de acordo com a potência nominal que se deseja para o módulo FV. Os módulos são ligados em série, criando assim *strings* para produzir uma tensão de saída mais elevada, compatível com a tensão CC de operação do conversor estático de potência no qual será conectado. Em contrapartida, as *strings* são conectadas em paralelo a fim de aumentar a corrente de saída, constituindo os arranjos FVs, com potência de saída compatível com a potência do conversor estático de potência no qual será conectado (ZHAO *et al.*, 2018).

Figura 1 – Constituição física de um arranjo fotovoltaico.

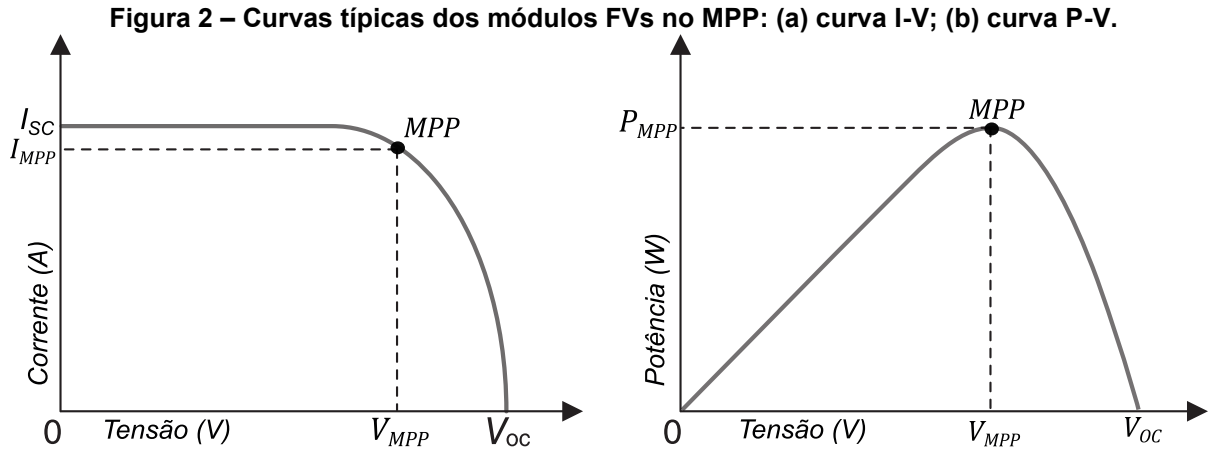


Fonte: Adaptado de INERGIAE (2018).

2.2 CARACTERÍSTICAS OPERACIONAIS DOS MÓDULOS FVs

As curvas P-V e I-V, ilustradas na Figura 2 representam o comportamento de saída característico de um arranjo FV sob condições específicas de irradiância e temperatura. As curvas em questão descrevem as características operacionais de um arranjo FV, indicando os possíveis pontos de operação em função da tensão CC resultante na saída do arranjo (KOURO *et al.*, 2014). A tensão CC na saída do arranjo FV é controlada pelo algoritmo MPPT ou FPPT do conversor estático da geração fotovoltaica. Os parâmetros na Figura 2 incluem a corrente de curto-circuito (I_{sc}), a tensão de circuito aberto (V_{oc}), a corrente do MPP (I_{mpp}), e a potência de MPP (P_{mpp}). O MPP identifica o ponto na curva P-V que corresponde à produção máxima de potência alcançável pelo arranjo FV. A tensão V_{mpp} , determinada pelo algoritmo

MPPT, corresponde a tensão de operação que resulta em P_{mpp} e I_{mpp} nas curvas P-V e I-V.



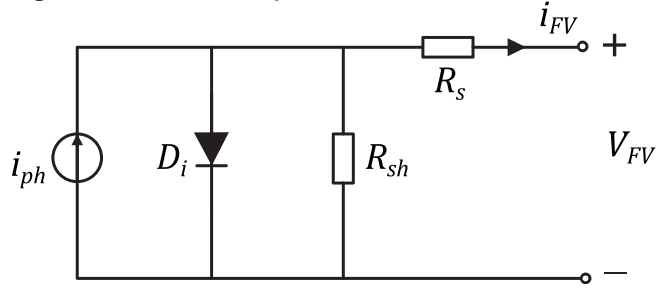
Fonte: Adaptado de Rashid (2018).

É possível gerar as curvas P-V e I-V utilizando os parâmetros do módulo FV fornecidos pelo fabricante, em conjunto com o modelo matemático da própria célula FV. Em geral, a curva I-V é fornecida pelo fabricante em condições padrão recomendadas pela norma IEC60904, que incluem uma irradiância de 1000 W/m^2 e uma temperatura na célula de 25°C (298 K). A Figura 3 mostra o circuito equivalente do modelo típico da célula FV, o qual é composto por uma fonte de corrente fotogerada em paralelo com um diodo. As perdas internas da célula solar são modeladas pela adição de um resistor em série R_s e um resistor em paralelo R_{sh} . A corrente de saída da célula FV para o modelo simplificado de um único diodo é dada por:

$$i_{FV} = i_{ph} - i_s \left[e^{\frac{q(V_{FV} + i_{FV}R_s)}{nKT}} - 1 \right] - \frac{V_{FV} + i_{FV}R_s}{R_{sh}}. \quad (1)$$

Em (1), i_{FV} representa a corrente de saída da célula FV, V_{FV} é a tensão de saída, i_{ph} representa a foto corrente da célula FV, i_s é a corrente de saturação do diodo, q é a carga elétrica ($1,6 \cdot 10^{-19} \text{ C}$), n é o fator de idealidade do diodo, K é a constante de Boltzmann ($1,38 \cdot 10^{-23} \text{ J/K}$) e T é a temperatura absoluta de operação da célula FV (KOURO *et al.*, 2014).

Figura 3 – Circuito equivalente da célula FV.



Fonte: Adaptado de Xiao (2017).

A irradiância e a temperatura reais podem divergir das recomendações padrão, tornando-se necessário ajustar esses parâmetros no modelo. O ajuste pode ser feito na equação da foto corrente da seguinte forma:

$$i_{ph} = \frac{G}{G_{STC}} [I_{SC,STC} + \alpha_T (T - T_{STC})], \quad (2)$$

onde G refere-se à irradiância instantânea real, G_{STC} é a irradiância em condições padrão de teste (STC, do inglês, *Standard Test Conditions*), $I_{SC,STC}$ é a corrente de curto-circuito da célula em condições STC, α_T é o coeficiente de temperatura da célula FV, T é a temperatura ambiente, T_{STC} é a temperatura em condições STC (ZHAO; WANG; ZHANG, 2018). A corrente de saturação do diodo pode ser representada em função da temperatura através das seguintes equações:

$$i_s = i_{s,STC} \left(\frac{T}{T_{STC}} \right)^3 e^{\left[\left(\frac{qE_g}{nK} \right) \left(\frac{1}{T_{STC}} - \frac{1}{T} \right) \right]}, \quad (3)$$

e

$$i_{s,STC} = \frac{I_{SC,STC}}{e^{\left(\frac{qV_{oc,STC}}{nKT} \right)} - 1}, \quad (4)$$

onde $i_{s,STC}$ é a corrente reversa de saturação em condições STC, E_g é a largura de banda energia proibida e $V_{oc,STC}$ é a tensão de circuito aberto em STC (ZHAO; WANG; ZHANG, 2018). Com base em (1) a (4), é possível gerar as curvas I-V e P-V, bem como realizar simulações de sistemas FV. No entanto, devido à disposição das

variáveis nas equações do corrente, é necessário empregar métodos iterativos, como o método de Newton-Raphson, para obter suas soluções correspondentes.

2.3 TOPOLOGIA DE UNIDADES FOTOVOLTAICAS

Na integração dos sistemas FV com a rede elétrica, um aspecto importante reside na conversão da energia solar em energia compatível com a rede elétrica. A utilização de energia elétrica em corrente alternada (CA) na rede de distribuição torna inviável o estabelecimento de uma conexão direta com sistemas de corrente contínua (CC), como arranjos FV. Portanto, é fundamental que ocorra o condicionamento da potência gerada, o que pode ser realizado por meio de inversores de frequência, permitindo a conexão entre os arranjos FV e a rede elétrica (CABRERA-TOBAR, 2018). Os inversores de frequência voltados para sistemas FVs podem ser integrados entre o arranjo FV e a rede elétrica por meio de diversas topologias comerciais. Essas topologias estão relacionadas à quantidade de estágios de conversão empregados. Nas UFGDs de grande porte, da ordem de dezenas a centenas de kW, as estruturas de estágio único e de dois estágios de conversão são as mais frequentemente utilizadas (CABRERA-TOBAR, 2018; XIAO, 2017). A Tabela 1 apresenta as características de algumas topologias típicas de UFGDs (CABRERA-TOBAR, 2018). A topologia do tipo inversor central e a topologia *string* são configurações de único estágio de conversão, enquanto a topologia *multistring* é uma configuração de dois estágios de conversão. De acordo com Cabrera-Tobar (2018), UFGDs comerciais com potência superior a 100 kW são geralmente do tipo inversor central.

Tabela 1 – Características operacionais das topologias de inversores de frequência.

Topologia do inversor	Potência (kW)	Vin MPPT CC (V)	Vout AC (V)	f (Hz)
Central	100-1500	400-1000	270-400	50 ou 60
String	0,4-5	200-500	200-500	50 ou 60
Multistring	2-30	200-800	200-800	50 ou 60

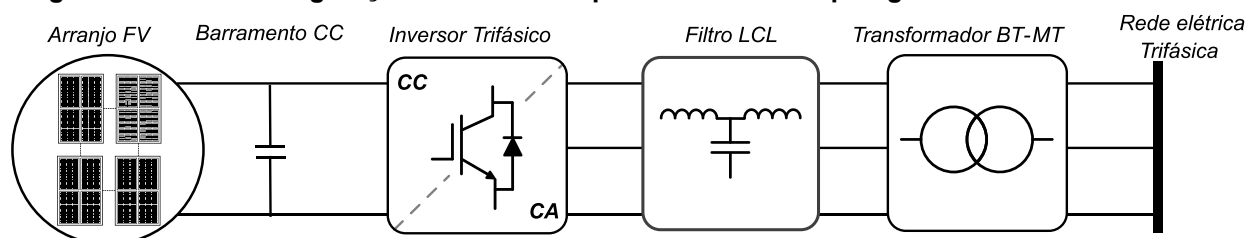
Fonte: Adaptado de Cabrera-Tobar (2018).

Neste estudo, a topologia de estágio único de conversão, conhecida também como topologia do tipo inversor central, é utilizada. Nessa configuração, todas as operações de ajuste de potência, como o rastreamento da máxima potência,

conversão de CC para CA e adequação da tensão gerada pelo sistema FV no nível de tensão da rede, são executadas em um único estágio de conversão, constituído por um inversor de frequência (JAIN, 2007). A Figura 4 ilustra a topologia típica de único estágio de conversão. O condicionamento de potência envolve o conversor CC para CA (ou, equivalentemente, inversor), um capacitor e um filtro na saída, frequentemente um filtro LCL, destinado a mitigar os efeitos harmônicos indesejados resultantes da comutação dos dispositivos semicondutores do inversor (FELDMANN, 2020). Geralmente utiliza-se também um transformador para compatibilizar a tensão de saída do inversor com a tensão da rede de média tensão para inversores da ordem de dezenas a centenas de kW.

Na topologia do tipo inversor central, as *strings* são constituídas pela conexão em série de um número adequado de módulos FVs para alcançar uma tensão de saída equivalente à tensão do barramento CC do inversor (KOURO *et al.*, 2014). A conexão em paralelo dessas *strings* é realizada para alcançar a potência nominal do inversor (XIAO, 2017). A topologia de estágio único de conversão oferece vantagens notáveis, como custos mais baixos e uma estrutura simples e robusta (KOURO *et al.*, 2014).

Figura 4 – Unidade de geração fotovoltaica típica baseada na topologia de inversor central.



Fonte: Adaptado de Kouro *et al.* (2014).

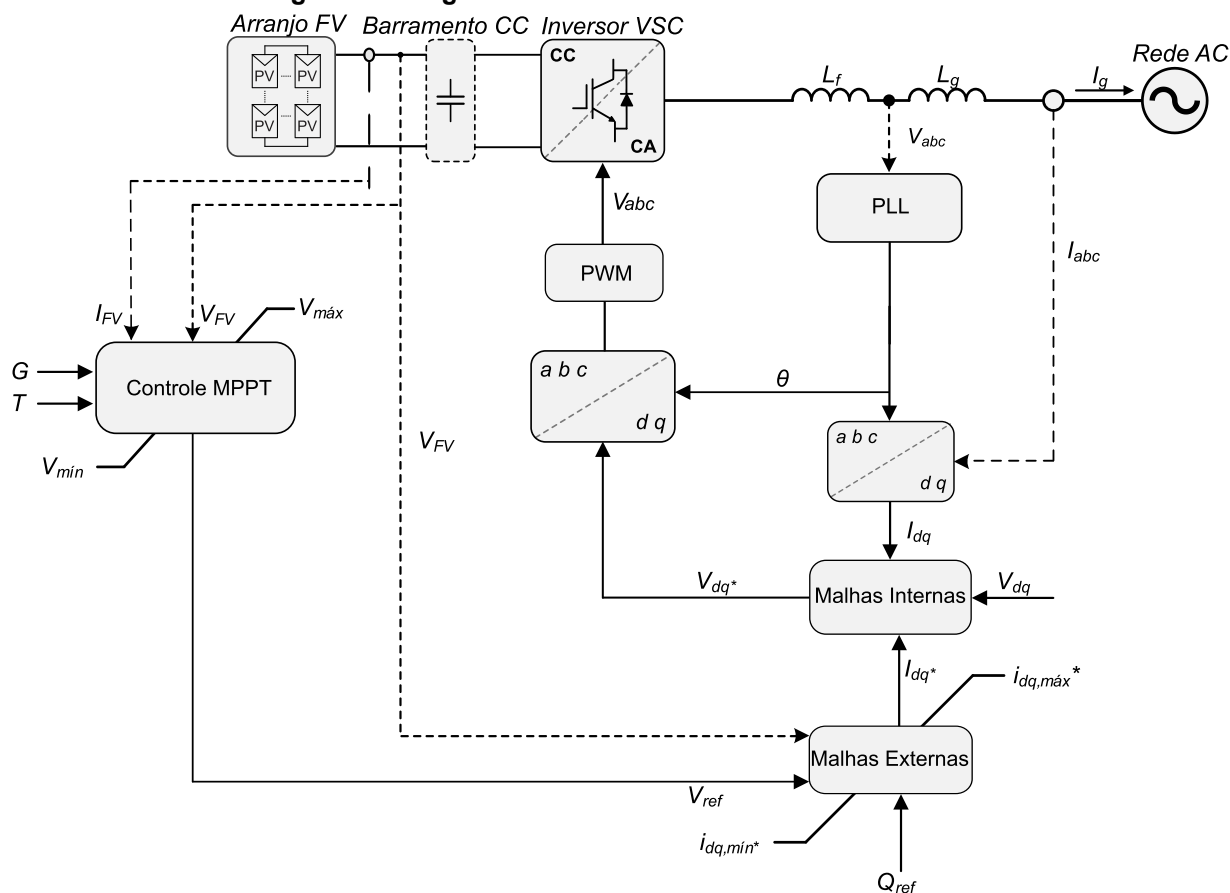
2.3.1 Malhas Típicas de Controle das Unidades Fotovoltaicas

Os inversores desempenham um papel essencial nas UFGDs. Nas UFGDs de estágio de conversão único, o inversor central é operado de forma a controlar tanto a potência ativa quanto a potência reativa injetada na rede, enquanto também se sincroniza com o ângulo de fase da tensão da rede elétrica. Essas funções são executadas por meio da regulação da tensão no barramento CC e do controle das

correntes de saída do inversor de frequência. A tensão no barramento CC é controlada pelo controle MPPT (HAGHIGHAT *et al.*, 2023). Na Figura 5 é apresentado o diagrama esquemático das malhas de controle de uma planta FV de único estágio que opera no modo de controle MPPT, seguindo a frequência e magnitude da tensão da rede elétrica. O sistema de controle é composto por diversas malhas de controle independentes, que incluem o controle do MPPT, a malha do PLL (do inglês, *Phase Locked Loop*), malhas internas de controle de corrente, malhas externas de controle de tensão no barramento CC (V_{FV}) e potência reativa injetada na rede (CABRERA-TOBAR, 2018).

O controle MPPT usa a medição de tensão (V_{FV}) e corrente (I_{FV}) do arranjo FV e, em seguida, determina a tensão de referência que resulta no ponto de operação de máxima potência (V_{MPP}). A tensão de saída do MPPT é usada como tensão de referência na malha externa de controle de tensão do barramento CC. Os controladores das malhas externas de controle, que regulam a tensão no barramento CC e a potência reativa (Q_{ref}), geram as referências de corrente de eixo direto (i_{d*}) e corrente de eixo em quadratura (i_{q*}) utilizadas nas malhas de controle internas. Dessa forma, os sinais de referência de corrente são comparados com os valores de corrente na saída do inversor nas malhas internas de controle de corrente, visando o cálculo dos sinais de referência de tensão de eixo direto e quadratura (v_{d*} e v_{q*}) para a saída do inversor. As tensões de referência v_{d*} e v_{q*} geradas pelas malhas de controle internas são convertidas em tensões trifásicas no referencial abc (v_a , v_b e v_c) e fornecidas como referência para o modulador por largura de pulso (PWM, do inglês, *Pulse Width Modulation*), que controla o acionamento dos IGBTs (do inglês, *Insulated-Gate Bipolar Transistors*) no inversor. A malha de PLL monitora o ângulo de fase da rede (θ) que é utilizado no sistema de controle e permite a sincronização do inversor com a rede elétrica. No modelo adotado, as dinâmicas do PLL são desprezadas.

Figura 5 – Diagrama de controle do inversor central.

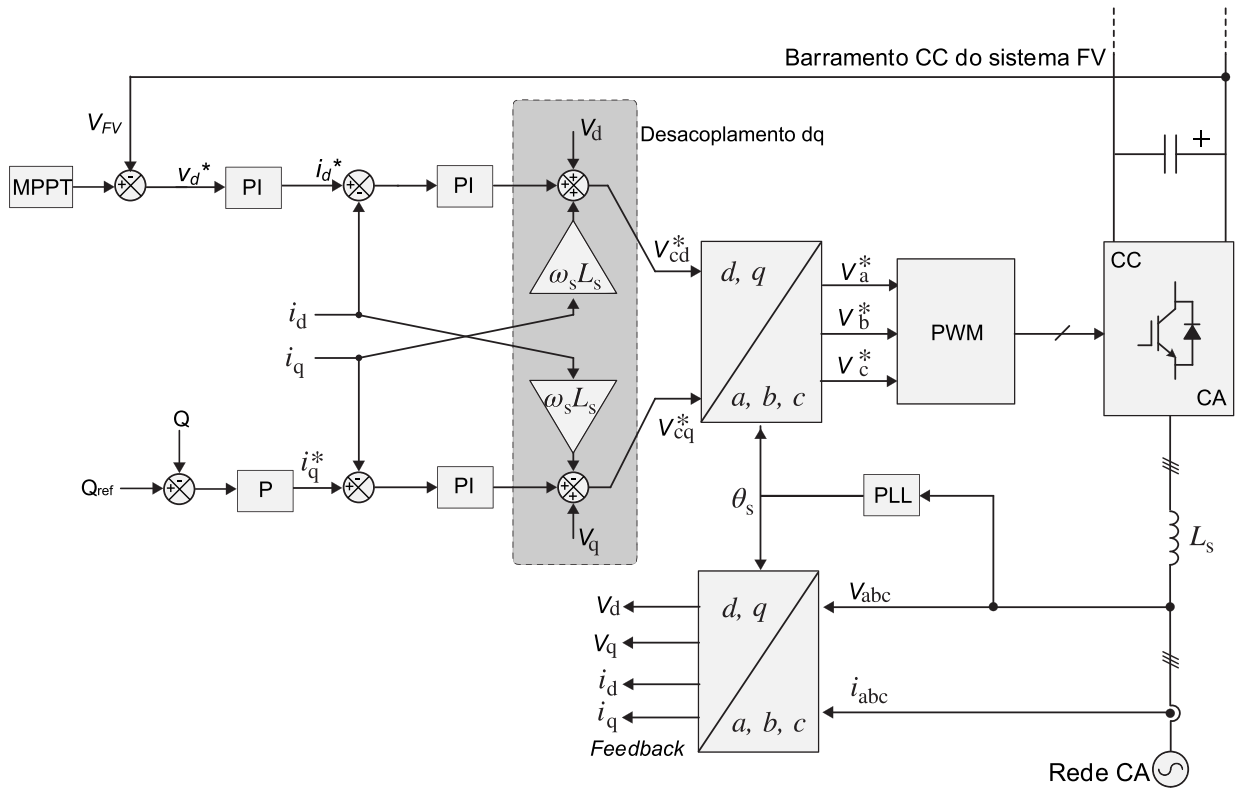


Fonte: Adaptado de Cabrera-Tobar (2018).

A técnica de controle denominada controle orientado pela tensão da rede elétrica (VOC, do inglês, *Voltage-Oriented Control*) é utilizada no inversor para permitir o controle de potência reativa e ativa de forma desacoplada. O VOC consiste em zerar a componente de tensão $V_{q,inv}$ na saída do inversor, proporcionando um controle desacoplado de potências, similar ao controle desacoplado de potências em geradores síncronos convencionais. O VOC utiliza o vetor de tensão da rede elétrica para realizar uma transformação rotacional das variáveis de corrente e tensão trifásica, movendo-as para um sistema de referência girante com um eixo em quadratura, denominado dq (CABRERA-TOBAR, 2018; KOURO, 2014). As malhas de controle internas e externas indicadas no diagrama de controle geral da Figura 5 são detalhas no diagrama de controle da Figura 6. Além da técnica VOC, o sistema de controle típico apresentado na Figura 6 também utiliza a técnica *feedforward* para realizar o desacoplamento das correntes i_d e i_q no filtro de saída do inversor. Essas

malhas de desacoplamento estão indicadas na Figura 6 no bloco denominado “Desacoplamento dq ”.

Figura 6 – Diagrama do controle orientado no vetor de tensão.



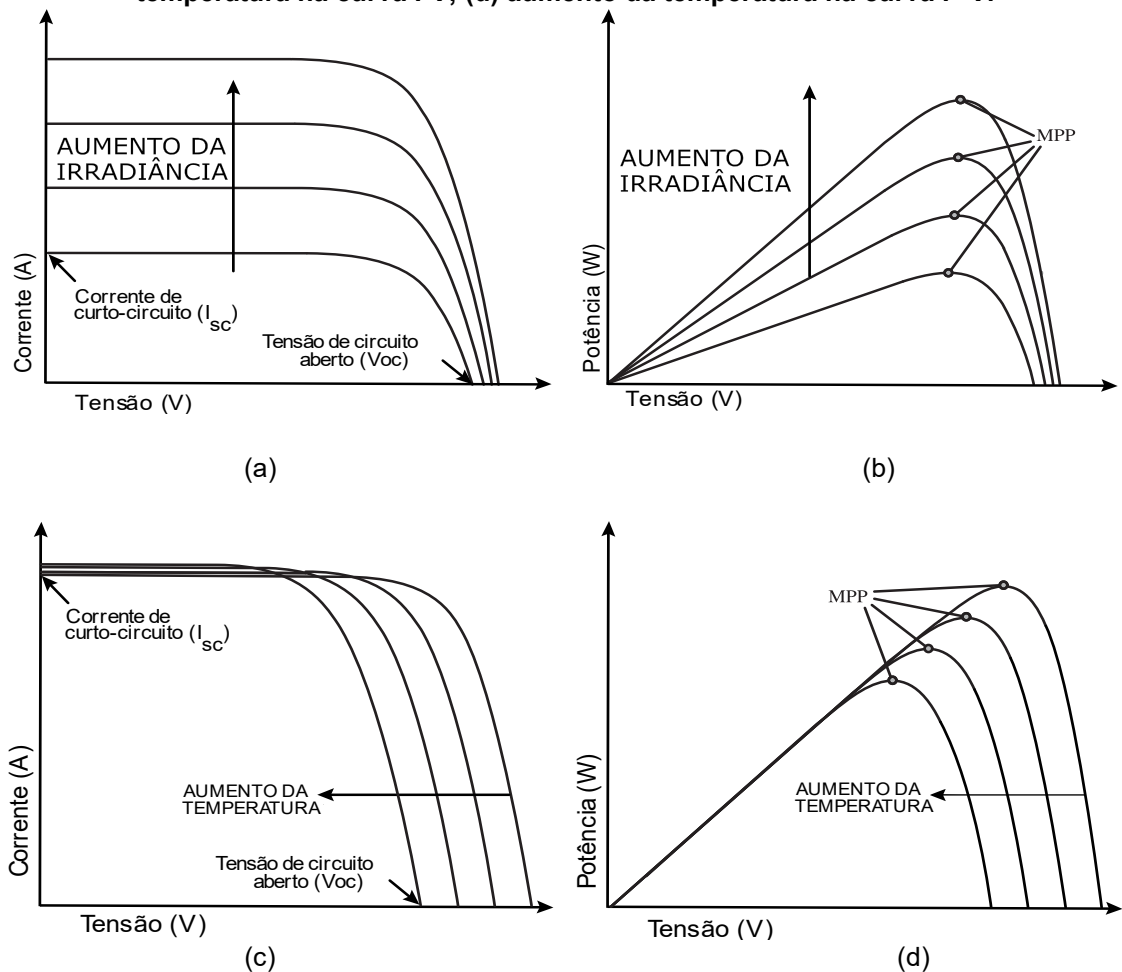
Fonte: Adaptado de Kouro *et al.* (2014).

2.4 ALGORITMO MPPT

Os módulos FVs apresentam uma eficiência baixa na conversão da fonte energética primária em eletricidade, quando comparados com sistemas eólicos e hidráulicos. Para otimizar o desempenho dos sistemas fotovoltaicos, são aplicadas técnicas para o rastreamento do ponto de máxima eficiência dos módulos FV. Essas técnicas monitoram a corrente e tensão na saída do arranjo FV, visando encontrar o ponto de máxima potência (MPP). A posição do MPP é influenciada por fatores como a irradiância solar e a temperatura ambiente, que causam variações nas características das curvas I-V e P-V do arranjo FV (ZHAO; WANG, 2018). Os efeitos decorrentes das variações de irradiância e temperatura nas características das curvas P-V e I-V são ilustrados na Figura 7(a), 7(b), 7(c) e 7(d). Na Figura 7(a), observa-se que o aumento na irradiância sobre os módulos exerce uma influência considerável no aumento da corrente de curto-circuito (I_{SC}) e afeta de forma menos significativa a

tensão de circuito aberto (V_{oc}). Na Figura 7(b), pode ser observado que o aumento da irradiância faz com que o MPP se desloca para níveis de potência e valores de tensão mais elevados. Na Figura 7(c), observa-se que o aumento da temperatura nos módulos tem um impacto pequeno no aumento da corrente de curto-circuito (I_{sc}) e reduz de forma mais significativa o valor da tensão de circuito aberto (V_{oc}) em comparação com o aumento da corrente de circuito aberto (I_{sc}). Na Figura 7(d) pode ser observado que o aumento da temperatura produz um deslocamento do MPP para níveis de potência e valores de tensão menores. Esses deslocamentos do MPP, influenciados por variáveis como irradiância e temperatura, destacam a importância de algoritmos de rastreamento eficientes para garantir que as UFGDs operem no ponto de máxima potência, como será discutido na próxima seção.

Figura 7 – Curvas características I-V e P-V em função da irradiância e temperatura: (a) aumento da irradiância na curva I-V; (b) aumento da irradiância na curva P-V; (c) aumento da temperatura na curva I-V; (d) aumento da temperatura na curva P-V.

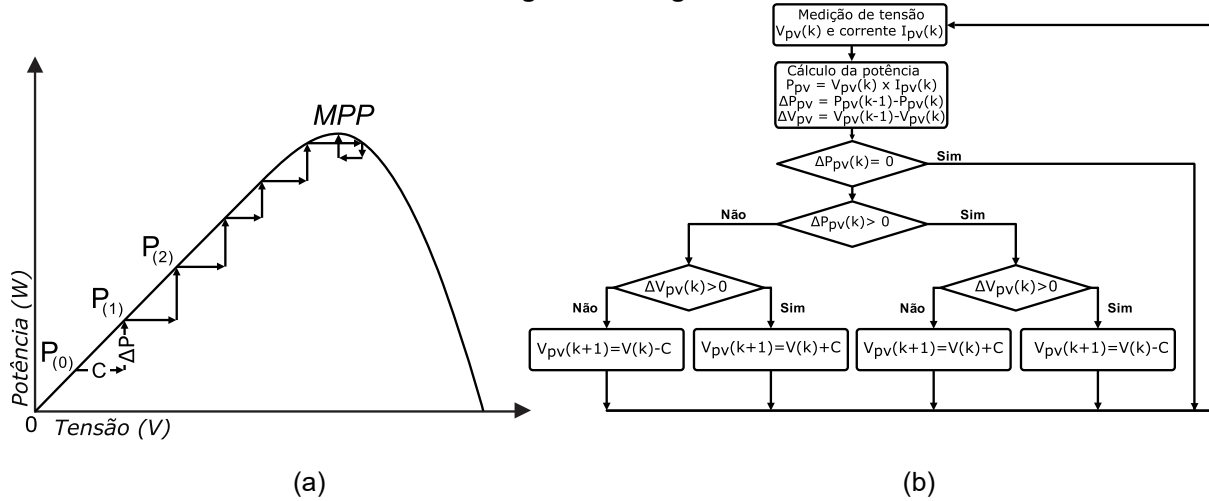


Fonte: Adaptado de Zhao e Wang (2018).

2.4.1 Algoritmo MPPT do Tipo Perturba & Observa (P&O)

O ponto de operação das UFGDs é definido pelo MPP do arranjo FV, o qual varia de acordo com a irradiância e a temperatura. O rastreamento desse ponto geralmente é realizado por meio de um algoritmo projetado principalmente para determinar a tensão de potência máxima (V_{MPP}) e a corrente de potência máxima (I_{MPP}). Diversos algoritmos têm sido utilizados para abordar esse desafio, tais como o perturba e observa (P&O) e o método da condutância incremental (ELTAWIL; ZHAO, 2013; LIU; CHEN; HUANG, 2015). Este trabalho utiliza o algoritmo P&O, que é um dos métodos mais utilizados na prática. Esse método tem o objetivo de direcionar o ponto de operação em direção ao MPP, realizando o ajuste periódico do sinal de saída do algoritmo, o qual é feito ao observar as variações de tensão e potência na saída do arranjo FV. A Figura 8(a) ilustra a evolução da tensão e potência na curva P-V à medida que o ponto de operação se desloca em direção ao MPP, enquanto a Figura 8(b) exemplifica a operação do algoritmo. Na Figura 8(b), o algoritmo tem início com a medição da tensão e corrente de saída do arranjo FV, sendo posteriormente utilizada para o cálculo da potência ativa. Em seguida, determina-se a variação da potência ativa e da tensão em relação aos valores anteriores. Posteriormente, o algoritmo verifica se a variação de potência é nula e retorna ao estado inicial, se for o caso. O algoritmo identifica se a variação de potência é negativa ou positiva. Uma variação de potência positiva significa que o ponto de operação está se deslocando na direção do MPP. Variação negativa de potência significa que o ponto de operação está se afastando do MPP. Após identificar se o ponto de operação está se afastando ou se aproximando do MPP, o algoritmo aplica uma variação de tensão ΔV na tensão de referência na saída do algoritmo. Essa variação de tensão pode ser positiva ou negativa, e tem como objetivo deslocar o ponto de operação na direção do MPP. O algoritmo então retorna ao estágio inicial, e o processo recomeça (VERMA *et al.*, 2016).

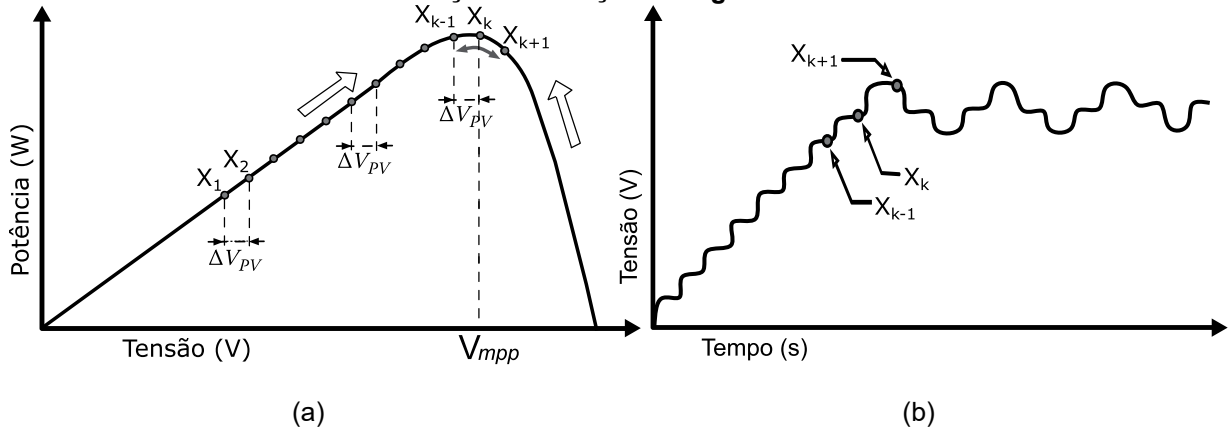
Figura 8 – Algoritmo MPPT P&O: (a) Deslocamento do ponto de operação na curva P-V; (b) Fluxograma do algoritmo.



Fonte: Adaptado de Bendib, Belmili e Krim (2015).

A Figura 9(b) exemplifica o comportamento da tensão no arranjo FV durante as perturbações aplicadas pelo algoritmo P&O para rastrear o MPP na curva P-V. Conforme o sistema se aproxima do MPP, representado por x_k na Figura 9, o algoritmo P&O induz oscilações em torno do MPP, com características específicas dependentes dos valores dos parâmetros de ajuste do algoritmo. Assim que o MPP é alcançado, a tensão da saída oscilará em torno da tensão de operação ideal, V_{MPP} . A oscilação resulta em perdas de potência que depende da magnitude da perturbação na tensão ajustada no algoritmo (FEMIA *et al.*, 2005). Essas oscilações podem ser minimizadas reduzindo o tamanho das perturbações de tensão (ou, equivalentemente, tamanho do passo do algoritmo), porém perturbações muito pequenas tornam a técnica lenta para rastrear o MPP. Então, a escolha adequada do tamanho do passo do algoritmo é fundamental para garantir um desempenho satisfatório tanto na resposta dinâmica quanto na resposta em estado estacionário (PIEGARI *et al.*, 2015).

Figura 9 – Deslocamento do ponto de operação durante a atuação do algoritmo P&O: (a) Ponto de operação deslocando-se na curva P-V; (b) Comportamento da tensão no arranjo FV em função da atuação do algoritmo.



Fonte: Adaptado de Femia *et al.* (2013).

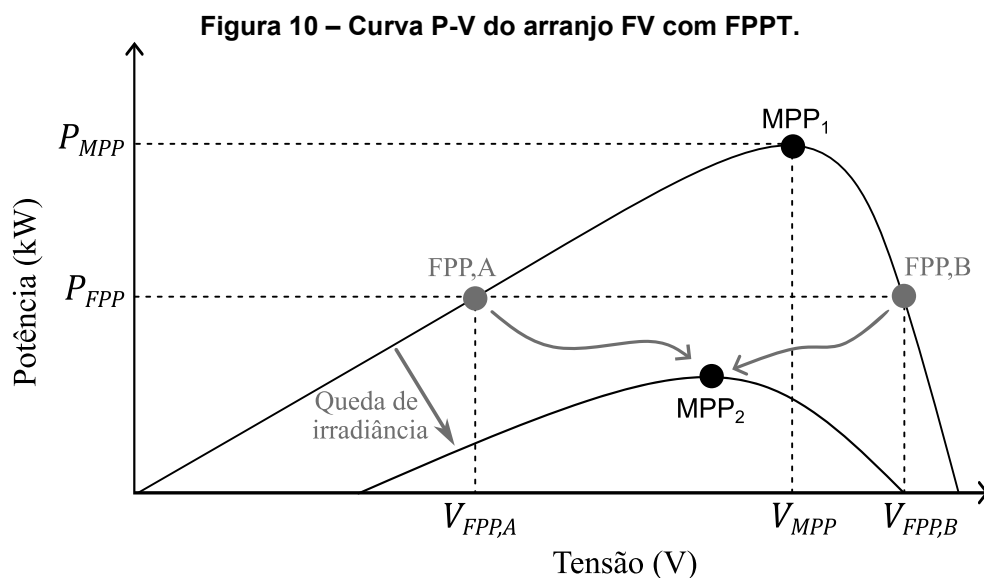
2.5 ALGORITMO FPPT PARA A OPERAÇÃO DESCARREGADA

Os algoritmos FPPT (do inglês, *Flexible Power Point Tracking*) foram criados para operar sistemas fotovoltaicos com potência abaixo do MPP, criando uma margem de potência ativa que pode ser utilizada na prestação de serviços ancilares, como resposta inercial e regulação de frequência (KUMARESAN *et al.*, 2021). Os algoritmos FPPT também podem ser utilizados para realizar o corte de geração em situações de contingência. O objetivo de controle do algoritmo FPPT é fazer com que a unidade de geração fotovoltaica siga uma referência de potência ativa (P_{fppt}) especificada.

Os algoritmos FPPT atuais podem ser classificados em dois tipos principais. O primeiro tipo envolve a modificação do controlador do conversor conectado ao arranjo fotovoltaico para regular a potência do arranjo PV de acordo com uma potência de referência desejada. O segundo tipo concentra-se no cálculo direto da tensão de referência do arranjo FV que corresponde à potência de referência escolhida (XIE *et al.*, 2022). O segundo tipo de algoritmo FPPT, proposto em Tafti *et al.* (2018), foi utilizado neste trabalho. Este algoritmo é uma adaptação do método tradicional P&O, pois perturba continuamente a tensão de referência do arranjo FV em direção a uma potência de referência. O algoritmo FPPT permite operar em pontos de operação da curva P-V abaixo do MPP, como ilustra a Figura 10. Para cada potência de referência

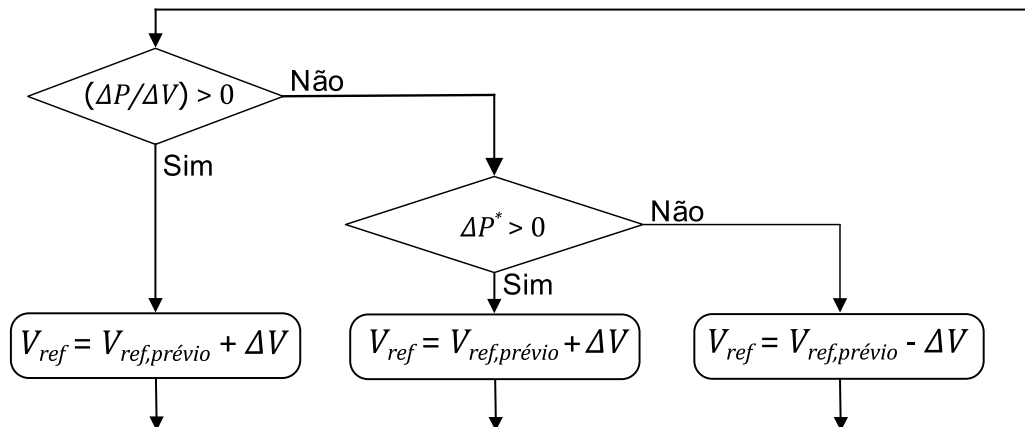
abaixo do MPP existem dois possíveis pontos de operação, um do lado direito do MPP e outro do lado esquerdo do MPP. Os algoritmos FPPT podem ser configurados para operarem apenas no lado direito ou apenas no lado esquerdo do MPP. Caso a irradiância solar reduza significativamente de forma que a potência de referência fique maior do que a máxima potência disponível nos módulos FVs, o algoritmo FPPT atua de forma similar aos algoritmos MPPT, mantendo a unidade de geração operando no ponto MPP₂, como ilustrado na Figura 10.

A inclinação da curva no lado esquerdo é menos acentuada em comparação ao lado direito, o que resulta em uma menor variação de potência para uma dada variação de tensão do que no lado direito. Como resultado, o lado esquerdo oferece maior estabilidade e menos oscilações, mas com uma resposta dinâmica mais lenta (TAFTI *et al.* 2019). Operar no lado esquerdo também pode levar o ponto de operação para o limite mínimo de tensão do inversor, restringindo a faixa operacional do sistema FV (FELDMANN *et al.*, 2021). Em contraste, a inclinação mais acentuada no lado direito permite uma resposta dinâmica mais rápida. No entanto, essa resposta pode provocar oscilações de tensão (TAFTI *et al.*, 2019), embora uma escolha adequada do passo de tensão possa atenuar esse efeito. Portanto, o algoritmo FPPT utilizado neste trabalho opera no lado direito do MPP.



Fonte: Adaptado de Xie *et al.* (2022).

A Figura 11 ilustra o fluxograma do algoritmo FPPT adotado, considerando a operação no lado direito do MPP. A variação de potência na iteração n do algoritmo é dada por $\Delta P = P(n) - P(n - 1)$, onde P é a potência de saída do arranjo FV medida em cada iteração. A variação de tensão na iteração n do algoritmo é dada por $\Delta V = V_{FV}(n) - V_{FV}(n - 1)$, onde V_{FV} é a tensão na saída do arranjo FV medida em cada iteração. O erro no rastreamento de potência, representado por $\Delta P^* = P_{atual} - P_{fppt}$, é definido pela diferença entre a potência de operação atual do arranjo FV (P_{atual}) e a potência de referência fornecida ao algoritmo FPPT (P_{fppt}). Na primeira iteração, o algoritmo calcula a derivada da potência em relação à tensão ($\Delta P/\Delta V$) para determinar se o sistema está operando no lado esquerdo ou direito do MPP. Como mostrado na Figura 10, a inclinação positiva da curva em direção ao MPP no lado esquerdo indica que um aumento na tensão resulta em um aumento na potência, enquanto uma diminuição na tensão leva a uma redução correspondente na potência. Isso significa que $\Delta P/\Delta V$ terá sempre o mesmo sinal, resultando em um valor positivo no lado esquerdo do MPP. No lado direito do MPP, a inclinação descendente implica que uma variação positiva na tensão resulta em uma variação negativa na potência, e o oposto ocorre para uma variação negativa de tensão. Consequentemente, $\Delta P/\Delta V$ será sempre negativo no lado direito do MPP. Se a derivada for positiva, o algoritmo aumenta a tensão de referência para mover o ponto de operação para o lado direito. Se a derivada for negativa, o algoritmo calcula o erro de rastreamento de potência $\Delta P^* = P_{atual} - P_{fppt}$. Caso o valor de ΔP^* seja positivo, indicando que a potência medida é maior que a referência de potência P_{fppt} , o algoritmo aumenta a tensão de referência (V_{ref}), aproximando o ponto de operação da referência de potência desejada. Por outro lado, se ΔP^* for negativo, significa que a potência medida é menor do que a referência de potência, e a tensão de referência é reduzida para aumentar a potência medida. O algoritmo prossegue com as variações da tensão de referência até que a potência medida alcance as proximidades da potência de referência desejada.

Figura 11 – Fluxograma da operação do algoritmo FPPT para operação no lado direito do MPP.

Fonte: Adaptado de Tafti *et al.* (2018).

2.6 VARIAÇÕES DE POTÊNCIA NA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

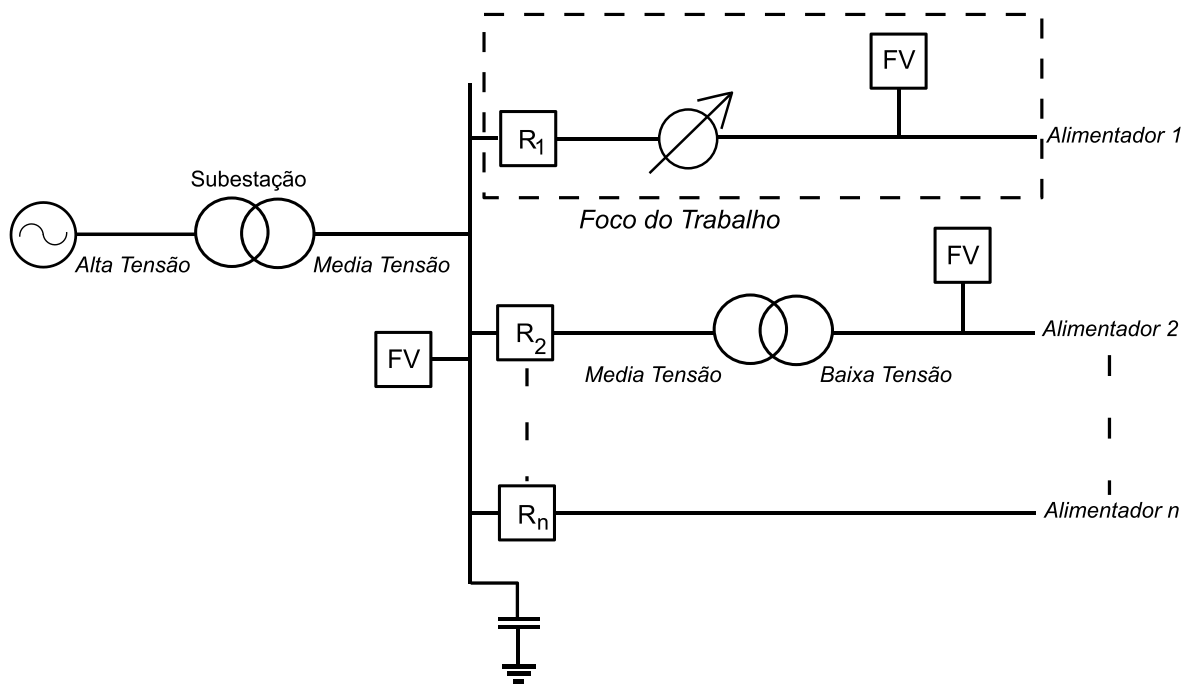
O movimento das nuvens é um dos principais fatores que afetam a potência gerada pelas UFGDs na escala de tempo de segundos. As nuvens em movimento atenuam os raios solares, resultando em sombreamento e variações estocásticas rápidas na irradiância solar que incidem na superfície dos arranjos FVs das UFGDs. Essas variações estocásticas da irradiância solar causam variações estocásticas na potência gerada pelas UFGDs (MARCOS *et al.*, 2011). As variações estocásticas na potência gerada ocasionam variações de tensão nos sistemas de energia elétrica. O nível de cobertura das nuvens (ou, equivalentemente, nível de sombreamento), espessura das nuvens e velocidade das nuvens são os fatores extrínsecos que afetam de forma significativa as variações de potência. Esses fatores que caracterizam o sombreamento afetam a magnitude e a taxa de variação da potência gerada (CHANG *et al.*, 2016). A influência da velocidade das nuvens, intensidade das sombras e diferentes níveis de cobertura de nuvens será analisada nos estudos realizados.

3 QUEDA DE TENSÃO E REGULAÇÃO DE TENSÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Os sistemas elétricos de potência (SEPs) desempenham um papel essencial na provisão de serviços de energia elétrica à sociedade, possibilitando a eficaz geração, transmissão e distribuição de energia elétrica por todo o país. Para os geradores de energia elétrica em larga escala, a potência gerada é geralmente fornecida à rede de transmissão em tensões elevadas. A rede de transmissão, por sua vez, transfere a eletricidade para a rede de distribuição, que distribui a energia para os consumidores conectados à rede de média e baixa tensão (FLICK *et al.*, 2011).

Os sistemas de distribuição são compostos por diversos dispositivos e redes elétricas que operam em conjunto para fornecerem eletricidade a partir das subestações de distribuição para os usuários finais. Os sistemas de distribuição geralmente têm início nas subestações de distribuição, de onde partem diversas redes elétricas, geralmente em média tensão, chamadas de alimentadores. Os alimentadores desempenham um papel fundamental na distribuição da energia, transportando a eletricidade a partir da subestação de distribuição para as diversas áreas locais, como bairros residenciais, bairros comerciais, zonas industriais e zonas rurais. Os alimentadores, caracterizados pela rede de média tensão, atuam como uma etapa intermediária entre as subestações e os transformadores de distribuição que acoplam a rede de média tensão à rede de baixa tensão, garantindo a distribuição de energia eficiente para os usuários finais (KAGAN *et al.*, 2010).

O foco dessa pesquisa é a regulação de tensão ao longo de um alimentador, ou seja, regulação de tensão na rede elétrica de média tensão. A Figura 12 apresenta um sistema de distribuição típico com vários alimentadores e dispositivos típicos, tais como religadores, regulador de tensão série, capacitor e UFGDs. Dentro deste sistema, um transformador é usado para converter a alta tensão para média tensão.

Figura 12 – Diagrama unifilar de um sistema de distribuição típico.**Fonte: Próprio autor.**

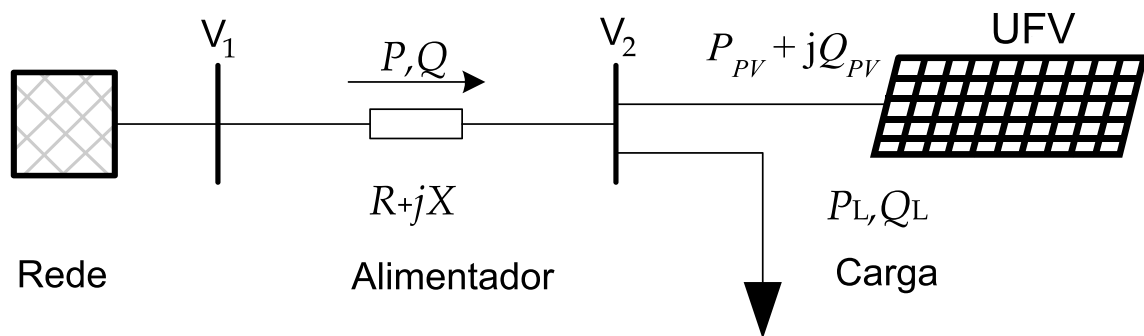
Em diferentes níveis de tensão na rede elétrica, resoluções técnicas específicas definem requisitos e especificações precisas para garantir a qualidade da tensão. No Brasil, os níveis de tensão em regime permanente para as redes de distribuição de energia elétrica devem estar em conformidade com os regulamentos técnicos estabelecidos pela ANEEL. O Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) aborda a qualidade da energia elétrica e apresenta os parâmetros que as concessionárias de energia devem monitorar para garantir a qualidade da energia (ANEEL, 2017). Um dos parâmetros cruciais é a manutenção do nível de tensão em estado estacionário do sistema de distribuição (SILVA *et al.*, 2021). Nos sistemas de distribuição, a tensão pode ser dividida em tensão primária e tensão secundária. A tensão primária de distribuição refere-se ao nível de tensão mais elevado utilizado para transmitir eletricidade das subestações para uma área ou região específica. Geralmente a tensão varia de 1 kV a 69 kV (ANEEL, 2017). Por outro lado, a tensão secundária de distribuição é o nível de tensão mais baixo no qual a eletricidade é distribuída aos consumidores finais. Em áreas residenciais, a tensão de distribuição secundária normalmente varia de 127 V a 220 V (ANEEL, 2017).

Os limites de tensão em estado estacionário para média tensão, de acordo com o PRODIST, variam de 1,05 p.u. a 0,93 p.u., enquanto, de acordo com a IEC (do inglês, *The International Electrotechnical Commission*), variam de 1,05 p.u. a 0,95 p.u.. A regulação da tensão na média tensão para atender as resoluções técnicas é realizada tipicamente por meio de reguladores de tensão série e bancos de capacitores (ZHOU; YAN; LIU, 2019). Mesmo na presença desses dispositivos, a proliferação das UFGDs pode resultar em violações dos limites estabelecidos pelo PRODIST, degradando a qualidade de energia devido às variações rápidas de tensão (ALMEIDA *et al.*, 2015).

3.1 QUEDA DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM UFGDs

Uma das funções fundamentais na operação dos sistemas de distribuição é a regulação de tensão, tendo como principal objetivo garantir que a tensão fornecida aos consumidores finais permaneça dentro dos limites permitidos estabelecidos pelas normas regulatórias e assegurar uma boa qualidade da energia elétrica. No contexto da regulação de tensão, é crucial entender o fenômeno de queda de tensão em sistemas de distribuição com geração fotovoltaica. A queda de tensão em um sistema de distribuição pode ser calculada a partir da análise de um diagrama unifilar, conforme representado na Figura 13.

Figura 13 – Diagrama unifilar de um alimentador com uma carga equivalente e uma UFGD no final da rede elétrica.



Fonte: Adaptado de Sergi (2014).

Na Figura 13, uma UFGD está conectada a um alimentador, onde P_{PV} e Q_{PV} são a potência ativa e reativa gerada, e P_L e Q_L representam a potência ativa e reativa da carga. A queda de tensão no alimentador (ΔV_{queda}) pode ser escrita como:

$$\Delta V_{queda} = V_1 - V_2 = ZI = (R + jX)I. \quad (5)$$

Em (5), R é a resistência total da rede e X é a reatância total da rede, considerando o trecho de rede entre a subestação e a UFGD, I é a corrente que flui pela rede, e V_2 corresponde à magnitude da tensão no barramento da UFGD. A corrente I pode ser escrita como:

$$I = \frac{(P_L - P_{PV}) + j(Q_L - Q_{PV})}{V_2^*}. \quad (6)$$

Assumindo que a tensão V_2 pode ser tratada como uma referência de ângulo (ou seja, $V_2^* = V_2 \angle 0^\circ = V_2$) e substituindo (6) em (5) obtém-se (JENKINS *et al.*, 2000):

$$\begin{aligned} \Delta V_{queda} = & \left(\frac{R}{V_2} (P_L - P_{PV}) + \frac{X}{V_2} (Q_L - Q_{PV}) \right) \\ & + j \left(\frac{X}{V_2} (P_L - P_{PV}) - \frac{R}{V_2} (Q_L - Q_{PV}) \right). \end{aligned} \quad (7)$$

Como o foco deste trabalho está nos sistemas de distribuição, as injeções de potência ativa e reativa têm uma influência maior na magnitude da tensão do que o deslocamento de fase causado pela impedância. Os termos imaginários contribuem para o ângulo de fase global, mas têm um impacto menor na magnitude da tensão. Consequentemente, a variação de tensão é aproximadamente igual à componente real do produto entre tensão e corrente (JENKINS *et al.*, 2000; SUN *et al.*, 2019). Portanto, desprezando a parte imaginária da queda de tensão, (7) pode ser reescrita de forma simplificada como:

$$\Delta V_{queda} = \frac{R(P_{PV} - P_L) + X(Q_{PV} - Q_L)}{V_2}. \quad (8)$$

Analisando (8), é possível concluir que a queda de tensão depende da resistência e reatância indutiva da rede e das potências ativa e reativa que fluem pela rede, sendo a potência ativa associada predominantemente à queda de tensão

causada pela resistência da rede e a potência reativa associada à queda de tensão causada pela reatância indutiva da rede.

As UFGDs fornecem potência ativa (P_{PV}) e podem injetar ou absorver potência reativa ($\pm Q_{PV}$), enquanto as cargas consomem tanto potência ativa (P_L) quanto potência reativa (Q_L). A partir de (8), pode-se concluir que a queda de tensão pode diminuir quando o gerador FV injeta potência ativa na rede. No entanto, se a carga do alimentador for menor do que a injeção de potência ativa da UFGD, a tensão no ponto de conexão pode ficar maior que a tensão da subestação, ou seja, a UFGD pode causar sobretensão. Além disso, com base em (8), pode-se inferir que a variação de tensão pode aumentar ou diminuir, dependendo da injeção ou absorção de potência reativa.

A variação de tensão no ponto de conexão da UFGD (ΔV_{UFGD}), em função apenas das variações da potência ativa e reativa gerada, pode ser escrita da seguinte forma (JENKINS *et al.*, 2000; SUN *et al.*, 2019):

$$\Delta V_{UFGD} \approx \frac{R \cdot \Delta P_{PV} + X \cdot \Delta Q_{PV}}{V_{nom}}, \quad (9)$$

onde $\Delta P_{PV} = P_{PV} - P_{PV,0}$ e $\Delta Q_{PV} = Q_{PV} - Q_{PV,0}$ denotam as variações na potência ativa e reativa gerada pela UFGD com relação às potências iniciais $P_{PV,0}$ e $Q_{PV,0}$. Ao estabelecer $\Delta V_{UFGD} = 0$ em (9), é possível calcular a variação de potência reativa ΔQ_{PV} que a UFGD precisa injetar na rede para mitigar o impacto da variação da potência ativa na tensão. A potência reativa ΔQ_{PV} , em função da variação da potência ativa gerada e da relação R/X , é apresentada em (10) (TRINDADE *et al.*, 2017).

$$\Delta Q_{PV} \approx -\frac{\Delta P_{PV} R}{X} = -\Delta P_{PV} \left(\frac{X}{R}\right)^{-1}. \quad (10)$$

Analisando (10) é possível concluir que a quantidade de potência reativa a ser injetada para anular a variação de tensão depende da variação da potência ativa gerada e da relação R/X da rede de distribuição. A relação R/X em redes de distribuição de média tensão depende do tipo de cabo elétrico utilizado, podendo

variar tipicamente de 0,5 a 2 (WANG *et al.*, 2021). A partir de (10), pode-se inferir que quanto maior a relação R/X maior é a potência reativa necessária para compensar o impacto da potência ativa na variação de tensão do sistema.

3.2 REGULAÇÃO DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

No contexto da regulação de tensão em sistemas de distribuição, os reguladores automáticos de tensão do tipo SVR estão entre os dispositivos mais utilizados nas redes de distribuição de média tensão. Os SVRs são autotransformadores cuja bobina do secundário é colocada em série com a rede elétrica e a regulação de tensão é realizada por um dispositivo eletromecânico (ou, equivalentemente, comutador) que varia a relação de transformação do regulador (SHORT, 2004). O processo de regulação de tensão realizado pelo comutador é um fenômeno discreto, onde cada variação do comutador (ou, equivalentemente, variação de *tap*) resulta em uma variação discreta de tensão na rede, geralmente da ordem de 0,625%. Geralmente, os SVRs têm a capacidade de regular a tensão dentro de uma faixa de $\pm 10\%$ com relação à tensão de entrada do regulador (AGALGAONKA *et al.*, 2014).

Devido às flutuações de tensão causadas pela variabilidade da potência gerada pelas UFGDs, os SVRs geralmente aumentam significativamente o número de troca de *taps* para manter a tensão dentro da faixa de referência (SHARMA *et al.*, 2020). O aumento no número de atuações dos reguladores de tensão aumenta o desgaste desses dispositivos e o número de variações abruptas de tensão. Isso se deve à natureza discreta da operação desses reguladores. Os SVRs tipicamente usados em redes de distribuição de média tensão são projetados para manter a tensão da rede em regime permanente dentro de uma faixa de referência predefinida. No entanto, esses dispositivos não são adequados para lidar com variações rápidas de tensão, uma vez que o relé de regulação de tensão tipicamente utilizado possui um tempo morto de atuação na faixa de 30 a 60 segundos (ou seja, o dispositivo atua apenas entre 30 e 60 segundos após a tensão da rede violar a referência de tensão ajustada no relé). Portanto, mesmo com a presença de SVRs, as UFGDs causam variações rápidas de tensão em sistemas de distribuição (NAKAMURA *et al.*, 2021).

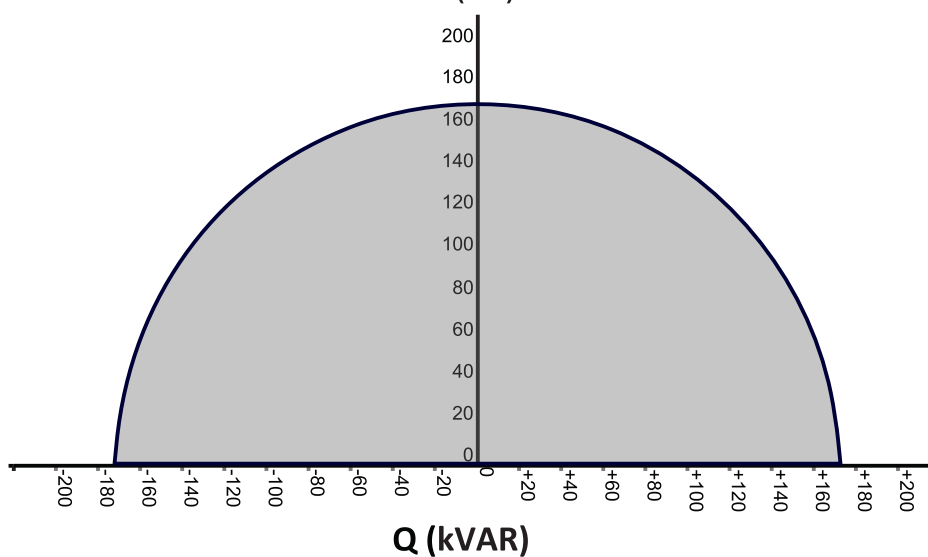
A injeção de potência reativa pelas UFGDs é uma abordagem de regulação promissora e economicamente viável (GÓMEZ-GONZÁLEZ *et al.*, 2018). No entanto, a eficácia desse método geralmente depende da relação R/X da rede, da capacidade de potência reativa do inversor e da configuração da rede. A capacidade de injeção de potência reativa do inversor é limitada pela geração de potência ativa e pela curva de capacidade de geração fornecida pelo fabricante do inversor da UFGD. A máxima potência reativa disponível em cada UFGD ($Q_{disp,i}(t)$), descrita em (11), pode variar significativamente em tempo real na escala de segundos a minutos, pois ela depende da potência ativa gerada pela i -ésima UFGD ($P_i(G, T, t)$) e da potência nominal do inversor ($S_{nom,i}$).

$$Q_{disp,i}(t) = \sqrt{S_{nom,i}^2 - P_i(G, T, t)^2}. \quad (11)$$

A potência gerada $P_i(G, T, t)$ é definida pelo algoritmo MPPT e depende da irradiância solar G e da temperatura T dos módulos fotovoltaicos. Em condições de nuvens, as UFGDs apresentam diferentes potências de saída (ou seja, $P_1(G, T, t) \neq P_2(G, T, t) \neq P_n(G, T, t)$, onde n é o número de UFGDs do sistema) e variações rápidas de potência, devido ao movimento das nuvens. Ao considerar a relação entre a potência ativa e a potência reativa, a capacidade de suporte de potência reativa diminui com o aumento da geração de potência ativa da UFGD, pois a potência aparente máxima do inversor não pode ser ultrapassada para evitar o sobreaquecimento e a queima das chaves semicondutoras do inversor. A técnica de compensação de potência reativa torna-se viável quando há capacidade excedente no inversor que não está sendo utilizada para a geração de potência ativa. Durante períodos de demanda máxima de energia, o inversor opera com capacidade total, e a compensação de potência reativa requer, a redução da geração de potência ativa gerada. Entretanto, é importante perceber que as UFGDs geram potência ativa igual à potência nominal do inversor apenas durante algumas horas por ano, pois a irradiância máxima ocorre geralmente apenas em algumas épocas do ano, nas proximidades do meio-dia. Outro aspecto importante é o sobredimensionamento do inversor, realizado muitas vezes devido ao baixo custo do inversor quando comparado com o custo dos módulos FVs. A Figura 14 representa o diagrama P-Q de um inversor

de uma UFGD comercial, no qual a potência ativa é representada no eixo vertical, e a potência reativa no eixo horizontal (ABB SOLAR INVERTERS, 2018). A semicircunferência do círculo representa a potência aparente nominal do inversor. Em qualquer ponto ao longo dessa semicircunferência, o inversor FV opera com sua potência aparente máxima.

Figura 14 – Curva de capacidade operacional do inversor FV.



Fonte: Adaptado de ABB solar inverters, 2018.

4 ESTRATÉGIA DE CONTROLE DE TENSÃO PROPOSTA

Nesta seção, apresenta-se a abordagem de controle proposta para a regulação de tensão variável das UFGDs. A baixa capacidade de regulação de tensão e a grande variabilidade da margem de potência reativa são características bem conhecidas dos UFGDs (SUN *et al.*, 2019). No entanto, a abordagem de controle proposta é formulada para lidar com tais características das UFGDs. A abordagem de regulação de tensão utiliza a injeção de potência reativa com base na potência reativa disponível em cada UFGD ($Q_{disp,i}(t)$ calculado por meio de (11)). O controle de tensão é baseado em um regulador clássico do tipo *droop*, cuja lei de controle em regime permanente é dada por:

$$Q_{inj,i} = k_{droop}(V_{med,i} - V_{ref,adap,i}). \quad (12)$$

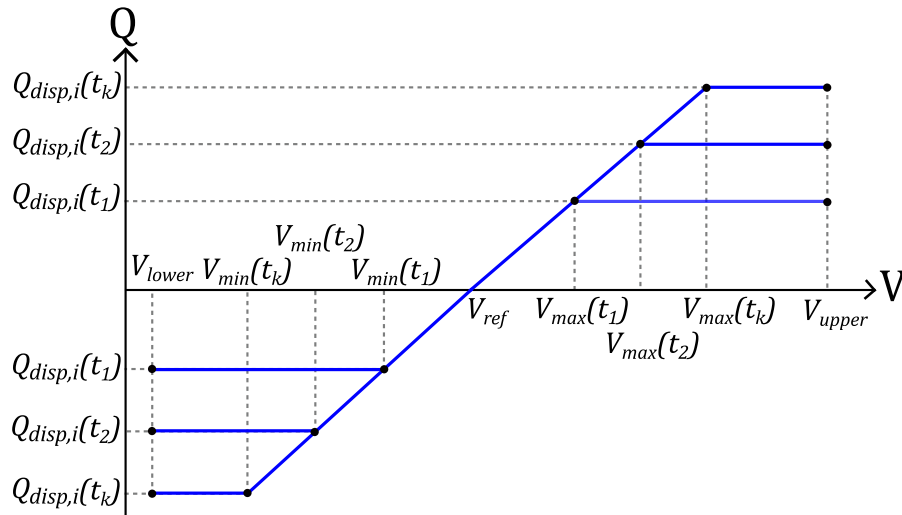
onde $Q_{inj,i}$ é a potência reativa injetada pela i -ésima UFGD, $V_{ref,adap,i}$ é a tensão de referência, $V_{med,i}$ é a tensão medida no ponto de conexão da UFGD, e k_{droop} é o ganho proporcional do regulador de tensão local.

Devido à alta variabilidade da irradiância solar, um limitador adaptativo é utilizado na saída do regulador de tensão para garantir que $Q_{inj,i}$ não exceda a potência reativa disponível $Q_{disp,i}(t)$ calculada em tempo real por meio de (11). Além disso, durante transitórios de tensão na rede causados, por exemplo, por curtos-circuitos e variações de carga e geração, a potência reativa injetada pode sair dos limites operacionais. O limitador adaptativo impede que a potência nominal do inversor seja violada durante o processo de regulação, preservando a operação dentro dos limites seguros. Entretanto, a ação do limitador adaptativo implica uma perda da capacidade de regulação de tensão da UFGDs. Para restabelecer a capacidade de regulação de tensão, a abordagem de controle proposta utiliza uma tensão de referência adaptativa, que será abordada com mais detalhes no restante deste capítulo.

A Figura 15 ilustra a lei de controle adotada, considerando a variação da margem de potência reativa para os instantes de tempo t_1 , t_2 e t_k . O limitador adaptativo aumenta a margem de regulação de tensão com a diminuição da irradiância solar, pois a potência reativa disponível $Q_{disp,i}(t)$ aumenta conforme a

irradiância solar reduz. No sistema teste adotado, a convenção dos sinais para a potência reativa difere daquela normalmente utilizada. Neste caso, a potência reativa positiva é associada a um comportamento indutivo, enquanto a potência reativa negativa representa um comportamento capacitivo. A convenção utilizada no sistema teste resulta em uma inclinação positiva na curva Volt-Var, pois o aumento da tensão no ponto de conexão está associado a um aumento de injeção de potência reativa indutiva, definida como positiva. Essa inclinação é oposta à da curva Volt-Var definida pelo padrão IEEE 1547 devido apenas à convenção de sinais adotada para a potência reativa (RAMASUBRAMANIAN *et al.*, 2022). A curva Volt-Var considerada neste trabalho despreza a zona morta, o que resulta em uma maior mitigação das flutuações de tensão.

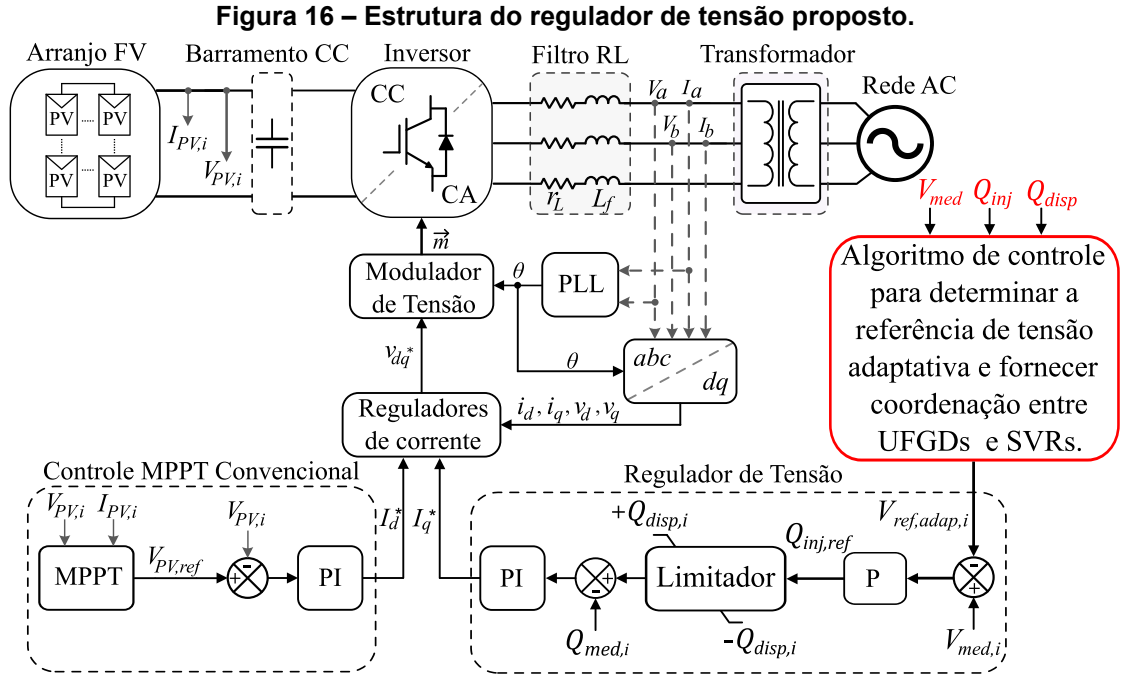
Figura 15 – Curva Volt-Var com limite adaptativo para a potência reativa.



Fonte: Próprio autor.

A estrutura do regulador de tensão proposto para cada UFGD é mostrada na Figura 16. O regulador de tensão utiliza uma referência de tensão adaptativa local ($V_{ref,adapt,i}$) para lidar com a capacidade limitada de regulação de tensão das UFGDs. O algoritmo de controle varia automaticamente $V_{ref,adapt,i}$ quando a potência reativa injetada da UFGD atinge o valor máximo disponível ($Q_{inj,i} = Q_{disp,i}$) de forma restaurar a margem de potência reativa ($\Delta Q_{m,i} = Q_{disp,i} - Q_{inj,i}$), restabelecendo a capacidade de regulação de tensão da i -ésima UFGD. A referência de tensão adaptativa é

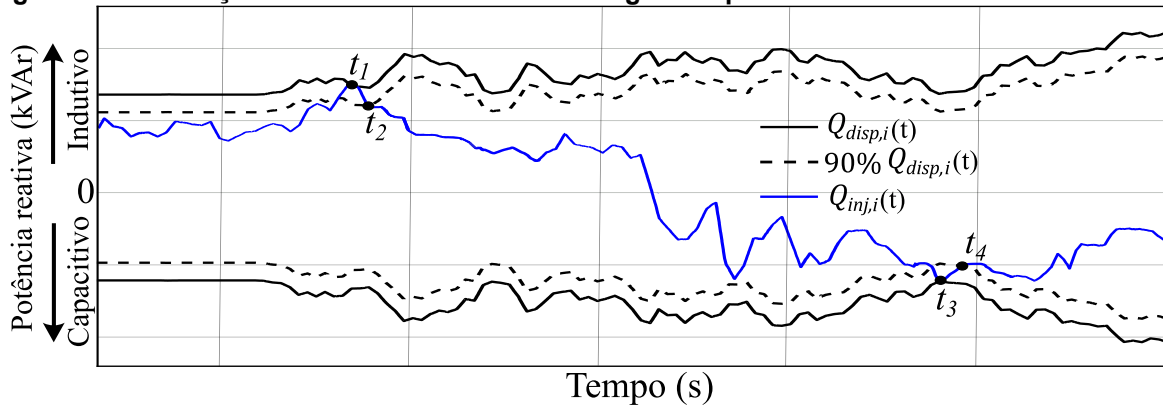
ajustada em rampa até que a potência reativa fornecida pela UFGD se torne igual a 90% da potência reativa máxima disponível (ou seja, $\Delta Q_{m,i}$ torna-se 10% de $Q_{disp,i}$).



Fonte: Próprio autor.

O processo de restabelecimento da margem de potência reativa é ilustrado na Figura 17. Em t_1 a UFGD_i atinge o valor máximo positivo da potência reativa disponível, o que resulta no aumento da tensão de referência adaptativa, que por sua vez reduz a potência reativa injetada até o ponto t_2 , onde a potência reativa injetada corresponde à 90% da potência reativa disponível. No período entre os pontos t_2 e t_3 , as variações de tensão no ponto de conexão faz com que a potência reativa injetada pelo regulador de tensão varie, de modo a manter a tensão no ponto de conexão igual à tensão de referência da UFGD. Em t_3 a UFGD_i atinge o valor máximo da potência reativa capacitiva disponível, o que resulta na redução da tensão de referência adaptativa, que por sua vez leva a potência reativa injetada até o ponto t_4 , restabelecendo novamente a margem de potência reativa.

Figura 17 – Ilustração do restabelecimento da margem de potência reativa de uma dada UFGD.



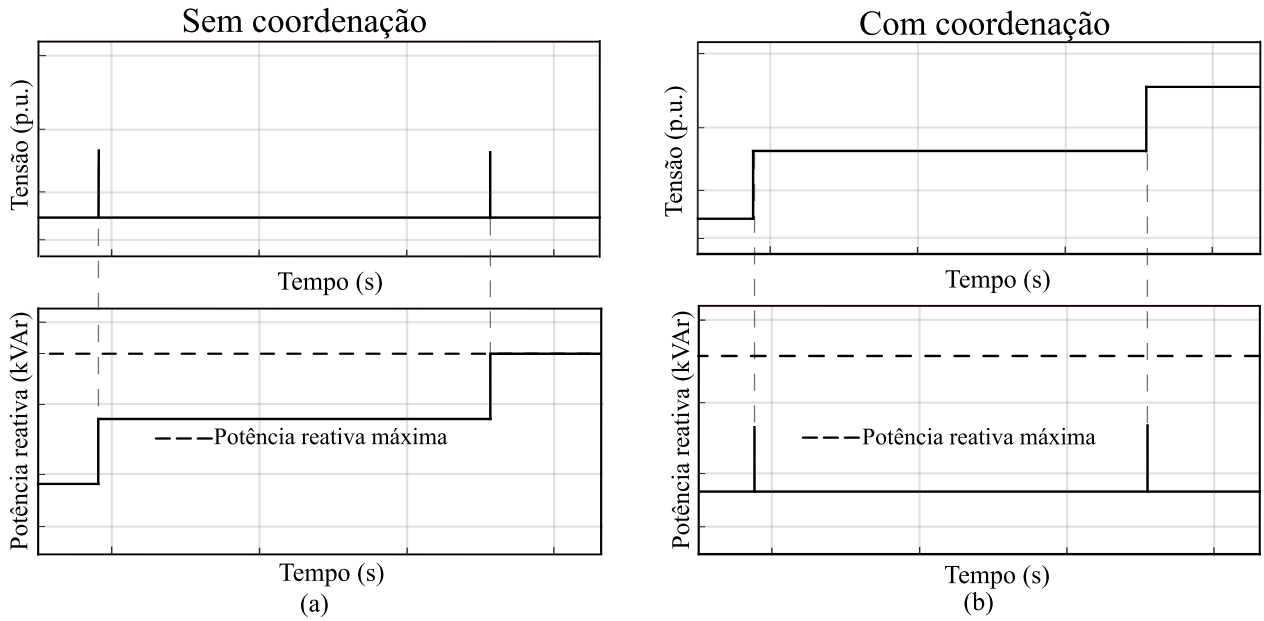
Fonte: Próprio autor.

Os reguladores de tensão série posicionados à montante de uma dada UFGD interferem de forma significativa na potência reativa injetada e na capacidade de regulação de tensão da UFGD. Uma troca de *tap* que resulte em elevação de tensão no sistema de distribuição, por exemplo, faz com que a potência reativa injetada pela UFGD apresente uma variação abrupta, pois a UFGD atua para manter a tensão constante no ponto de conexão. Portanto, as trocas de *tap* dos reguladores de tensão podem reduzir de forma significativa a margem da potência reativa das UFGDs. Além da redução da margem da potência, a interação mútua entre o regulador de tensão série e as UFGDs no modo de regulação de tensão pode resultar em um processo antagônico de regulação de tensão, fazendo com que ocorra um número excessivo desnecessário de trocas de *tap*, o que degeneraria a qualidade da regulação de tensão no sistema de distribuição. Para evitar uma interação prejudicial entre os reguladores de tensão série e as UFGDs e, também, mitigar o impacto das trocas de *tap* na redução da margem de potência das UFGDs, é necessário adotar uma coordenação entre as UFGDs e os reguladores de tensão série.

A abordagem de coordenação proposta consiste em aumentar ou reduzir a tensão de referência adaptativa da UFGD quando uma troca de *tap* é identificada por meio de uma variação de tensão abrupta no ponto de conexão da UFGD. A Figura 18 ilustra conceitualmente o impacto das trocas de *tap* na potência reativa injetada por uma dada UFGD, considerando o sistema operando com e sem a abordagem de coordenação proposta. Pode ser observado que na ausência de coordenação, a potência reativa injetada pela UFGD aumenta de forma abrupta em cada uma das duas trocas de *tap* ilustradas na Figura 18(a), pois a tensão de referência adaptativa

se mantém constante. Com a abordagem coordenada, as trocas de *tap* resultam em elevação da tensão de referência adaptativa, o que mitiga a redução da margem de potência reativa e a interação prejudicial entre o regulador de tensão série e UFGD, como ilustrado na Figura 18(b).

Figura 18 – Impacto da troca de *tap* na potência reativa das UFGDs: (a) Tensão e potência reativa sem coordenação; (b) Tensão e potência reativa com coordenação.



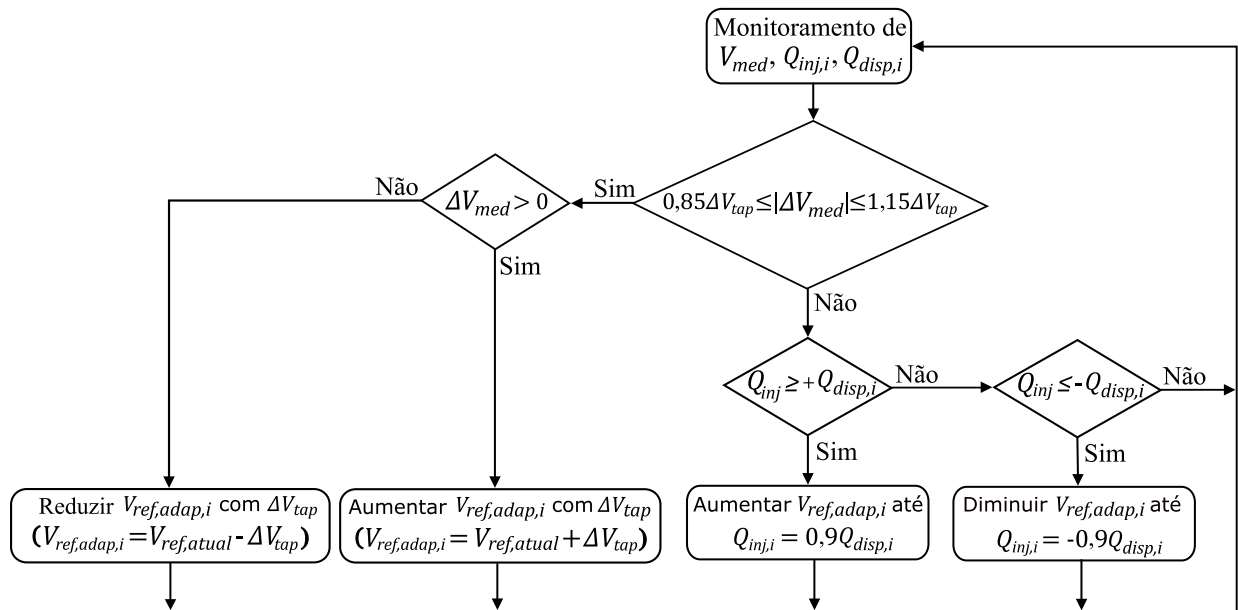
Fonte: Próprio autor.

A abordagem de coordenação proposta é local, o que elimina a necessidade de sistemas de comunicação, e consiste em ajustar automaticamente (aumentando ou diminuindo) a tensão de referência adaptativa da UFGD quando uma troca de *tap* é detectada no ponto de conexão da UFGD. A troca de *tap* é identificada localmente por um algoritmo de controle que monitora variações abruptas de tensão causadas pelas trocas de *tap* nos reguladores de tensão à montante. A magnitude da variação de tensão causada por uma troca de *tap* (ΔV_{tap}) é constante e definida pelo número de *taps* do regulador. Se o algoritmo detectar uma variação de tensão ΔV_{med} dentro da faixa de $\pm 15\%$ da variação esperada (*i.e.*, $0,85\Delta V_{tap} \leq \Delta V_{med} \leq 1,15\Delta V_{tap}$), a tensão de referência adaptativa da UFGD é ajustada por um valor igual a ΔV_{tap} , coordenando com a operação do regulador de tensão série (*i.e.*, $V_{ref,adapt,i} = V_{ref,actual} + \Delta V_{tap}$). A margem de segurança de 15% é adotada devido à dinâmica dos

sistemas de distribuição, que pode causar pequenos transitórios durante a troca de *tap*. Outros valores de margem de segurança podem ser utilizados. Em reguladores comerciais com 16 *taps*, o valor típico de ΔV_{tap} é 0,625%. Se uma variação abrupta de carga resultar em uma variação abrupta de tensão dentro da faixa de variação de tensão de uma troca de *tap* (ΔV_{tap}), o controle proposto também coordena com o novo ponto de operação causado pela grande variação de carga. Essa coordenação com grandes variações de carga é benéfica, pois preserva a margem de potência reativa das UFGDs.

O fluxograma da Figura 19 ilustra a abordagem geral de controle de tensão proposta para as UFGDs operando em condições de sombreamento. A tensão de referência adaptativa inicial para cada UFGD pode ser escolhida como a magnitude da tensão inicial no ponto de conexão ou outro valor dentro da margem de regulação de tensão, conforme discutido na próxima subseção.

Figura 19 – Fluxograma da abordagem de controle proposta.



Fonte: Próprio autor.

4.1 MARGEM DE REGULAÇÃO DE TENSÃO EM TEMPO REAL

A capacidade de regulação de tensão de uma dada UFGD, chamada aqui de margem de regulação de tensão, é determinada em tempo real por meio de uma formulação matemática proposta neste trabalho. A margem de regulação de tensão é

útil para que os operadores de sistemas de distribuição possam escolher novas referências de tensão para as UFGD em tempo real, de forma a não violar a margem de potência reativa disponível na UFGD.

A tensão de referência possível de ser seguida por uma dada UFGD em tempo real ($V_{ref,marg}$) depende da margem de regulação de tensão (ΔV_{marg}) e pode ser escrita como:

$$V_{ref,marg} = V_{ref,atual} + \Delta V_{marg}, \quad (13)$$

sendo

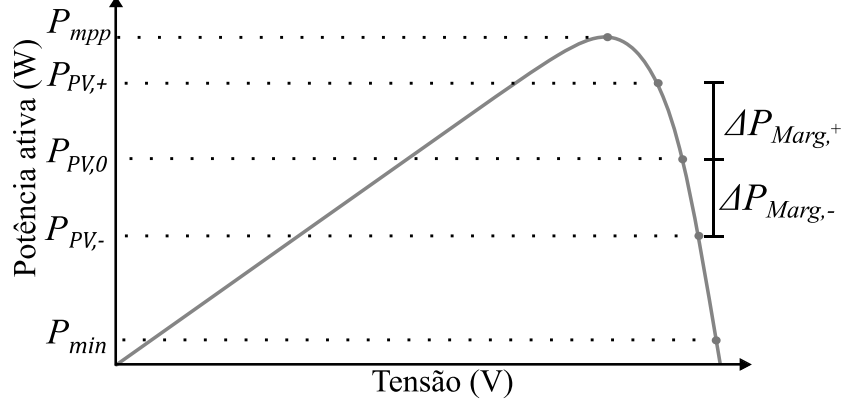
$$\Delta V_{marg} = \Delta V_P + \Delta V_Q, \quad (14)$$

onde ΔV_P e ΔV_Q são as componentes da margem de regulação de tensão devido às margens de potência ativa ($\Delta P_{marg,\pm}$) e reativa ($\Delta Q_{marg,\pm}$) da UFGD, respectivamente. A margem de potência reativa, que pode ser usada na operação com o FPPT e MPPT, corresponde à máxima potência reativa disponível, definida em (11). A margem de potência ativa $\Delta P_{marg,\pm}$ pode ser usada apenas na operação com o FPPT, que permite deslocar o ponto de operação inicial $P_{PV,0}$ para outro ponto de operação de interesse ($P_{PV,\pm}$) por meio de uma referência de potência fornecida ao FPPT (TAFTI *et al.*, 2020).

Considerando um ponto de operação inicial $P_{PV,0}$, a Figura 20 ilustra as margens de potência ativa positiva ($\Delta P_{marg,+} = P_{PV,+} - P_{PV,0}$) e negativa ($\Delta P_{marg,-} = P_{PV,-} - P_{PV,0}$). A margem de potência ativa disponível depende de P_{mpp} e da abordagem operacional de interesse do operador. Na operação com MPPT $P_{PV,0} = P_{mpp}$ e, portanto, não há margem de potência ativa positiva. Quando a unidade opera inicialmente no modo descarregado no ponto $P_{PV,0}$, como ilustrado na Figura 20, não é fácil estimar a margem de potência ativa positiva, pois as variações rápidas de irradiância devido às nuvens causam variações rápidas de P_{mpp} . Por outro lado, a máxima margem de potência ativa negativa, $\Delta P_{marg,max-} = P_{min} - P_{PV,0}$, é conhecida em tempo real, pois a potência de operação atual ($P_{PV,0} = P_{mpp}$) e a potência mínima de operação das UFGD_i (P_{min}) são conhecidas em tempo real. Neste trabalho

considera-se a operação inicial no modo de controle MPPT, portanto, apenas a margem de potência ativa negativa $\Delta P_{\text{marg},-}$ é usada no cálculo da margem da regulação de tensão.

Figura 20 – Ilustração das margens de potência ativa em uma dada UFGD.



Fonte: Adaptado de Tafti *et al.* (2018).

A margem de potência reativa pode ser reescrita a partir de (11), em função do ponto de operação atual ($P_{PV,0}, Q_{PV,0}$) e da margem de potência ativa negativa ($\Delta P_{\text{marg},-}$) da UFGD, da seguinte forma:

$$\Delta Q_{\text{marg},\pm} = \pm \sqrt{S_{\text{nom},i}^2 - (P_{PV,0} + \Delta P_{\text{marg},-})^2} - Q_{PV,0}. \quad (15)$$

Em (15) mostra-se que o uso da margem de potência ativa negativa ($\Delta P_{\text{marg},-} \neq 0$) aumenta a margem de potência reativa. A margem $\Delta Q_{\text{marg},\pm}$ tem um sinal $\pm$, pois a potência reativa a ser utilizada poder ser capacitiva ou indutiva. A margem de regulação de tensão, apresentada em (13), pode ser escrita a partir de (9), em função das margens de potência da UFGD, da seguinte forma:

$$\Delta V_{\text{marg}} = \frac{R \Delta P_{\text{marg},-} + X \Delta Q_{\text{marg},\pm}}{V_{\text{nom}}}. \quad (16)$$

A margem de regulação de tensão corresponde ao tamanho da variação de tensão causada pelo uso das margens de potência ativa e reativa da UFGD. Ou seja, as

margens $\Delta P_{marg,-}$ e $\Delta Q_{marg,\pm}$ são capazes de causar uma variação ΔV_{marg} na tensão no ponto de conexão da UFGD.

A referência de tensão capaz de ser seguida por uma UFGD pode ser reescrita substituindo (15) em (16) e (16) em (13), da seguinte forma:

$$V_{ref,marg} = V_{ref,atual} + \Delta P_{marg,-} \frac{R}{V_{nom}} \pm \left(\sqrt{S_{nom,i}^2 - (P_{PV,0} + \Delta P_{marg,-})^2} - Q_{PV,0} \right) \frac{X}{V_{nom}}. \quad (17)$$

Considerando que a potência reativa injetada pode ser positiva ou negativa, a margem de referência de tensão tem um valor máximo ($V_{ref,marg,+}$) e um valor mínimo ($V_{ref,marg,-}$). Esses dois valores definem uma faixa de valores no qual o operador do sistema pode definir uma nova referência de tensão ($V_{ref,oper}$) dentro da capacidade operacional da UFGD (ou seja, $\{V_{ref,oper} \in R \mid V_{ref,marg,-} \leq V_{ref,oper} \leq V_{ref,marg,+}\}$). Os resultados apresentados na seção 5.4 demonstram como a margem de regulação de tensão pode ser usada em tempo real para definir a capacidade de regulação da UFGD e dar suporte para a escolha de uma nova referência de tensão de interesse.

4.1.1 Análise de Margem de Potência Ativa para a Elevação de Tensão

O uso da margem de potência ativa resulta em uma redução da tensão do sistema. Entretanto, o uso dessa margem também resulta em um aumento da margem de potência reativa, que pode ser utilizada para elevar a tensão do sistema. Nessa subseção avalia-se, em que condição o uso da margem $\Delta P_{marg,-}$ pode liberar potência reativa o suficiente para que ocorra uma elevação de tensão efetiva no sistema.

A margem de potência reativa $\Delta Q_{marg,\pm}$, pode ser expressa como a soma de duas componentes, uma que depende exclusivamente de $P_{PV,0}$ e outra que depende da variação da potência ativa $\Delta P_{marg,-}$, conforme a equação a seguir:

$$\Delta Q_{\text{marg},\pm} = \Delta Q_{PV,0} + \Delta Q_{\Delta P_{\text{marg},-}}, \quad (18)$$

onde $\Delta Q_{PV,0}$ e $\Delta Q_{\Delta P_{\text{marg},-}}$ são, respectivamente, as componentes da margem de potência reativa devido ao ponto de operação atual da UFGDi ($Q_{PV,0}$) e devido à margem de potência ativa disponível ($\Delta Q_{\Delta P_{\text{marg},-}}$). A componente da margem de potência reativa, que depende apenas dos pontos de operação atual da UFGDi ($P_{PV,0}, Q_{PV,0}$), é descrita por (19).

$$\Delta Q_{PV,0} = \pm \sqrt{S_{\text{nom},i}^2 - P_{PV,0}^2} - Q_{PV,0}. \quad (19)$$

Substituindo (15) e (19) em (18), obtém-se a componente da margem de potência reativa que depende apenas da variação da potência ativa da UFGDi ($\Delta P_{\text{marg},-}$), como mostra (20).

$$\Delta Q_{\Delta P_{\text{marg},-}} = \pm \sqrt{S_{\text{nom},i}^2 - (P_{PV,0} + \Delta P_{\text{marg},-})^2} - \left(\pm \sqrt{S_{\text{nom},i}^2 - P_{PV,0}^2} \right). \quad (20)$$

O uso da margem $\Delta P_{\text{marg},-}$ resulta em uma redução da tensão na rede. Entretanto, essa margem de potência ativa pode ser usada para aumentar a margem de potência reativa e, conseqüentemente, elevar a tensão da rede dependendo da relação R/X no ponto de conexão da UFGD. A elevação de tensão devido ao ganho de margem de potência reativa é superior à redução de tensão pelo uso da margem de potência ativa $\Delta P_{\text{marg},-}$ apenas se a desigualdade (21) for satisfeita.

$$|X \Delta Q_{\Delta P_{\text{marg},-}}| > |R \Delta P_{\text{marg},-}|. \quad (21)$$

A desigualdade (21) implica no fato de que a variação de tensão causada pela variação da injeção de potência reativa na rede ($|X \Delta Q_{\Delta P_{\text{marg},-}}|$) precisa ser maior que a variação de tensão causada pela redução da potência ativa injetada na rede $|R \Delta P_{\text{marg},-}|$. Considerando (20), a desigualdade (21) pode ser reescrita como:

$$\frac{\sqrt{S_{nom,i}^2 - (P_{PV,0} - \Delta P_{marg,-})^2} - \left(\pm \sqrt{S_{nom,i}^2 - P_{PV,0}^2} \right)}{\Delta P_{marg,-}} > \frac{R}{X}. \quad (22)$$

Portanto, para um dado ponto de operação inicial $P_{PV,0}$, a potência reativa liberada a partir da variação da potência ativa injetada é capaz de elevar a tensão da rede quando (22) for satisfeita. Caso (22) não seja satisfeita, a redução da potência ativa, mesmo com o aumento da margem de potência reativa, resultará em uma redução da tensão da rede.

5 RESULTADOS

Neste capítulo, avalia-se o impacto das nuvens nas variações rápidas de potência e tensões da rede de média tensão e na atuação dos reguladores de tensão do tipo série. A estratégia de controle de tensão proposta e a formulação proposta para cálculo da margem de regulação de tensão são validadas e avaliadas também nesse capítulo. Os resultados obtidos nas análises de flutuações de potência e tensão são apresentados em cinco subseções distintas, cujos objetivos são:

- Subseção 5.2.1: Avaliar o impacto da geração distribuída na tensão da rede e atuação dos reguladores de tensão do tipo série;
- Subseção 5.2.2: Avaliar o impacto dos diferentes níveis de sombreamento das nuvens na tensão da rede e atuação dos reguladores de tensão do tipo série;
- Subseção 5.2.3: Avaliar o impacto das diferentes intensidades do sombreamento na tensão da rede e atuação dos reguladores de tensão do tipo série;
- Subseção 5.2.4: Avaliar o impacto das diferentes velocidades do vento na tensão da rede e atuação dos reguladores de tensão do tipo série;
- Subseção 5.2.5: Avaliar o impacto dos diferentes níveis de irradiância global na tensão da rede e atuação dos reguladores de tensão do tipo série.

Os resultados obtidos na validação e avaliação de desempenho da estratégia de controle de tensão proposta são apresentados em seis subseção distintas, com os seguintes objetivos:

- Subseção 5.3.1: Avaliar o impacto das variações de carga e geração no comportamento da tensão do sistema sem a atuação do controle proposto;
- Subseção 5.3.2: Avaliar o desempenho da abordagem proposta e comparar com o desempenho da abordagem com referência de tensão fixa;
- Subseção 5.3.3: Avaliar a abordagem proposta para coordenar a atuação das UFGDs e reguladores de tensão do tipo série;

- Subseção 5.3.4: Avaliar como a regulação de tensão das UFGDs se ajusta às alterações na referência de tensão dos reguladores tensão série;
- Subseção 5.3.5: Avaliar a interação entre as UFGDs e os reguladores de tensão série quando a referência de tensão das UFGDs é alterada;
- Subseção 5.3.6: Avaliar o desempenho da abordagem proposta para diferentes horários do dia;
- Subseção 5.3.7: Avaliar o desempenho da abordagem proposta para diferentes índices de sobredimensionamento do inversor;
- Subseção 5.3.8: Avaliar o desempenho da abordagem proposta para diferentes índices de penetração de UFGDs;
- Subseção 5.3.9: Avaliar o impacto da operação descarregada das UFGDs nas flutuações de tensão e potência.

Os resultados obtidos com a formulação proposta para cálculo da margem de regulação de tensão das UFGDs são apresentados em três subseção distintas, com os seguintes objetivos:

- Subseção 5.4.1: Avaliar a margem de regulação de tensão em tempo real;
- Subseção 5.4.2: Analisar a interação entre as múltiplas UFGDs regulando tensão;
- Subseção 5.4.3: Avaliar a mudança de referência de tensão simultaneamente em todas UFGDs por meio de um controle secundária de regulação de tensão.

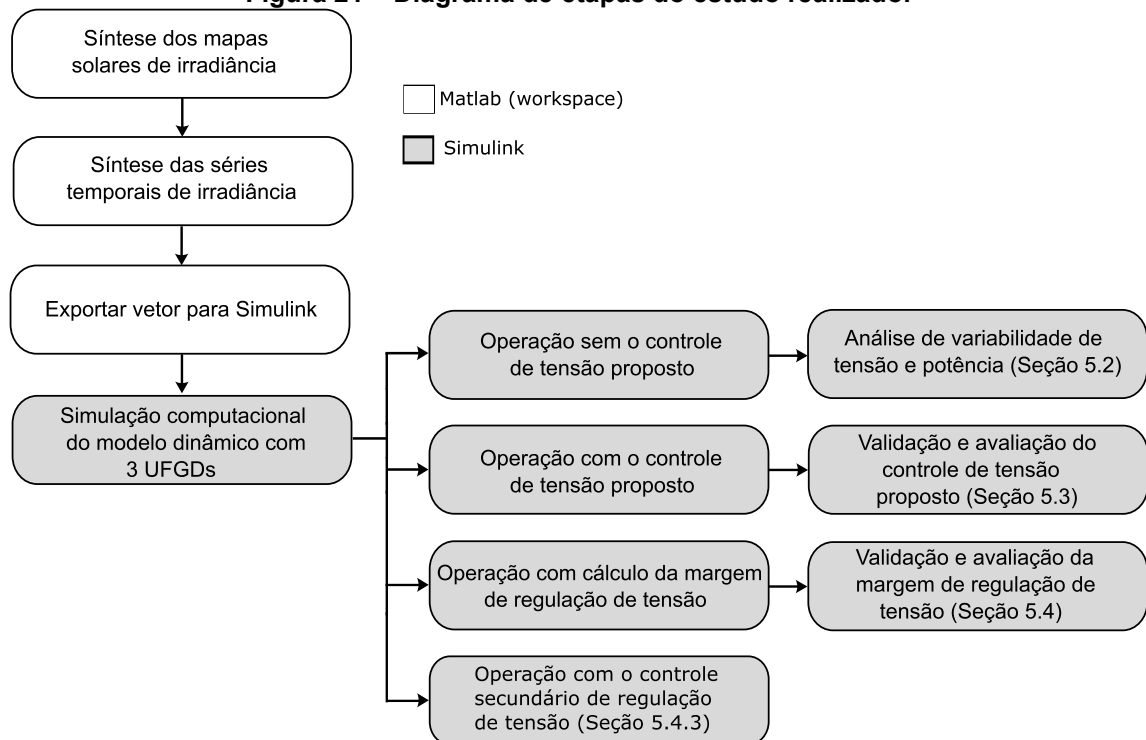
5.1 ABORDAGEM METODOLÓGICA

As análises das variações rápidas de tensão e a validação da abordagem de controle proposta são realizadas por meio de simulações computacionais no domínio do tempo envolvendo o modelo dinâmico para a rede de distribuição e UFGDs. As análises e validações foram realizadas no *workspace* do Matlab® e na extensão

Simulink, como ilustra a Figura 21. As simulações computacionais no domínio do tempo, envolvendo o modelo do sistema teste, foram realizados no Simulink, usando integrador numérico ode1be no modo *Rapid Accelerator*. As análises quantitativas das variações de potência e tensão são realizadas utilizando scripts personalizados em linguagem de programação do Matlab®. Os sinais de irradiância solar usados nas UFGDs do sistema teste são gerados na primeira etapa do processo computacional usando o algoritmo proposto em DILGER (2023). Os sinais de irradiâncias solar gerados no *workspace* Matlab® são exportados para o Simulink na forma de vetor, onde são realizadas as simulações no domínio do tempo usando o modelo dinâmico da rede elétrica e UFGDs.

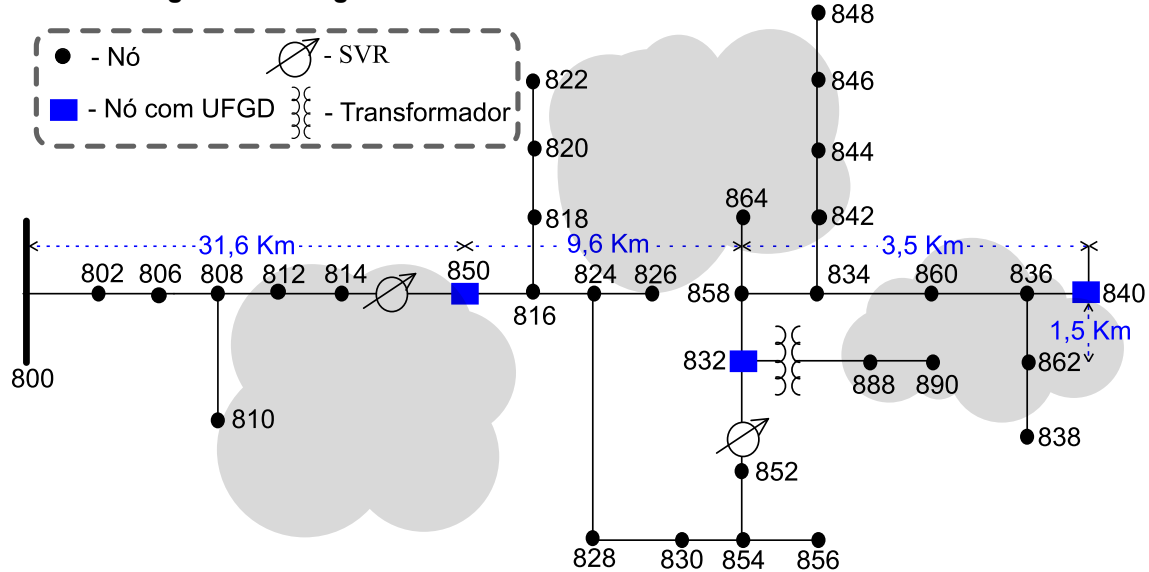
O algoritmo usado para gerar os sinais de irradiância solar considera a disposição geográfica das múltiplas UFGDs conectadas ao sistema de distribuição e diferentes parâmetros meteorológicos e técnicos realistas, como o nível de cobertura de nuvens, a velocidade das nuvens, a opacidade das nuvens, o tempo de simulação, a resolução espacial da superfície sombreada. A abordagem fractal para gerar as diferentes irradiâncias solares usadas nas UFGDs é abordada de forma sucinta no Apêndice A, pois além de ser apenas uma das múltiplas ferramentas computacional adotada, não se configura como uma das múltiplas contribuições inovadoras desse trabalho. Os detalhes sobre a abordagem fractal podem ser encontrados em Dilger e Oliveira (2024) e Dilger (2023).

Figura 21 – Diagrama de etapas do estudo realizado.



O sistema de distribuição teste adotado corresponde ao alimentador teste de 34 nós do IEEE (*IEEE 34-Node Test Feeder*) (IEEE, 2010), considerando a inclusão de três UFGDs. O alimentador teste de 34 nós apresenta uma carga total de 1769 kW de potência ativa e 1044 MVar de potência reativa. O diagrama unifilar do sistema teste, incluindo a localização das UFGDs, está ilustrado na Figura 22. A Figura 22 destaca ainda a existência de dois reguladores de tensão do tipo série, sendo um localizado entre os nós 814 e 850 (RG10) e o outro situado entre os nós 852 e 832 (RG11). Os reguladores de tensão série utilizados nas simulações fazem parte do alimentador teste de 34 nós do IEEE, obtido do repositório MathWorks (SURESH, 2022). O regulador é modelado como um transformador de razão variável com controle de tensão que implementa trocas de tap baseadas em medições locais. Os reguladores de tensão RG10 e RG11 estão configurados, respectivamente, com tensão de referência de 1,017 e 1,033 p.u., zona morta de 0,017 e 0,017 p.u. e tempo morto de 30 e 30 s. A potência nominal de cada UFGDs foi escolhida como 300 kW_{ac} de forma a se obter um índice de inserção de geração distribuída de aproximadamente 50% em relação a carga base do sistema teste. Os parâmetros dos componentes adotados para o sistema teste de distribuição são fornecidos no Apêndice B.

Figura 22 – Diagrama unifilar do sistema teste IEEE34 com 3 UFGDs.



Fonte: Adaptado de IEEE (2010).

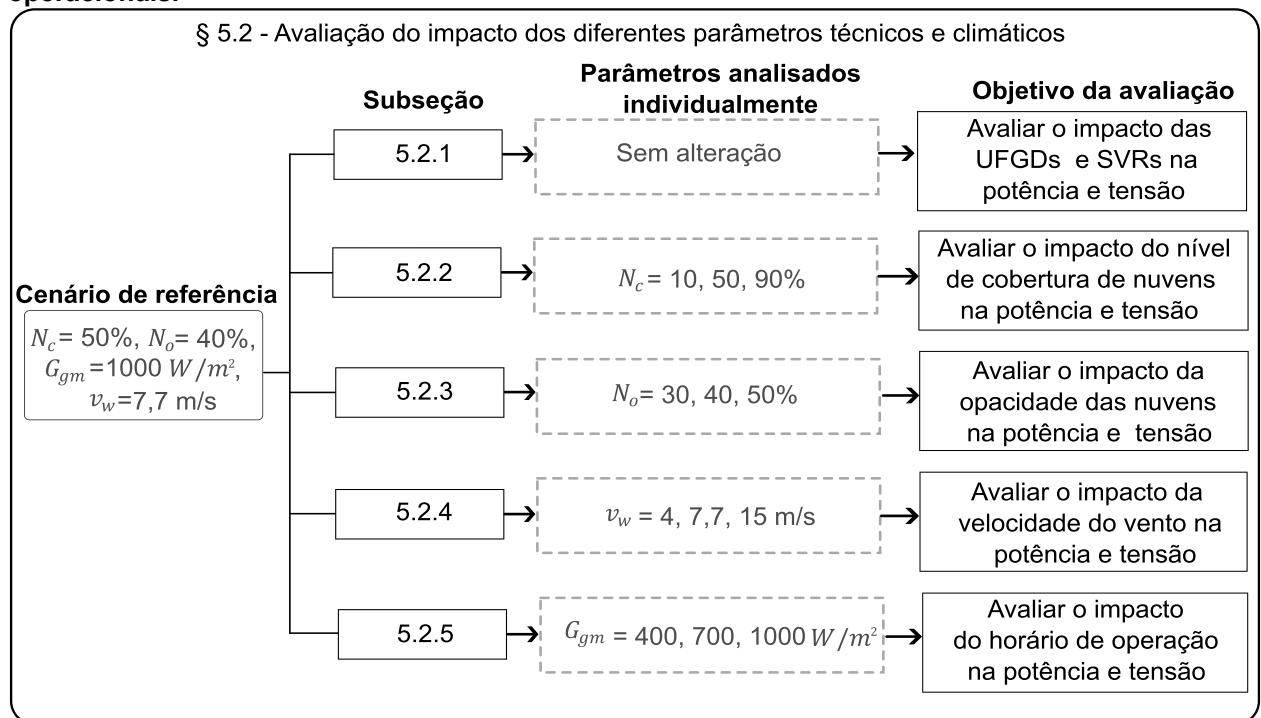
Esse trabalho é focado apenas na análise e controle de tensão em sistemas de distribuição com UFGDs operando apenas sob condições de nuvens. O escopo das análises e da estratégia de regulação de tensão proposta é limitado para UFGDs trifásicas com configuração do tipo inversor de estágio único. A metodologia de avaliação e da regulação de tensão proposta é para sistemas de distribuição em média tensão. O impacto de diferentes temperaturas na variação da potência e tensão não é considerado nesta análise.

5.2 IMPACTO DE DIFERENTES PARÂMETROS METEOROLÓGICOS NAS FLUTUAÇÕES DE POTÊNCIA E TENSÃO

Nesta seção, avalia-se o impacto das UFGDs operando sob condições de nuvens no comportamento da potência e tensão do sistema de distribuição teste. Diferentes variáveis são avaliadas, tais como magnitude da tensão, magnitude da potência gerada, taxas de variação de potência, taxas de variação de tensão e o número de troca de taps dos reguladores de tensão. Os momentos em que ocorrem trocas de tap na fase A são destacados nos gráficos da tensão utilizando asterisco. O cenário base utilizado nas análises corresponde à uma potência nominal de 300 kW_{ac} para cada UFGD, um nível de cobertura de nuvens (N_c) de 50%, uma opacidade de nuvens (N_o) de 40%, uma velocidade de sombras (v_w) de 7,7 m/s e uma irradiância

global (G_{gm}) de 1.000 W/m^2 . Os parâmetros meteorológicos usados correspondem a valores típicos obtidos em outros trabalhos que realizaram medições em campo (STEIN *et al.*, 2012; LAPPALAINEN *et al.*, 2016; KUHN *et al.*, 2018; XIAOYANG; CHEN, 2020). A irradiância base utilizada corresponde à irradiância típica observada nas proximidades do meio-dia nos equinócios. Em cada subseção, um dos parâmetros mencionados anteriormente é alterado, enquanto os demais são mantidos constantes. Os parâmetros avaliados com os respectivos objetivos de cada subseção são apresentados na Figura 23.

Figura 23 – Condições de contorno para a análise do impacto de diferentes condições operacionais.

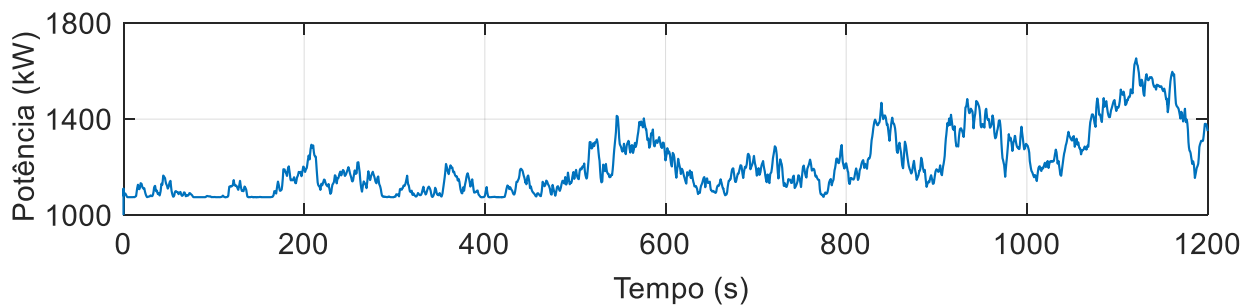


5.2.1 Impacto da Geração Distribuída e Atuação dos Reguladores de Tensão

O impacto das UFGDs operando sob condições de céu nublado no comportamento da potência gerada e tensão do alimentador é avaliado nessa subseção considerando as condições operacionais do caso base. Por questões de objetividade e para evitar a apresentação de um número excessivo de gráficos no capítulo de resultados, optou-se por exibir apenas o comportamento da tensão no nó 840. Este nó foi escolhido por ser um dos nós mais afetados pelas UFGDs, pois

localiza-se no final do alimentador e apresenta as maiores variações de tensão. A Figura 24 ilustra a resposta da potência ativa entregue pela subestação ao alimentador, onde é possível observar as variações de potência causadas por todas as UFGDs. A maior variação de potência ativa ocorre no período entre 1000 e 1200 s, devido a uma redução da potência total gerada pelas 3 UFGDs causada pela passagem de nuvens sobre as UFGDs. Essa grande variação de potência, que corresponde à 511 kW em uma faixa de tempo de 83 s, afeta de forma significativa a tensão do sistema.

Figura 24 – Potência fornecida pela subestação ao alimentador para o cenário do caso base.



A Figura 25 apresenta a tensão na barra 840 para três cenários diferentes: 1) Alimentador sem as UFGDs e sem a atuação dos reguladores de tensão série; 2) Alimentador com as UFGDs e sem a atuação dos reguladores de tensão série; 3) Alimentador com as UFGDs e com a atuação dos reguladores de tensão série. O limite máximo de tensão definido pelo PRODIST e norma IEC é indicado na Figura 25. A Tabela 2 apresenta diversos indicadores quantitativos relacionados à tensão do nó 840 e potência total consumida pelo alimentador. Os indicadores usados correspondem à máxima tensão (V_{max}), mínima tensão (V_{min}), valor médio da tensão (V_{med}), máxima taxa de variação de potência (T_{pot}) e tensão (T_{volt}), assim como o número total de trocas de taps para ambos os reguladores de tensão (N_{tap}). A taxa de variação de potência, em kW/s, é calculada considerando uma janela móvel de tempo de 5 s ($\Delta t_j = 5$ s) e uma resolução de 1 s ($t_k - t_{k-1} = 1$ s), usando (23) (MARTINS *et al.*, 2019). A taxa de variação de tensão ($T_{volt}(t_k)$) é calculada usando a mesma abordagem apresentada em (23), substituindo-se $T_{pot}(t_k)$ e $P_{UFGD}(t_k)$ por $T_{volt}(t_k)$ e $V_{UFGD}(t_k)$, respectivamente.

$$T_{pot}(t_k) = \frac{P_{UFGD}(t_k) - P_{UFGD}(t_k - \Delta t_j)}{\Delta t_j} \quad (23)$$

Figura 25 – Impacto da geração distribuída e atuação dos reguladores de tensão nas variações rápidas de tensão no alimentador.

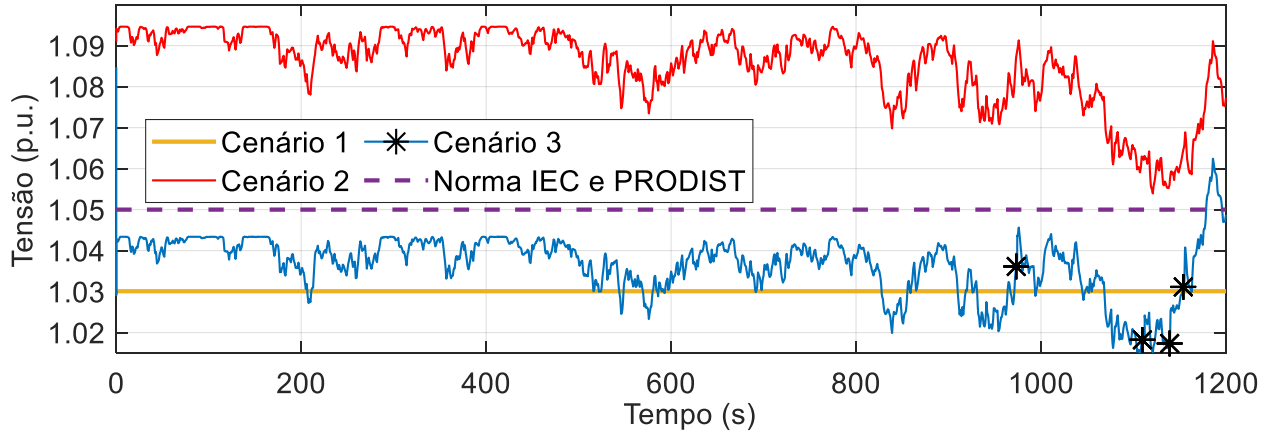


Tabela 2 – Indicadores quantitativos para a tensão e potência no caso base.

Grandeza	Cenário		
	Sem UFGDs (Cenário 1)	Com e sem regulação (Cenário 2)	Com UFGDs e com regulação (Cenário 3)
V_{max} (p.u.)	1,0300	1,0946	1,0624
V_{min} (p.u.)	1,0300	1,0540	1,0143
T_{pot} (kW/s)	0	22,87	22,87
T_{volt} (V/s)	0	48,6	48,6
N_{tap}	0	0	7

Na Figura 25 é possível observar que a tensão na barra 840 se mantém constante no cenário 1 devido à ausência de geração distribuída e pelo fato das cargas do alimentador se manterem constantes, o que resulta em 0 trocas de *tap*. A norma IEC estabelece que a faixa normal da magnitude de tensão está entre 1,05 p.u. e 0,95 p.u., enquanto no PRODIST essa faixa está entre 1,05 p.u. e 0,93 p.u.. Além disso, mesmo quando os reguladores de tensão estão atuando (cenário 3), observa-se que durante os períodos de grandes flutuações de potência, compreendidos entre 900 e 1200 s, os reguladores de tensão permitem que a tensão ultrapasse os limites definidos em norma devido ao tempo morto de atuação desses dispositivos. Mesmo com as trocas de *taps*, os resultados indicam que os reguladores de tensão série não são adequados para mitigar flutuações de tensão.

5.2.2 Impacto dos Diferentes Níveis de Sombreamento nas Variações de Tensão e Potência

Essa subseção avalia o impacto que o nível de sombreamento das nuvens causa nas flutuações de potência gerada e tensão do alimentador. As análises foram realizadas considerando-se três diferentes cenários operacionais: 1) 10% de cobertura de nuvens; 2) 50% de cobertura de nuvens; 3) 90% de cobertura de nuvens. Os reguladores de tensão estão atuando nos três cenários adotados. Os demais parâmetros e premissas operacionais correspondem ao caso base descrito no início desse capítulo. A Figura 26 mostra a potência ativa consumida pelo alimentador e a tensão no nó 840 para os três diferentes níveis de cobertura de nuvens. Na Figura 26, pode ser observado que à medida que o nível de cobertura aumenta de 10% para 50%, as magnitudes das variações rápidas de potência e tensão aumentam significativamente. Quando há pouco sombreamento, como no caso do sombreamento de 10%, a irradiância que atinge os painéis FV se mantém mais uniforme por períodos maiores. Por outro lado, quando a cobertura de nuvens aumenta para 50%, a irradiância que atinge os painéis se torna mais variável na escala de tempo de segundos. As flutuações intermitentes da irradiância provocam variações rápidas na potência gerada pelos painéis FV.

Figura 26 – Potência ativa consumida pelo alimentador e tensão no nó 840: (a) 10% de cobertura de nuvens (b) 50% de cobertura de nuvens (c) 90% de cobertura de nuvens (tensão descrita pela curva azul e potência ativa pela curva laranja).

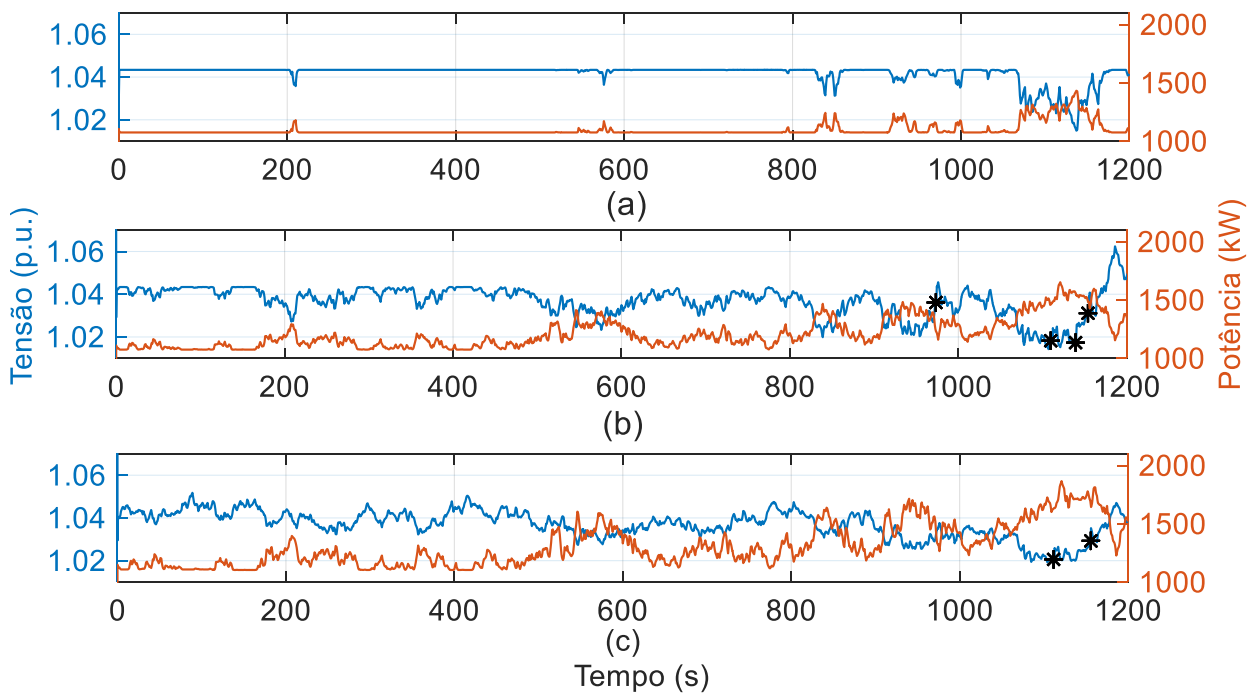


Tabela 3 – Indicadores quantitativos para a tensão e potência para diferentes níveis de sombreamento.

Grandezas	Níveis de Cobertura de Nuvens		
	10%	50%	90%
V_{max} (p.u.)	1,0434	1,0624	1,0518
V_{min} (p.u.)	1,0149	1,0143	1,0193
T_{pot} (kW/s)	22,87	37,470	15,431
T_{volt} (V/s)	44,13	48,6	26,255
N_{tap}	0	7	8

Por outro lado, observou-se que o aumento do nível de cobertura de 50% para 90% reduziu as magnitudes das variações de potência e tensão. O fenômeno observado pode ser atribuído à maior uniformidade do sombreamento quando a cobertura de nuvens é quase total. No cenário de 50% de cobertura, há uma maior alternância entre áreas de menor e maior irradiância, resultando em flutuações mais pronunciadas e rápidas na potência gerada e, consequentemente, nas tensões observadas no sistema. Por outro lado, sob 90% de cobertura, os painéis FV recebem significativamente menos irradiância direta, o que leva a uma redução na magnitude dessas variações rápidas de potência e tensão. Entretanto, o número de flutuações de potência e tensão, considerando a janela de tempo adotada ($\Delta t_j = 5$ s, em (23)),

aumenta com o aumento do nível de sombreamento. Os índices quantitativos apresentados na Tabela 3 indicam que o nível de sombreamento de 50% causou o maior impacto negativo nas variáveis de tensão e potência do alimentador, resultando em valores máximos e mínimos de tensão de 1,0624 e 1,0143, respectivamente. Embora o cenário de 50% tenha apresentado as maiores variações de potência e tensão, o cenário de 90% exibiu um maior número de operações de *tap* do regulador de tensão. Isso ocorre porque, no cenário de 50%, as variações rápidas de tensão permitem que a tensão retorne para dentro da faixa de operação do regulador de tensão antes do término do tempo morto do regulador série. Os resultados obtidos indicam que a operação de sistemas de distribuição com UFGDs é mais crítica para o nível sombreamento de 50% em termos de variações de tensão.

5.2.3 Impacto da Intensidade do Sombreamento

O impacto de diferentes intensidades de sombreamento nas variações de potência e tensão é avaliado nessa subseção considerando níveis de opacidade das nuvens de 30%, 40% e 50%. Um valor médio de intensidade de sombra igual a 40% foi observado na avaliação baseada em medição apresentada em Xiaoyang e Chen *et al.* (2020). Uma intensidade de sombreamento de 40%, por exemplo, significa que 40% da componente direta da irradiância solar é atenuada pelas nuvens. A intensidade das sombras geralmente aumenta com o aumento da humidade relativa do ar, resultando em nuvens mais densas em termos de vapor de água. A Figura 27 ilustra a potência ativa consumida pelo alimentador e a tensão no nó 840 para as diferentes intensidades de sombreamento, enquanto a Tabela 4 fornece os indicadores quantitativos relacionados à tensão, potência e troca de *taps*. Tanto a figura quanto a tabela em questão revelam que, à medida que a intensidade do sombreamento aumenta, as taxas e magnitudes das variações de potência e tensão aumentam. O aumento na intensidade das sombras causa uma maior atenuação da irradiância sobre os arranjos de módulos FVs durante a passagem das nuvens. Essa maior atenuação da irradiância é a causa das maiores taxas e magnitudes das variações de potência.

Pode ser observado que há um aumento significativo no número de trocas de *tap* à medida que a intensidade das sombras aumenta. A maior parte dessas trocas

de *tap* ocorre entre 800 e 1000 segundos, devido às variações de tensão mais acentuadas, causadas pelas maiores variações de irradiância solar.

Figura 27 – Potência ativa consumida pelo alimentador e tensão no nó 840: (a) 30% de intensidade de sombreamento; (b) 40% de intensidade de sombreamento; (c) 50% de intensidade de sombreamento (tensão descrita pela curva azul e potência ativa pela curva laranja).

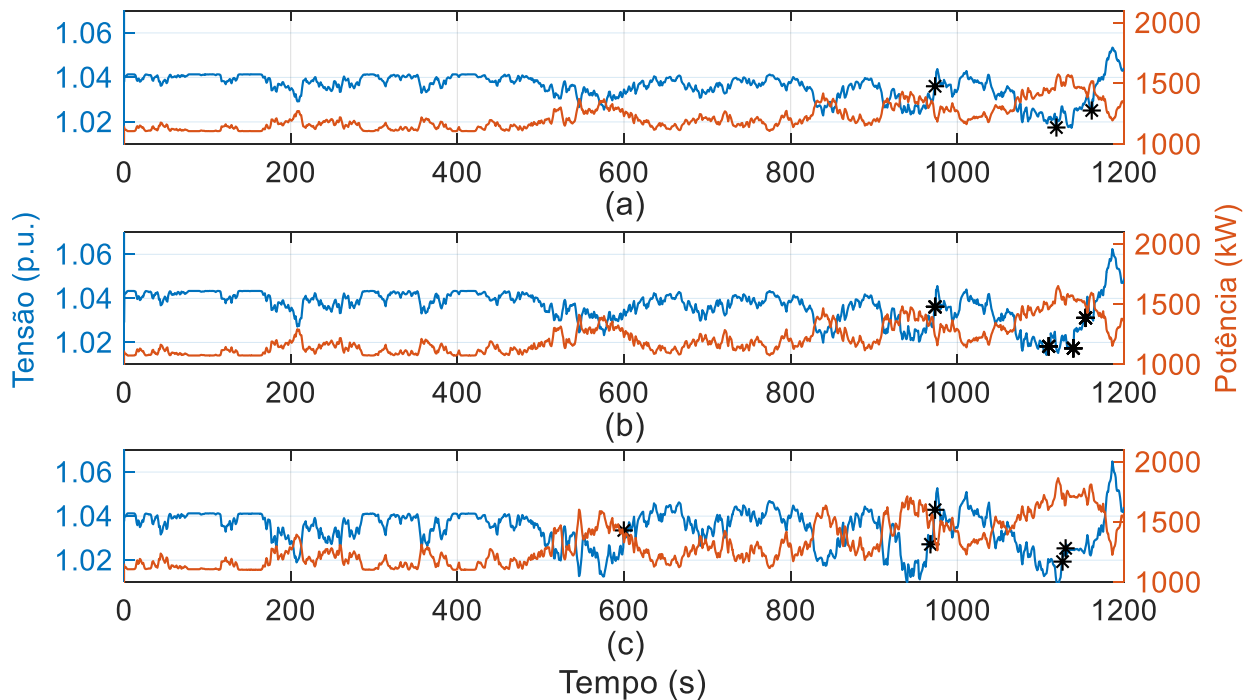


Tabela 4 – Indicadores quantitativos para a tensão e potência para diferentes intensidades de sombreamento.

Grandezas	Intensidades de Sombreamento		
	30%	40%	50%
V_{max} (p.u.)	1,053	1,0624	1,064
V_{min} (p.u.)	1,017	1,0143	1,008
T_{pot} (kW/s)	17,54	22,87	29,627
T_{volt} (V/s)	39,287	48,6	61,530
N_{tap}	6	7	16

5.2.4 Impacto da Velocidade das Sombras

Nesta subseção o impacto da velocidade das sombras nas variações de potência e tensão do alimentador é avaliado considerando sombras com velocidades de 4, 7,7 e 15 m/s. Esta análise considera velocidades típicas de sombra obtidas a partir de medições reais em Kuhn *et al.*, 2018 e Lappalainen & Valkealahti, 2016. Vale ressaltar que velocidades de sombra superiores a 15 m/s também ocorrem com uma frequência considerável em muitas regiões do planeta (LAPPALAINEN *et al.*, 2016;

KUHN *et al.*, 2018). Apesar de serem diferentes, a velocidade das sombras tem uma elevada correlação com a velocidade dos ventos.

A Figura 28 ilustra a potência ativa do alimentador e a tensão no nó 840 operando sob diferentes intensidades de sombreamento, enquanto a Tabela 5 fornece diversos indicadores quantitativos relacionados à potência e tensão. O aumento da velocidade do vento aumenta as taxas de variação de tensão e potência e causa um maior número de variações rápidas para uma dada escala de tempo. Isso ocorre pelo fato de o aumento da velocidade das sombras resultar em uma maior quantidade de nuvens passando sobre as UFGDs em um dado intervalo de tempo, o que intensifica as flutuações tanto na tensão quanto na potência. As trocas de *taps* mais significativas ocorreram quando a velocidade das sombras foi aumentada para 15 m/s. Nesse cenário, observaram-se quedas de tensão maiores, o que exigiu mais ajustes de *tap* em ambos os reguladores de tensão. Na escala de tempo considerada na análise, as variações na velocidade do vento são relativamente pequenas. No entanto, em uma escala de tempo maior, essas variações podem causar flutuações significativas de tensão. Portanto, a operação de sistemas de distribuição com UFGDs é mais crítica em dias nublados com velocidades de vento elevadas.

Figura 28 – Potência ativa do alimentador e tensão no nó 840 para diferentes velocidades de sombras: (a) sombras à 4m/s; (b) sombras à 7,7m/s; (c) sombras à 15m/s (tensão descrita pela curva azul e potência ativa pela curva laranjada).

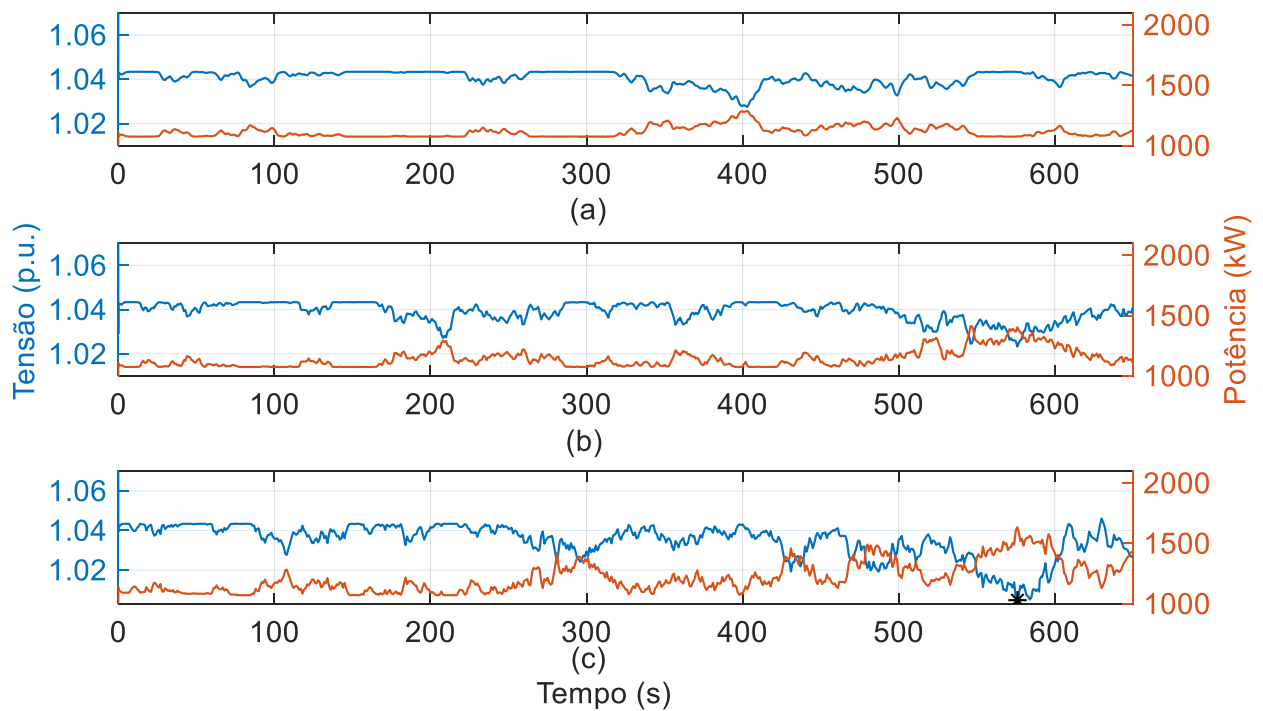


Tabela 5 – Indicadores quantitativos da potência e tensão do alimentador para diferentes velocidades de sombras.

Grandezas	Velocidades de Sombras		
	4 m/s	7,7 m/s	15 m/s
V_{max} (p.u.)	1,043	1.0434	1,045
V_{min} (p.u.)	1,027	1,0233	1,004
T_{pot} (kW/s)	11,183	19,787	27,402
T_{volt} (V/s)	20,471	37,650	44,022
N_{tap}	0	0	3

5.2.5 Impacto do Horário de Operação do Alimentador nas Variações de Potência e Tensão

O impacto do horário da operação do alimentador nas variações de potência e tensão é avaliado nessa subseção. A hora do dia determina a magnitude da irradiância solar incidente no arranjo de módulos FV e, consequentemente, afeta a característica das variações de potência das UFGDs. O perfil diário de irradiância solar obtido experimentalmente em (STEIN *et al.*, 2012) é empregado na análise. São empregados três cenários operacionais considerando três períodos diferentes do dia:

1) Período da manhã, em torno das 8h00, quando a irradiância global é mais baixa (400 W/m^2); 2) Período do meio-dia, em torno das 13h00, representando o período com maior valor de irradiância (1000 W/m^2); 3) Período da tarde, em torno das 16h00, caracterizado por um valor intermédio de irradiância global (700 W/m^2), que também é semelhante à irradiância observada em torno das 10h00. A partir da Figura 29 e da Tabela 6, torna-se evidente que, à medida que a irradiância solar aumenta, as taxas de variação e as magnitudes das variações de potência e tensão também aumentam. O aumento na irradiância resulta em uma maior potência gerada, o que aumenta as magnitudes das flutuações na potência injetada na rede elétrica quando as nuvens passam sobre as UFGDs. Essas flutuações provocam variações de tensão que podem fazer com que a tensão exceda a faixa de regulação do regulador série. Como consequência, o regulador série intervém para corrigir a tensão, aumentando o número de trocas de *tap*. Esse fenômeno é particularmente pronunciado em períodos de pico de irradiância, como ao meio-dia, quando o número de trocas de *tap* é sete vezes maior do que o observado às 8h00. Embora níveis mais altos de irradiância, como os observados em torno do meio-dia, possam causar variações significativas de potência e tensão, a natureza imprevisível do comportamento das cargas impede afirmar que este período seja necessariamente o mais crítico para a regulação de tensão. No entanto, níveis elevados de irradiância combinados com condições de nuvens geralmente representam desafios significativos para a regulação de tensão devido às rápidas variações de potência que induzem.

Figura 29 – Potência ativa do alimentador e tensão no nó 840 para diferentes horários de operação: (a) horário com irradiância de 400 W/m²; (b) horário com irradiância de 700 W/m²; (c) horário com irradiância de 1.000 W/m² (tensão descrita pela curva azul e potência ativa pela curva laranjada).

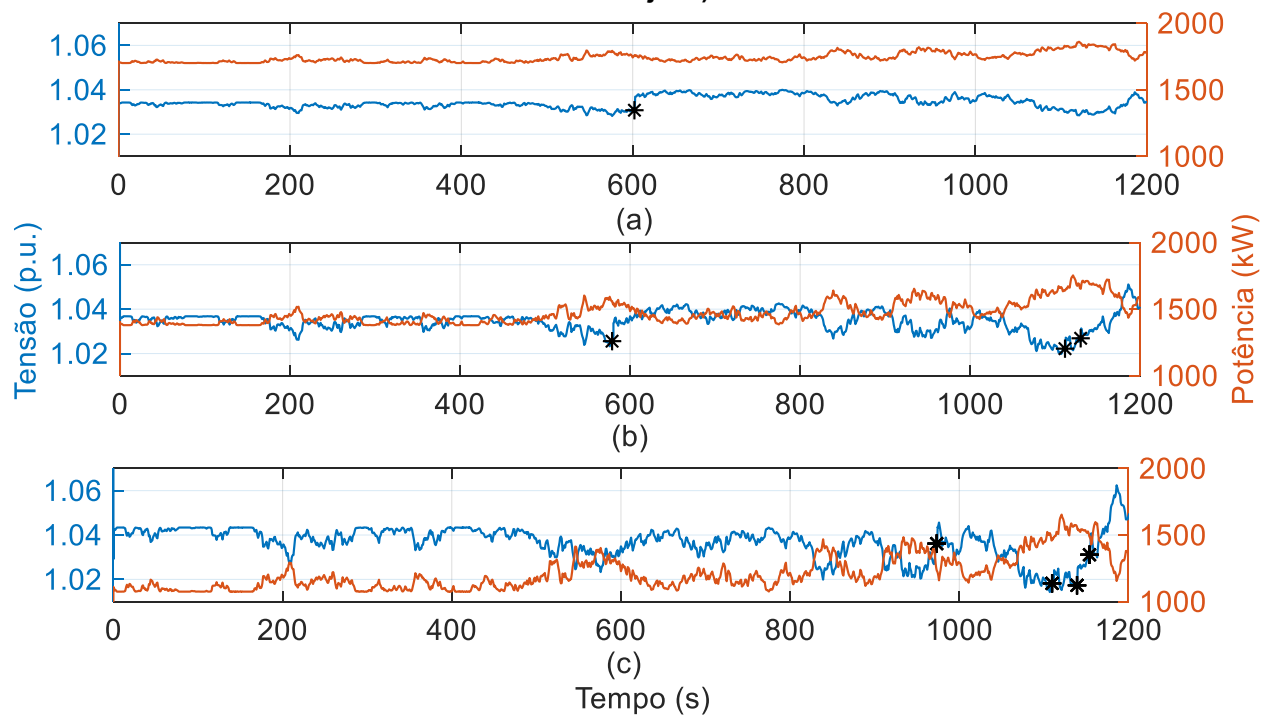


Tabela 6 – Indicadores quantitativos das variações de potência e tensão para diferentes horários de operação.

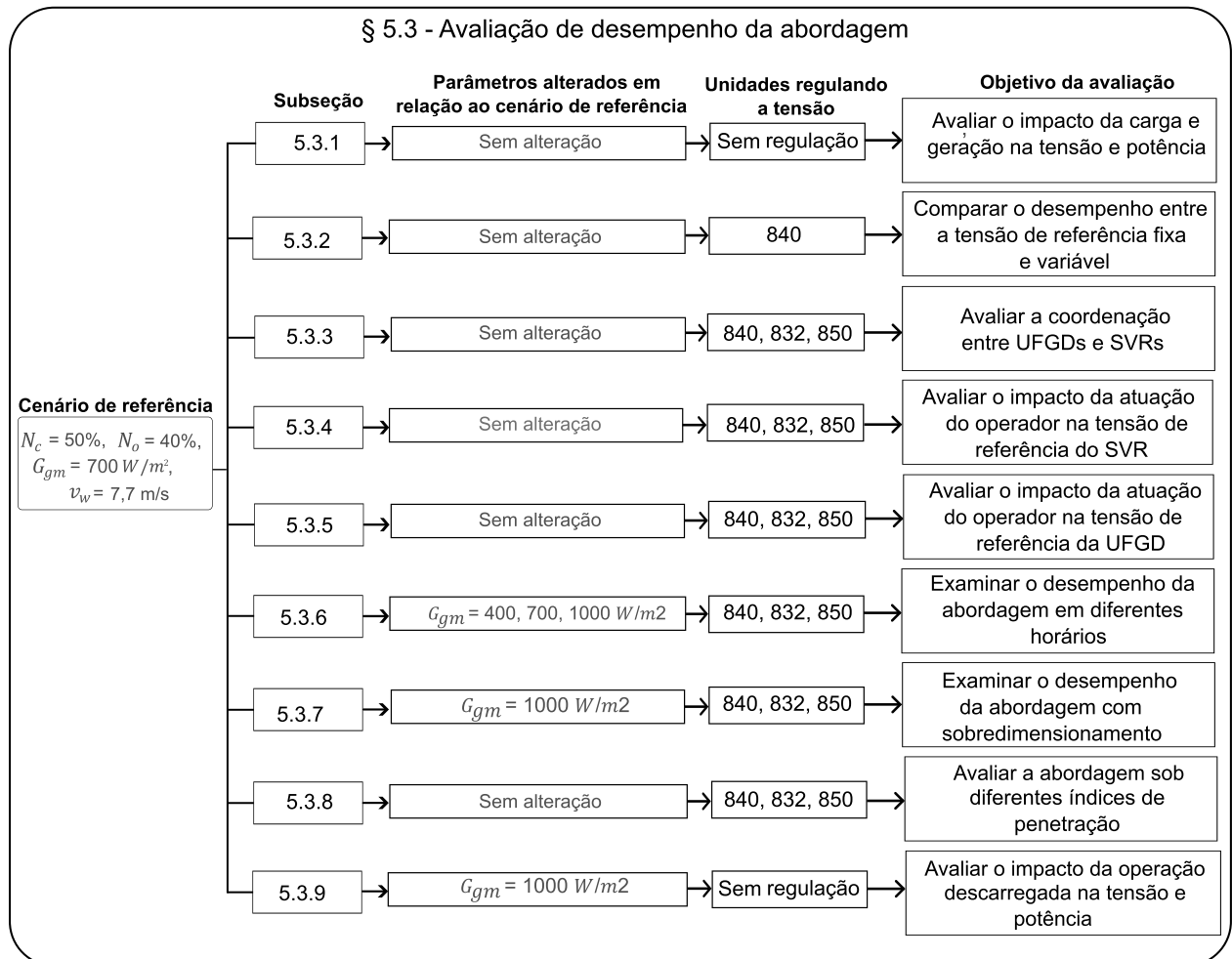
Grandezas	Diferentes Horários de Operação		
	400 W/m ²	700 W/m ²	1000 W/m ²
V_{max} (p.u.)	1,040	1,051	1,0624
V_{min} (p.u.)	1,028	1,019	1,0143
T_{pot} (kW/s)	6,055	14,297	22,87
T_{volt} (V/s)	32,347	33,684	48,600
N_{tap}	1	6	7

5.3 VALIDAÇÃO E AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DA ABORDAGEM DE REGULAÇÃO DE TENSÃO PROPOSTA

Nesta seção, avalia-se a abordagem de controle de tensão proposta sob diferentes condições operacionais e meteorológicas. Inicialmente, avalia-se o impacto das unidades fotovoltaicas e da carga variável adotada sobre a tensão e potência do sistema. Posteriormente, o desempenho da abordagem de controle proposta é

avaliado sob diferentes condições operacionais e meteorológicas. Os parâmetros e as configurações utilizados nos diferentes cenários avaliados são apresentados na Figura 30.

Figura 30 – Condições de contorno para a análise de diferentes condições operacionais.



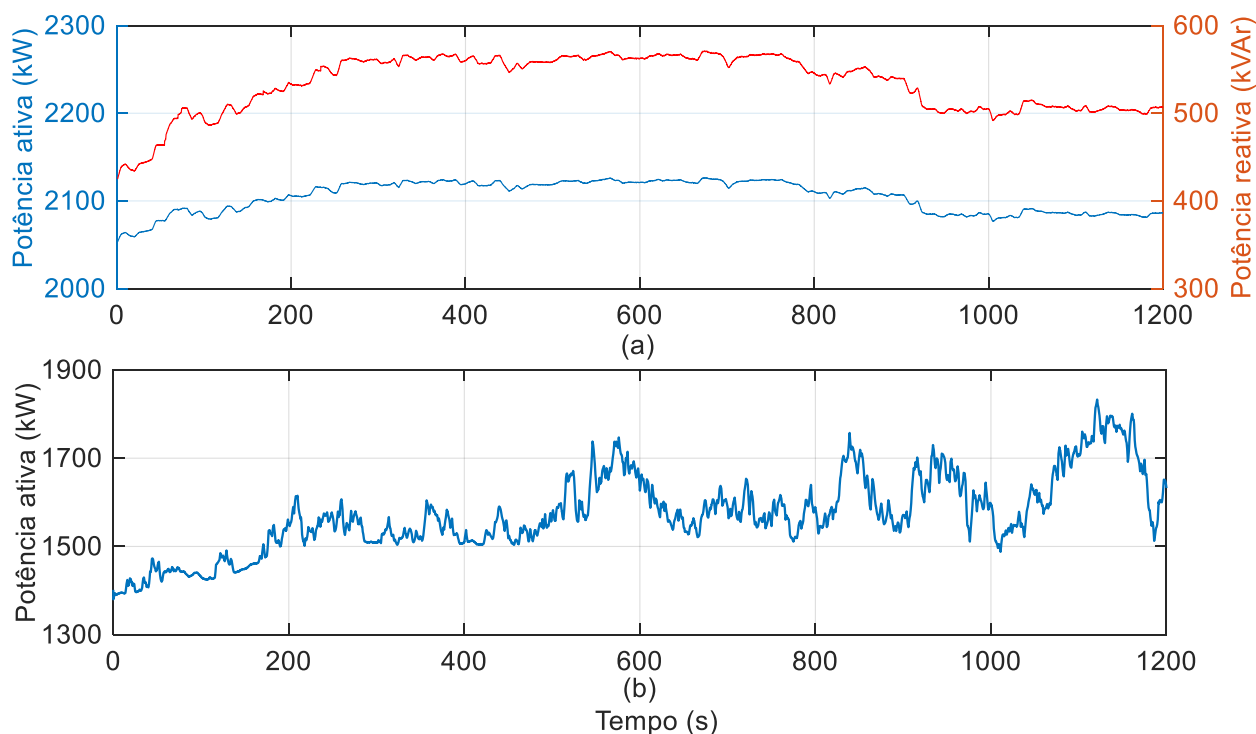
5.3.1 Análise do Impacto da Geração e Carga no Comportamento da Tensão

Nesta subseção, o impacto da geração e carga variável no comportamento da tensão é avaliado. A inclusão do comportamento dinâmico das UFGDs conectadas à rede e o uso de perfil da carga variável nas simulações aprimora o realismo das análises, conduzindo a uma melhor compreensão dos desafios emergentes enfrentados pelos sistemas de distribuição de energia elétrica. As análises desta seção utilizam uma carga variável no sistema IEEE 34 nós, criando um ambiente de

simulação mais realista para avaliar a regulação de tensão adaptativa proposta para as UFGDs. A curva de carga apresentada em Islam *et al.* (2018) foi utilizada, considerando medições de carga com resolução de 5 s. Uma variação máxima de 5% na potência da carga total do sistema foi adotada, semelhante às variações de carga observadas na mesma escala de tempo em estudos realizados por Sepasi *et al.* (2017), Carvalho *et al.* (2018) e Eichkoff *et al.* (2023). Um ruído branco com uma relação sinal-ruído de 10 dB foi aplicado à variação da potência da carga, com o objetivo de representar de forma mais realista as flutuações características de cargas reais.

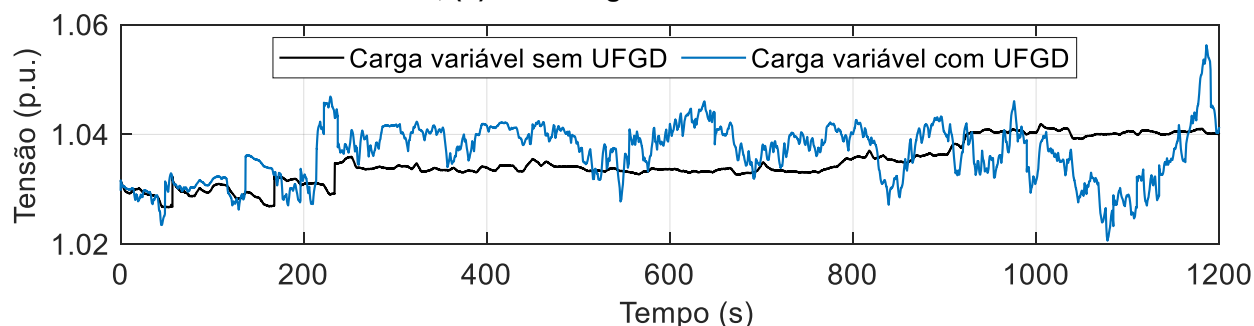
A Figura 31(a) ilustra a potência ativa e reativa da carga variável utilizada nesse estudo. Nessa figura, mostra-se um aumento inicial na potência ativa nos primeiros 400 s, seguido de uma diminuição entre 800 e 1000 s, demonstrando a natureza variável dos perfis de carga reais. Na Figura 31(b) ilustra-se o fluxo de potência ativa na saída da subestação, considerando a carga variável e as UFGDs operando com irradiância solar de 700 W/m². É possível observar que as UFGDs resultam em flutuações de potência mais rápidas e com maiores magnitudes quando comparadas com as flutuações das cargas.

Figura 31 – Potência na subestação: (a) Potência ativa e reativa considerando apenas a carga variável; (b) Potência ativa considerando a carga variável e UFGDs.



Na Figura 32 pode ser observada a influência da carga variável isoladamente e a influência conjunta da carga variável e das UFGDs na tensão da fase A do nó 840. Essa análise mostrou que as UFGDs impactam as variações rápidas de tensão de forma muito mais significativa que as variações de carga, o que não era esperado. As maiores variações de tensão são observadas no período entre 1000 e 1200 s, devido às maiores variações de potência das três UFGDs.

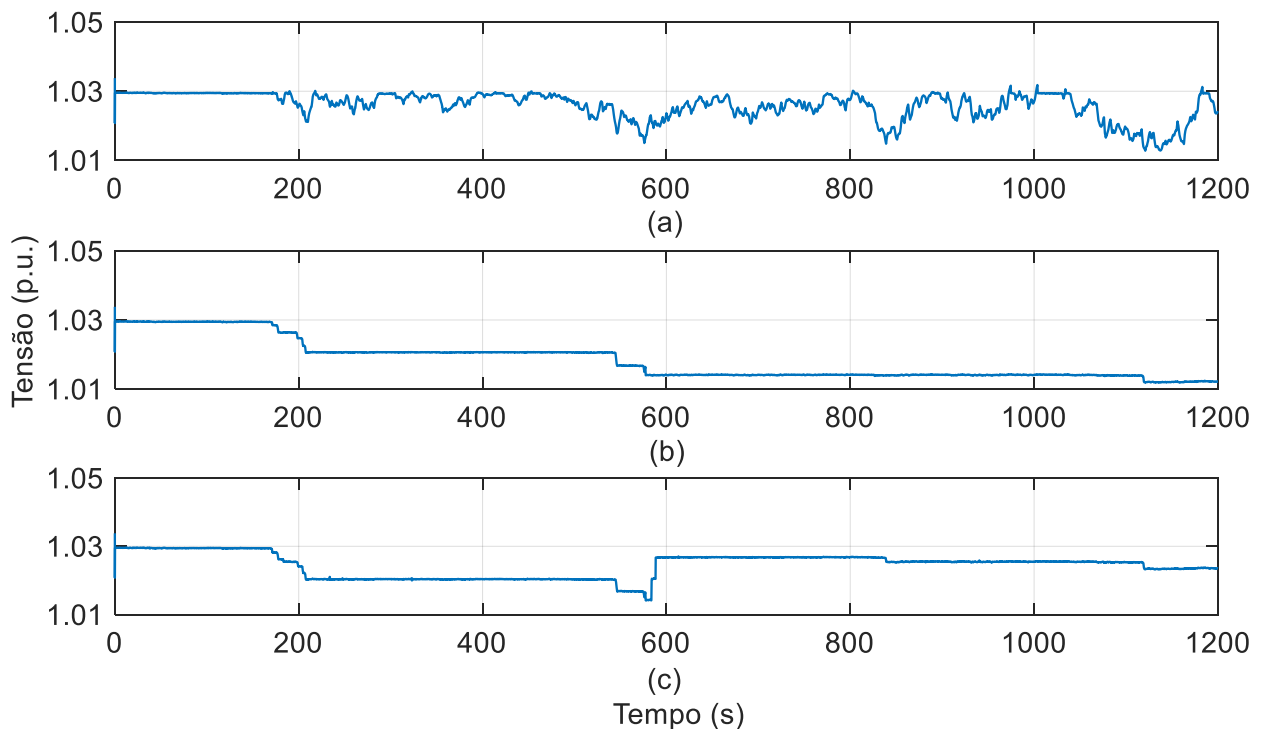
Figura 32 – Tensão no nó 840 com e sem a presença das UFGDs: (a) Com Carga Variável e sem UFGDs; (b) Com Carga Variável e UFGDs.



5.3.2 Regulação de Tensão com Referência de Tensão Fixa e Variável

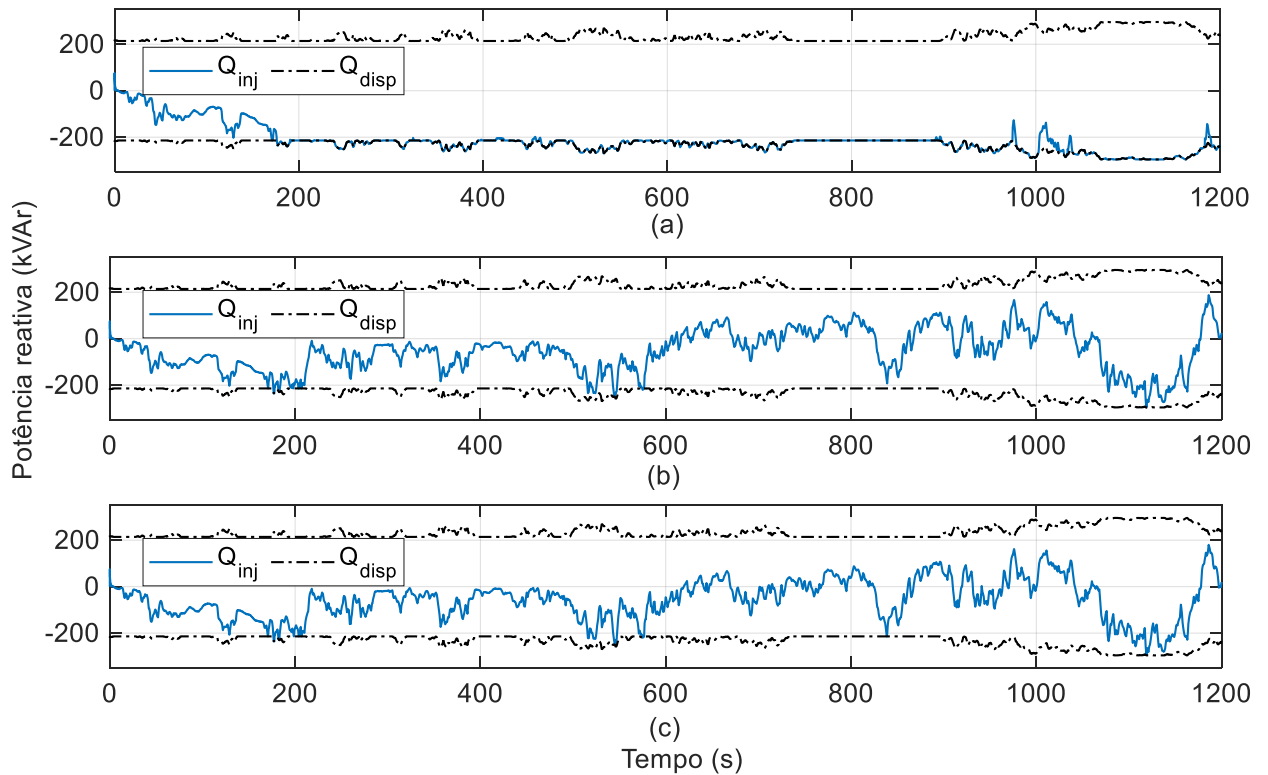
Esta subseção avalia a estratégia de regulação de tensão proposta comparando seu desempenho com uma abordagem de regulação de tensão convencional com referência de tensão fixa, considerando apenas a UFGD localizada no nó 840 regulando a tensão. A Figura 33 apresenta a tensão no nó 840 para três abordagens: (a) UFGD regulando tensão com referência de tensão fixa e atuação dos SVRs; (b) UFGD regulando tensão com referência adaptativa proposta e sem a atuação dos SVRs; (c) UFGD regulando tensão com referência adaptativa proposta e a atuação dos SVRs. A abordagem de controle de tensão convencional utilizada é equivalente à abordagem com referência de tensão fixa da norma IEEE 1547, também adotada nas abordagens propostas por SINGHAL *et al.* (2019) e WANZELER *et al.* (2022). Como mostra a Figura 33(a), a abordagem de regulação de tensão convencional com referência fixa perde a capacidade de regular a partir de $t = 176$ s pelo fato da UFGD atingir o limite máximo de potência reativa disponível. Essa limitação surge devido às variações de potência ativa e à insuficiência de potência reativa da UFGD para manter a tensão regulada. A abordagem de regulação de tensão com referência de tensão variável mantém a capacidade de regular a tensão durante todo o período, trocando a referência de tensão nos momentos em que a potência reativa injetada se torna igual à máxima potência reativa disponível ou quando ocorrem trocas de *taps* dos SVRs. Na Figura 33(b) pode-se observar que a tensão se mantém regulada e muda quando a potência reativa máxima é atingida. Nota-se também que essa potência reativa máxima é alcançada aproximadamente nos mesmos momentos em que ocorrem os picos de tensão devido às variações de potência ativa na Figura 33(a), por volta de 200 s, logo antes dos 600 s e em torno dos 1100 s. Na Figura 33(c), a tensão também muda com a atuação dos reguladores de tensão em série, mantendo-se dentro da faixa estabelecida por esses reguladores. Os resultados mostraram também que a abordagem de controle proposta pode ser utilizada com e sem a atuação dos reguladores de tensão série.

Figura 33 – Tensão no nó 840 considerando diferentes abordagens de regulação: (a) Abordagem com referência de tensão fixa e atuação dos SVRs; (b) Abordagem com referência de tensão variável sem a atuação dos SVRs; (c) Abordagem com referência de tensão de variável.



A potência reativa disponível e injetada pela UFGD nas três abordagens de regulação de tensão é apresentada na Figura 34. Na abordagem com referência de tensão fixa, ilustrada na Figura 34(a), a potência reativa injetada varia significativamente e atinge o limite máximo de potência reativa do inversor em torno de $t = 176$ s devido às grandes variações de potência nas três UFGDs durante esse período. Em contraste, na Figura 34(b), a margem de potência reativa é recuperada por meio do ajuste da referência de tensão sempre que o limite de potência reativa é atingido, permitindo uma regulação mais eficaz da tensão. Já na Figura 34(c), a margem de potência reativa praticamente não se altera durante as operações de tap, uma vez que a tensão de referência varia proporcionalmente ao ajuste do tap. Isso preserva a margem de potência reativa enquanto a tensão é mantida dentro da faixa estabelecida pelos reguladores de tensão série. Esses resultados destacam a importância de uma coordenação eficaz entre a UFGD e os reguladores de tensão série para preservar a margem de potência reativa e a capacidade de regulação de tensão das UFGDs.

Figura 34 – Potência reativa disponível e potência reativa injetada: (a) Abordagem com referência de tensão fixa e atuação dos SVRs; (b) Abordagem com referência de tensão variável sem a atuação dos SVRs; (c) Abordagem com referência de tensão de variável com a atuação dos SVRs.



A abordagem de controle proposta demonstrou robustez frente às variações rápidas de margem de potência reativa, pois depende exclusivamente de medições de tensão no ponto de conexão e da injeção de potência reativa da unidade fotovoltaica. Essa característica reduz a complexidade do sistema e elimina a necessidade de comunicação entre dispositivos ou medições adicionais na rede. Além disso, o método dinâmico de ajuste da referência de tensão permite uma resposta rápida às condições locais, garantindo que a regulação de tensão seja efetiva mesmo sob sombreamento induzido por nuvens.

5.3.3 Avaliação da Coordenação do Controle de Tensão das UFGDs e Reguladores de Tensão Série

A efetividade da coordenação entre os reguladores de tensão série e as UFGDs é avaliada nesta subseção, considerando três cenários: 1) UFGDs sem coordenação com os reguladores de tensão série; 2) UFGDs coordenando com os

reguladores de tensão série; 3) UFGDs coordenando com os reguladores de tensão série e a ocorrência de um curto-circuito e a desconexão de uma grande carga da rede. As três UFGDs operam no modo de regulação com referência de tensão variável nos três cenários. A tensão no nó 840 para cada um desses cenários é ilustrada na Figura 35, enquanto a Figura 36 apresenta a potência reativa injetada pela UFGD conectada ao nó 840.

No cenário 1 sem a coordenação proposta, ilustrado na Figura 35(a), ocorrem sucessivas trocas de *tap* após $t = 590$ s. As trocas de *tap* acontecem devido à tentativa dos reguladores de tensão série de ajustar a tensão dentro da faixa de regulação, enquanto as UFGDs atuam para manter a tensão constante no valor referência. A ausência de coordenação causa uma ação antagônica entre as UFGDs e os SVRs, pois quando os SVR aumentam a tensão as UFGDs reduzem a tensão para manter a tensão no valor referência. Essa ação antagônica leva as UFGDs a perderem a margem de potência reativa, resultando em uma variação excessiva da referência de tensão adaptativa das UFGDs, como ilustrado na Figura 35(a) e a Figura 36(a). No cenário sem coordenação, a potência reativa oscila entre os máximos valores positivo e negativo da potência reativa disponível devido à atuação antagônica entre os reguladores de tensão série e as UFGDs.

No cenário 2, em que se considera a abordagem de coordenação, a tensão se mantém mais constante, ocorre um número muito menor de trocas de *taps* e a potência reativa injetada apresenta menores variações. No processo de coordenação a referência de tensão da UFGD é alterada em magnitude igual à variação de tensão causada pelo regulador de tensão série quando ocorrem trocas de *taps*, como pode ser observado em $t = 590$ s e $t = 1170$ s na Figura 35(b). Os resultados mostram que além de viabilizar a efetiva regulação de tensão por parte das UFGDs, a abordagem de coordenação proposta previne variações significativas na tensão e na potência reativa.

O objetivo do cenário 3 é avaliar o desempenho da abordagem de controle proposta, que inclui a estratégia de coordenação, considerando o sistema submetido à grandes perturbações típicas. No terceiro cenário, ocorre um curto-circuito na fase A da barra 834 em torno dos 150 s, seguido pela desconexão de uma grande carga de 135 kW na barra 844 por volta dos 800 s. Conforme ilustrado na Figura 35(c) e na Figura 36(c), durante o curto-circuito a tensão tem uma queda abrupta, levando a

UFGD a atingir seu limite de injeção de potência reativa, o que resulta em uma pequena redução da referência de tensão na tentativa de restabelece a margem potência reativa. Durante o curto-circuito a tensão da fase cai de 1,029 para 0,613 p.u.. Após a extinção do curto-circuito em $t = 151,3$ s, a abordagem proposta mantém a regulação de tensão efetiva, com um valor de referência um pouco menor do que o valor pré-falta. De maneira semelhante, quando uma grande carga é desconectada da rede, a tensão da fase aumenta significativamente, fazendo com que a potência reativa máxima seja injetada e elevando a referência de tensão. Após essa grande perturbação, a abordagem proposta também mantém a regulação de tensão efetiva, com um valor de referência um pouco maior do que o valor usado antes da desconexão da carga. Como as variações de tensão decorrentes do curto-circuito e da desconexão de carga foram maiores que as variações causadas pela troca de *taps*, o algoritmo de coordenação proposto não altera a referência de tensão como ocorre durante as trocas de *taps*. Portanto, os resultados demonstram que a abordagem de controle proposta resulta em um desempenho efetivo mesmo sob condições de grandes perturbações.

Figura 35 – Tensão no nó 840 com e sem a abordagem de coordenação: (a) Sem coordenação com os reguladores de tensão série; (b) Com coordenação com os reguladores de tensão série; (c) Com coordenação considerando um curto-circuito e variação abrupta de carga.

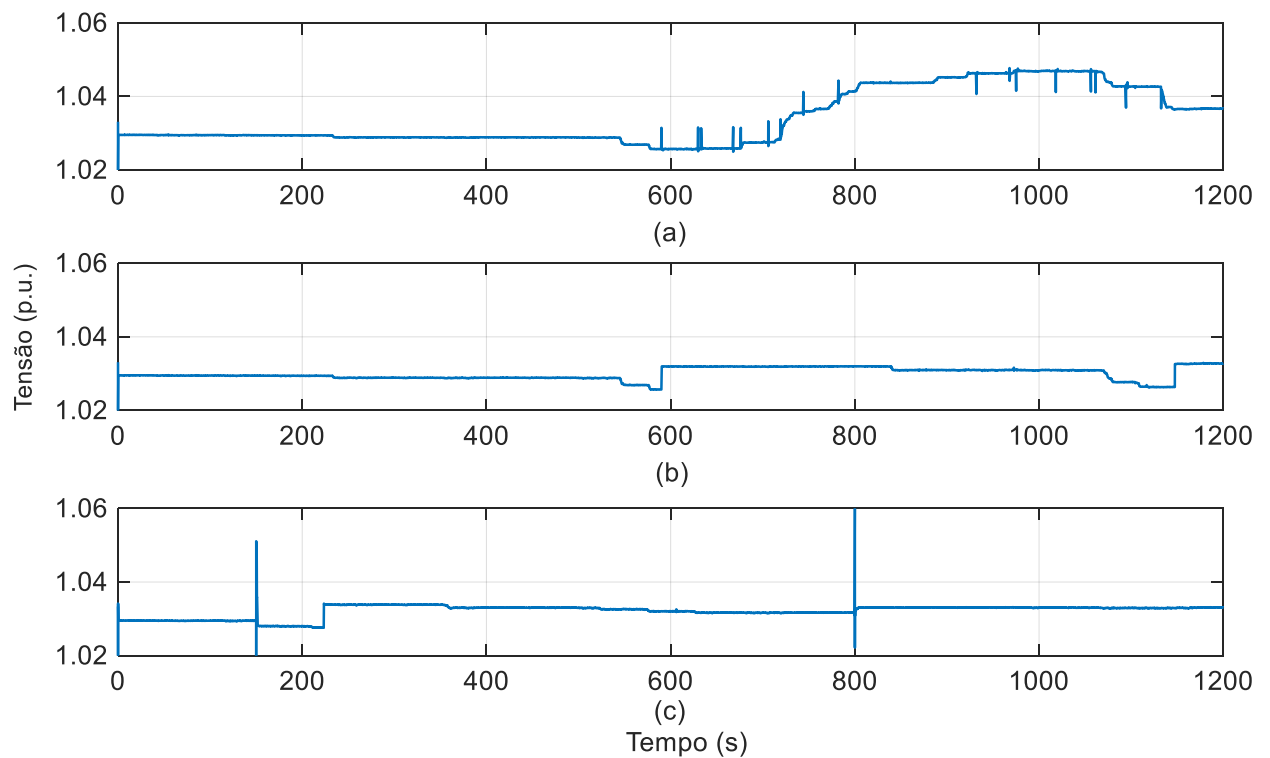
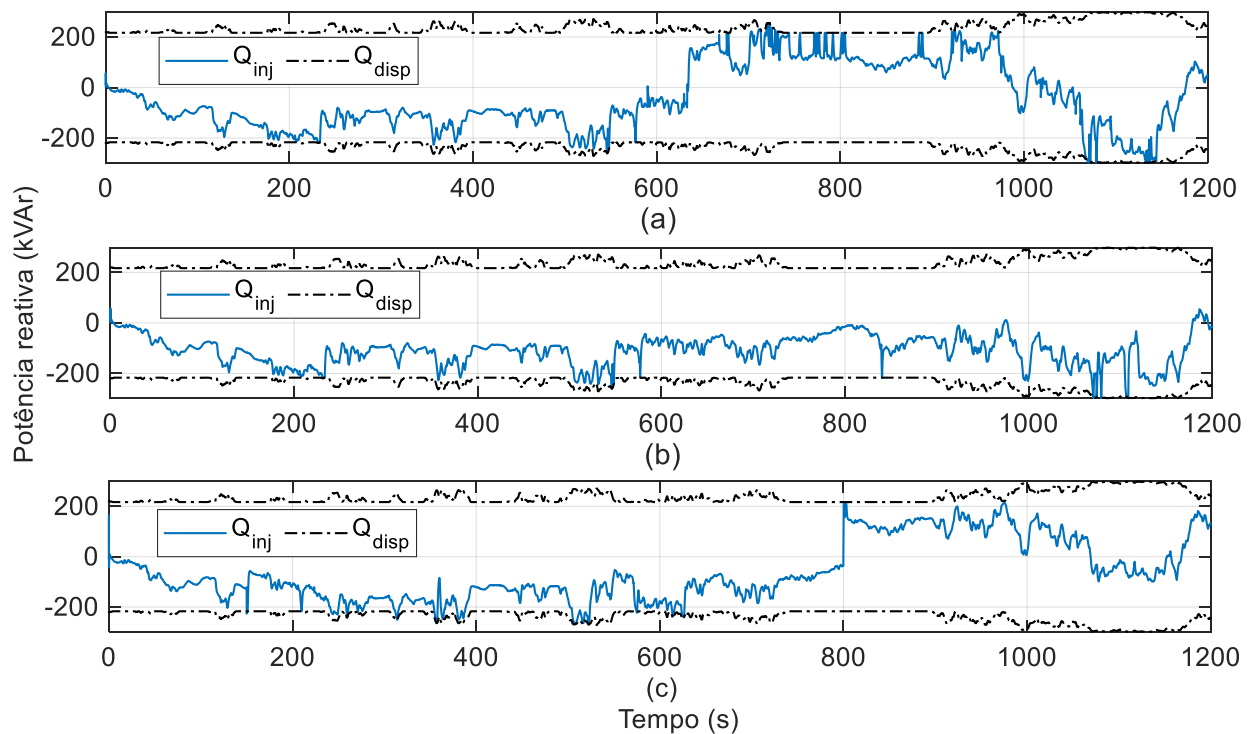


Figura 36 – Potência reativa disponível e potência reativa injetada no nó 840: (a) Sem coordenação com os reguladores de tensão série; (b) Com coordenação com os reguladores de tensão série; (c) Com coordenação considerando um curto-circuito e variação abrupta da carga.



5.3.3.1 Impacto da Regulação de Tensão sobre a Tensão de Nós que não Apresentam a Conexão de UFGDs

5.3.4 Atuação do Operador na Tensão de Referência do Regulador de Tensão Série

O objetivo desta subseção é demonstrar como a regulação de tensão das UFGDs se ajusta automaticamente às alterações da referência de tensão dos reguladores séries por meio do processo de coordenação proposto. No cenário adotado considera-se que o operador do sistema de distribuição realiza a alteração da referência de tensão do regulador de tensão série RG11. A Figura 38 apresenta a tensão no nó 840, enquanto a Figura 39 mostra a potência reativa injetada pela UFGD conectada ao nó 840. Em $t = 150$ s ocorre uma redução de 2,5% na tensão de referência do regulador de tensão série RG11, o que resulta em múltiplas trocas de taps para que a nova tensão de referência seja atendida. Conforme ilustrado na Figura 38, à medida que as trocas de tap ocorrem, a tensão de referência das UFGDs é ajustada pelo algoritmo de coordenação. Observa-se na Figura 39 que as trocas de *tap* não provocam alterações significativas na potência reativa injetada, devido ao ajuste da tensão de referência das UFGDs logo após a ocorrência da troca de *taps*.

Figura 38 – Tensão no nó 840 considerando a variação de referência do regulador de tensão série.

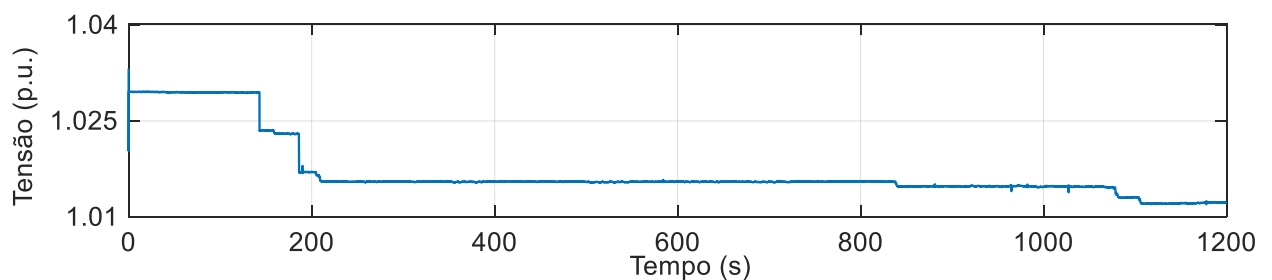
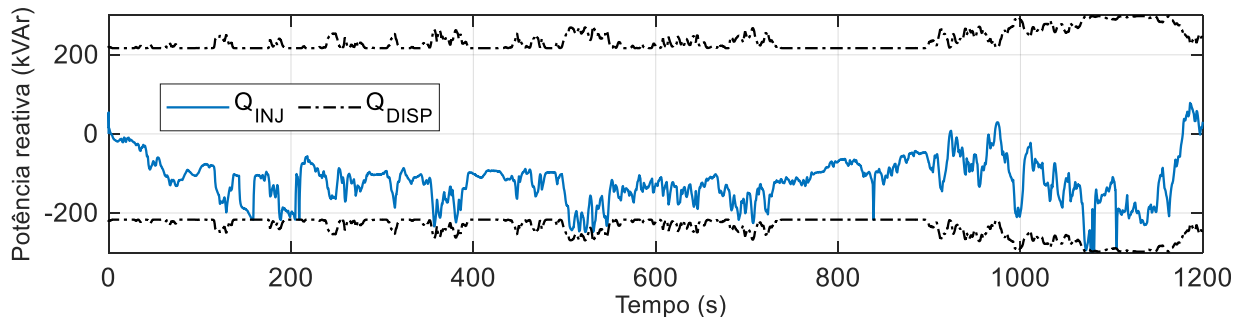
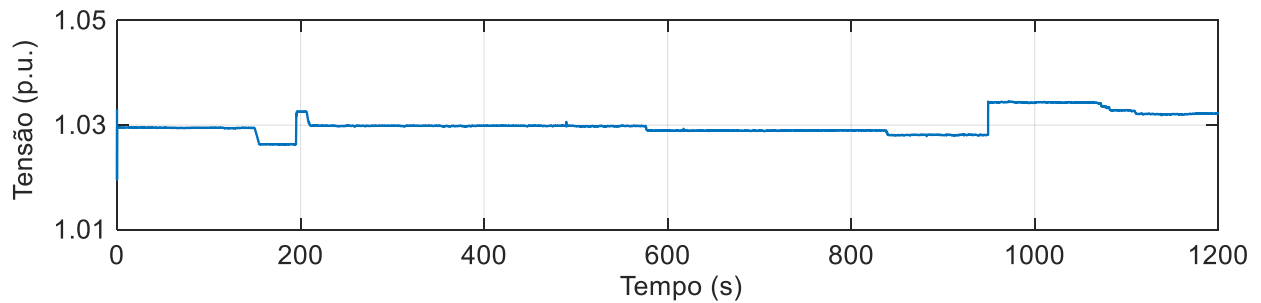
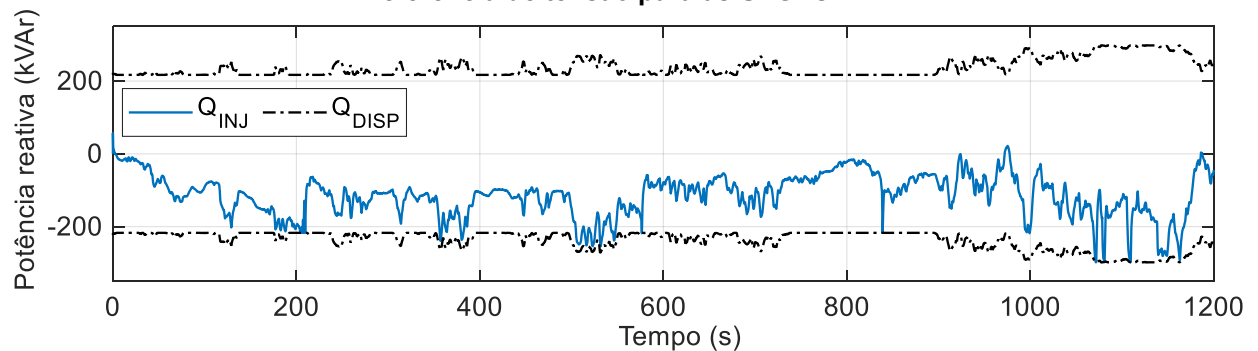


Figura 39 – Potência reativa injetada pela UFGD no nó 840 considerando a variação de referência do regulador de tensão série.



5.3.5 Atuação do Operador na Tensão de Referência das UFGDs

Esta seção analisa o comportamento antagônico que pode ocorrer entre as UFGDs e os reguladores de tensão série quando a referência de tensão das UFGDs é ajustada manualmente pelo operador. No cenário adotado considera-se que o operador do sistema de distribuição realiza a alteração da referência de tensão nas três UFGDs. A Figura 40 apresenta a tensão no nó 840, enquanto a Figura 41 mostra a potência reativa injetada pela UFGD do nó 840. Foi realizada uma redução de 0,3% na tensão de referência das UFGDs por volta de $t = 150$ s. As UFGDs injetam mais potência reativa indutiva para seguir a nova referência de tensão, conforme ilustrado na Figura 41. Entretanto, essa redução de tensão faz com que a tensão no ponto de regulação dos reguladores séries violem a zona morta, resultando na troca de *taps* para mover a tensão novamente para dentro da zona morta. Portanto, o ajuste de uma nova referência de tensão para as UFGDs deve considerar os ajustes do regulador série, principalmente a largura da zona morta. Apesar da atuação antagônica do regulador de tensão série, as UFGDs permaneceram regulando a tensão de forma efetiva após as trocas de *tap*.

Figura 40 – Tensão no nó 840 considerando a variação de referência de tensão para as UFGDs.**Figura 41 – Potência reativa injetada pela UFGD no nó 840 considerando a variação de referência de tensão para as UFGDs.**

5.3.6 Desempenho da Regulação de Tensão em Função do Horário do Dia

O desempenho da estratégia de controle com referência de tensão adaptativa considerando as três UFGDs regulando a tensão é avaliado para três diferentes horários do dia. A hora do dia determina a magnitude da irradiância solar incidente no arranjo de módulos FV e, consequentemente, afeta a potência reativa disponível nas UFGDs. São empregados os três cenários operacionais utilizados na subseção 5.2.5: 1) Período da manhã, em torno das 8h00, quando a irradiância global é mais baixa (400 W/m^2); 2) Período do meio-dia, em torno das 13h00, representando o período com maior valor de irradiância (1000 W/m^2); 3) Período da tarde, em torno das 16h00, caracterizado por um valor intermédio de irradiância global (700 W/m^2), que também é semelhante à irradiância observada em torno das 10h00.

A tensão no nó 840 é ilustrada na Figura 42. Quanto menor a irradiância global, maior a margem de potência reativa e melhor é o desempenho da regulação de tensão por parte das UFGDs. Isso ocorre porque a redução da irradiância reduz a potência ativa gerada pelas UFGDs. Como a potência reativa disponível é determinada a partir da potência nominal do inversor e a potência ativa gerada, uma

menor geração de potência ativa resulta em uma maior potência reativa disponível para a regulação da tensão. Por outro lado, à medida que a irradiância aumenta, a geração de potência ativa pelas UFGDs também aumenta, o que reduz a margem de potência reativa. Para valores baixos de potência reativa disponível, as UFGDs precisam realizar ajustes mais frequentes na tensão de referência adaptativa para tentar manter a tensão regulada. Na medida que a irradiância aumenta, aumenta também o número de ajustes da tensão de referência adaptativa. No cenário com irradiância de 1.000 W/m^2 , observa-se uma redução notável na eficiência da regulação de tensão, causada pela recorrente falta de margem de potência reativa, o que limita significativamente a capacidade de regulação de tensão. A Figura 43 apresenta a potência reativa disponível nos cenários de 400, 700 e 1000 W/m^2 . Na Figura 43(a), destaca-se que a potência reativa alcança seu valor máximo em aproximadamente $t = 515 \text{ s}$. Na Figura 43(b), a disponibilidade de potência reativa é menor do que no cenário de 400 W/m^2 , e a potência reativa atinge seu limite máximo em múltiplos instantes de tempo. Já na Figura 43(c), a potência reativa disponível é praticamente nula por longos períodos, comprometendo a capacidade de controle de tensão durante um grande período. Para mitigar esse desafio, o superdimensionamento do inversor é proposto como uma solução viável, permitindo uma maior flexibilidade na gestão da potência reativa disponível.

Figura 42 – Tensão no nó 840 para diferentes horários do dia: (a) irradiância de 400 W/m²; (b) irradiância de 700 W/m²; (c) irradiância de 1.000 W/m².

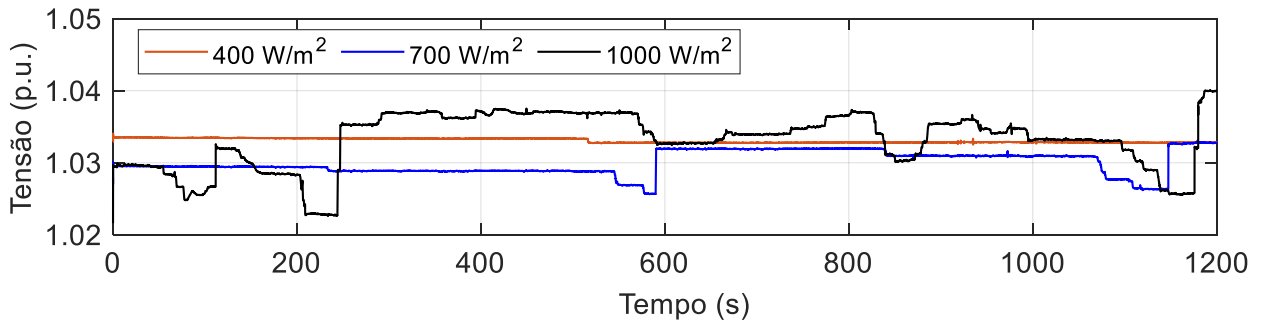
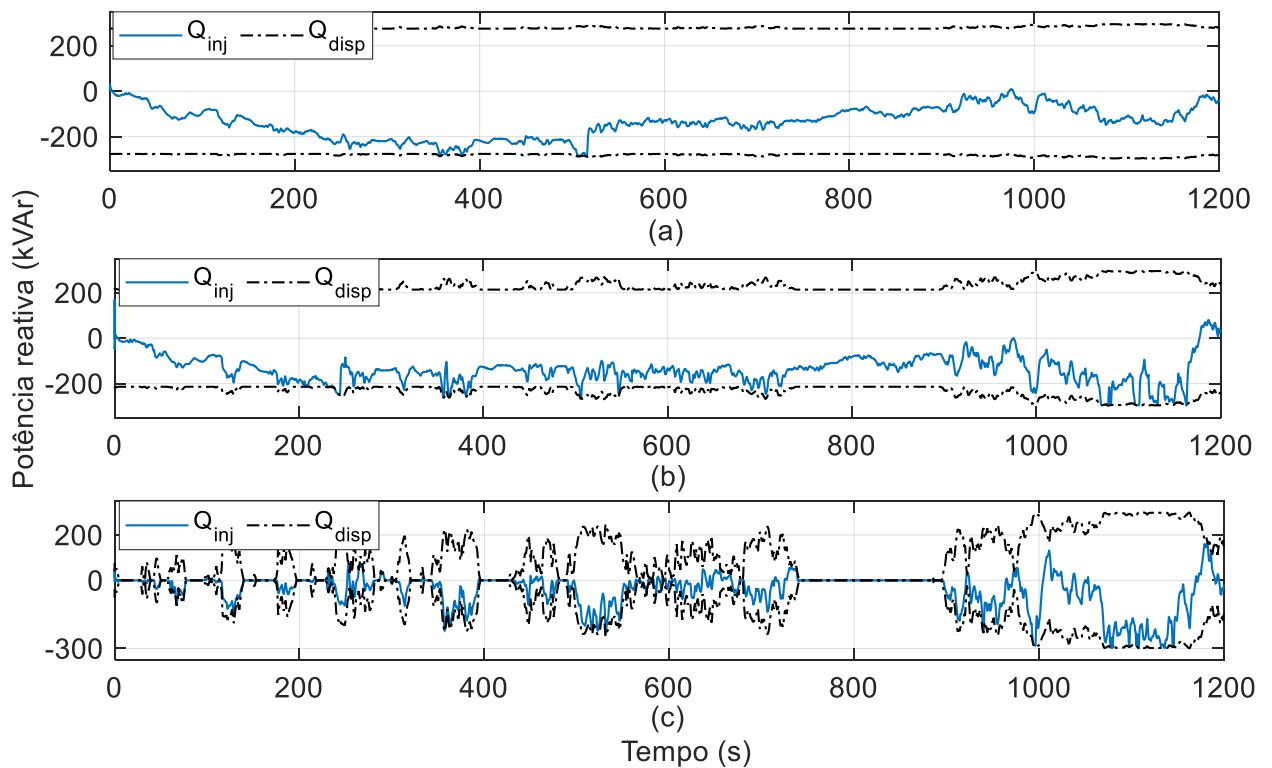


Figura 43 – Potência reativa disponível e potência reativa injetada no nó 840 para diferentes horários do dia: (a) irradiância de 400 W/m²; (b) irradiância de 700 W/m²; (c) irradiância de 1.000 W/m².



5.3.7 Impacto do Sobredimensionamento do Inversor no Desempenho da Regulação de Tensão

Esta subseção aborda a influência do superdimensionamento do inversor no desempenho da regulação de tensão considerando três diferentes cenários: 1) Inversor dimensionado para 100% da máxima potência ativa gerada (sem superdimensionamento); 2) Inversor dimensionado para 150% da máxima potência ativa gerada (50% de capacidade adicional); 3) Inversor dimensionado para 200% da

máxima potência ativa gerada (100% de capacidade adicional). Nos três cenários considera-se uma irradiância global de 1000W/m^2 , que corresponde ao pior cenário avaliado previamente. O sobredimensionamento do inversor é uma solução economicamente atrativa, pois o custo do inversor corresponde à aproximadamente 5% de todo o investimento em grandes plantas fotovoltaicas e um pouco mais que 10% em unidades de geração distribuição (RAMASAMY *et al.*, 2022). Por outro lado, é importante considerar alguns contrapontos ao superdimensionamento excessivo dos inversores. Embora o sobredimensionamento melhore a margem de potência reativa e o desempenho da regulação de tensão, ele pode reduzir um pouco a eficiência geral do sistema pelo fato do inversor operar abaixo da potência nominal. Portanto, é essencial balancear os benefícios e os custos ao considerar o sobredimensionamento de inversores (KRATZENBERG *et al.*, 2014).

A Figura 44 ilustra a tensão no nó 840 para os diferentes graus de superdimensionamento do inversor. Quanto maior o nível de sobredimensionamento, melhor o desempenho da regulação de tensão, o que resulta em um menor número de variações da tensão de referência adaptativa e um menor número de troca de *tap*. As trocas de *tap* reduziram de 9, no caso de 0% de sobredimensionamento, para 2 no caso de 50% de sobredimensionamento, e para 1 no caso de 100% de sobredimensionamento. A Figura 45 exibe a potência reativa disponível e injetada pela UFGD conectada ao nó 840 para os três cenários distintos. O sobredimensionamento do inversor aumentou significativamente a margem de potência reativa das UFGDs, que é a principal causa da melhoria no desempenho da regulação de tensão.

Figura 44 – Tensão no nó 840 para diferentes sobredimensionamentos do inversor: (a) Sobredimensionamento de 0%; (b) Sobredimensionamento de 50%; (c) Sobredimensionamento de 100%.

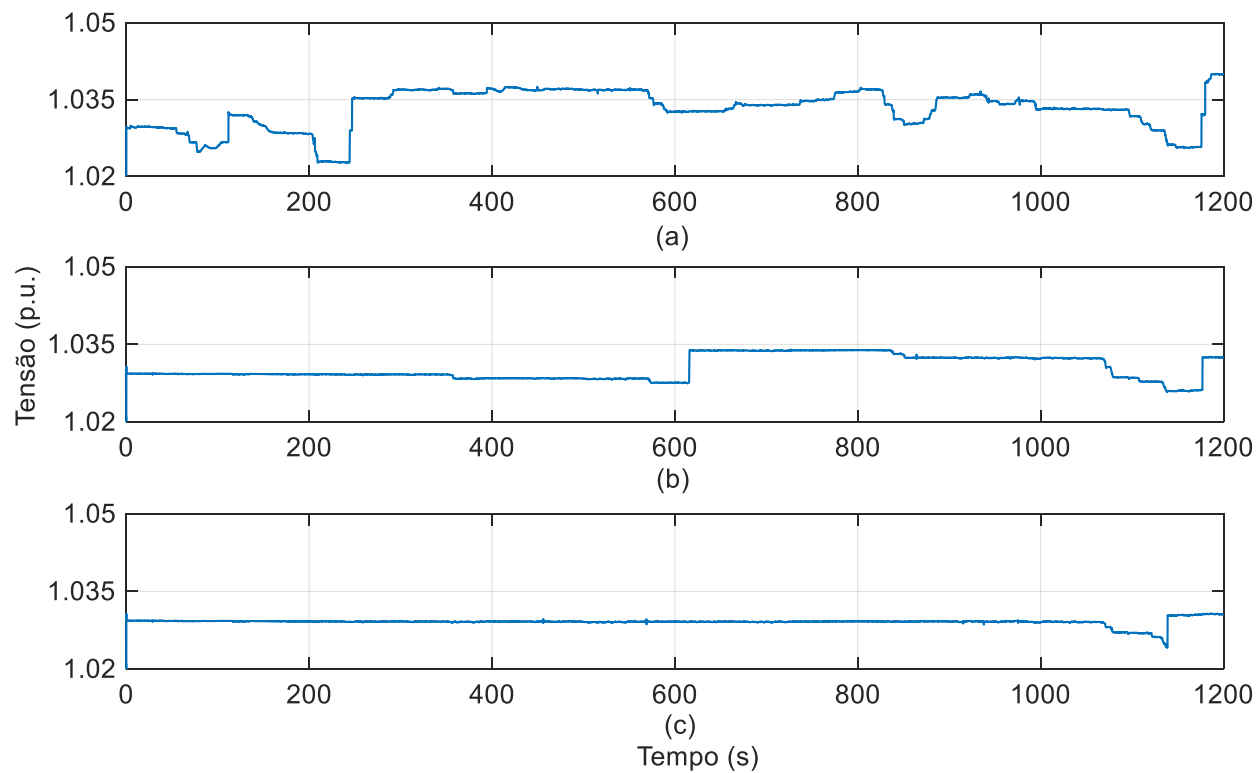
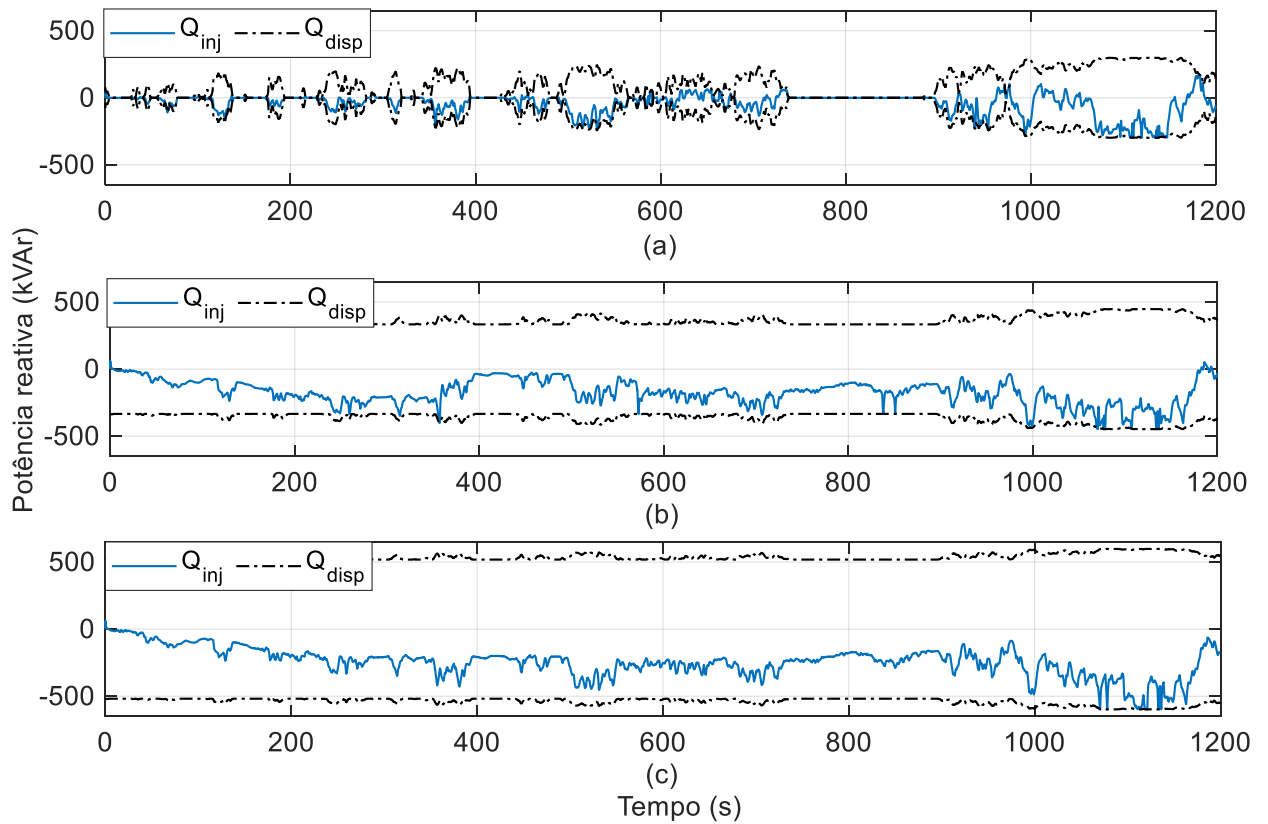


Figura 45 – Potência reativa disponível e potência reativa injetada no nó 840 para diferentes sobredimensionamentos do inversor: (a) Sobredimensionamento de 0%; (b) Sobredimensionamento de 50%; (c) Sobredimensionamento de 100%.



5.3.8 Impacto de Diferentes Índices de Penetração das UFGDs no Desempenho da Regulação de Tensão

O desempenho da abordagem de controle proposta é avaliado para diferentes índices de inserção da geração distribuída. Índices de inserção de 50%, 30% e 20% em relação à potência ativa da carga do sistema são considerados nessa avaliação. A tensão no nó 840 é ilustrada na Figura 46 e a Figura 47 apresenta a potência reativa disponível e injetada pela UFGD conectada ao nó 840 para os três cenários avaliados. Como pode ser observado nas Figura 46 e 47, embora a potência reativa disponível diminua à medida que a taxa de inserção diminui, as UFGDs ainda são capazes de regular a tensão de forma eficaz, devido à natureza adaptativa da tensão de referência das UFGDs. Na medida que o nível de inserção da geração reduz, ocorre um aumento no número de ajustes na referência de tensão adaptativa devido à redução da potência reativa disponível para regular a tensão. Entretanto, os resultados obtidos

mostram que a abordagem de controle proposta é efetiva e apresenta um bom desempenho mesmo para baixos níveis de inserção da geração distribuída.

Figura 46 – Tensão no nó 840 para diferentes níveis de inserção da geração distribuída: (a) 50% de inserção; (b) 30% de inserção; (c) 20% de inserção.

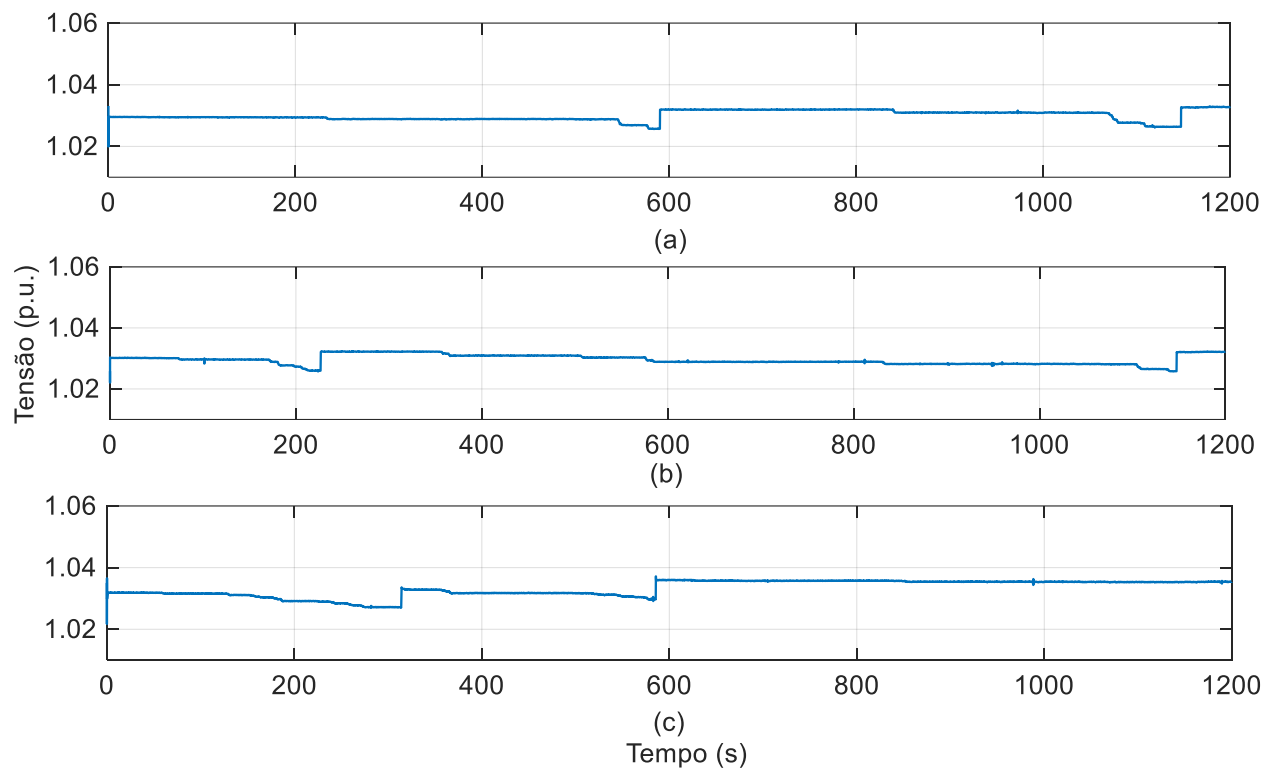
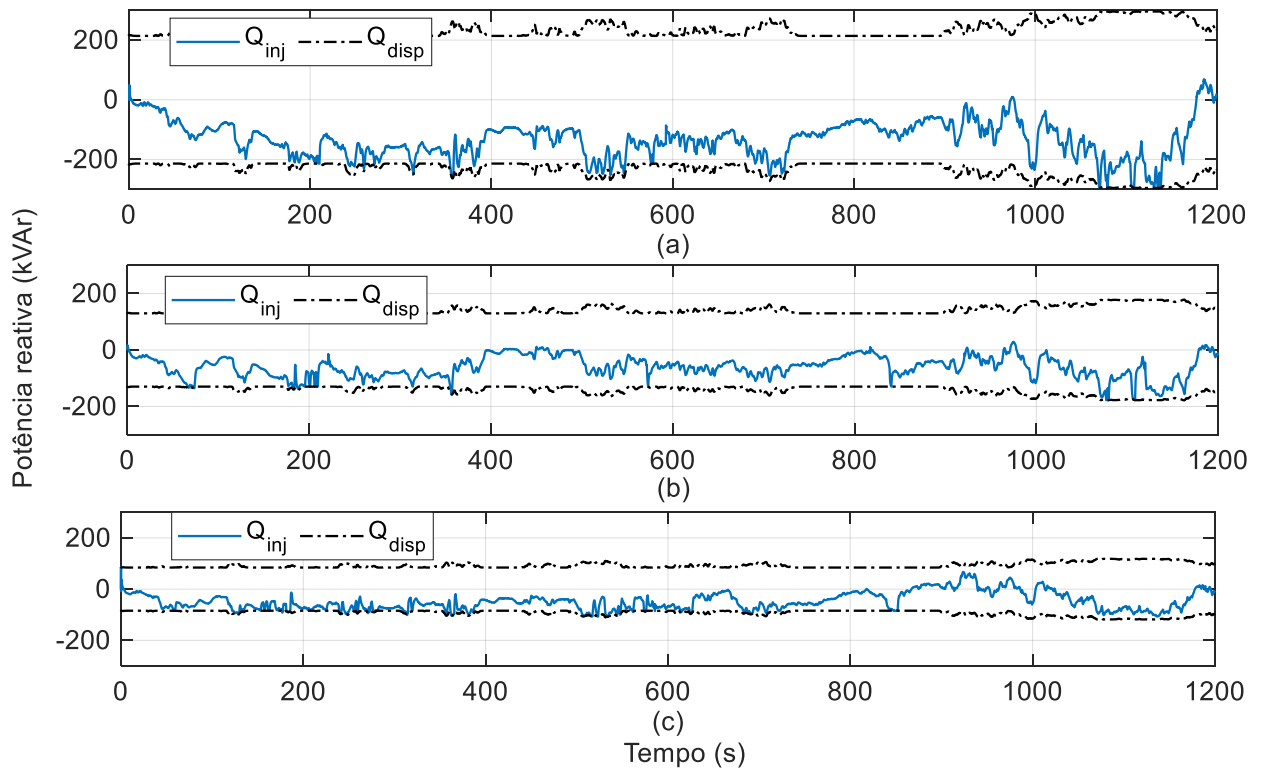


Figura 47 – Potência reativa disponível e potência reativa injetada no nó 840 para diferentes níveis de inserção da geração distribuída: (a) 50% de inserção; (b) 30% de inserção; (c) 20% de inserção.



5.3.9 Impacto da Operação de Descarregada das UFGDs nas Variações de Potência e Tensão

As seções anteriores demonstraram a variabilidade significativa na potência ativa e na tensão da rede sob diferentes condições meteorológicas. Além da regulação de tensão, o uso do corte de potência gerada, por meio da operação descarregada das UFGDs, é uma das abordagens alternativas para reduzir as flutuações de tensão na rede de distribuição. A abordagem utilizada neste trabalho consiste na redução da potência gerada pela UFGD considerando uma referência fixa de potência ativa, utilizando o algoritmo FPPT apresentado na fundamentação teórica. Três diferentes cenários são avaliados considerando os seguintes níveis de descarregamento: 1) 0% de corte de potência; 2) 25% de corte de potência; 3) 50% de corte de potência. O nível de 25% de corte de geração (ou, equivalentemente, 25% de descarregamento), por exemplo, corresponde a uma redução de 25% da potência gerada com relação à potência de MPP no momento da redução da potência gerada. É importante

menção que ao longo tempo, o percentual de corte de geração varia, pois o MPP das UFGDs varia também em função do movimento das nuvens. Nos três cenários utiliza-se uma irradiância de 700 W/m^2 . Avaliar o desempenho e a aplicabilidade do controle FPPT em UFGDs operando sob condições de nuvens com elevada variabilidade de irradiância é também um dos objetivos da análise realizada.

As Figura 48 e Figura 49 ilustram a potência gerada pela UFGD do nó 840 e a tensão do nó 840 para cada um dos cenários considerados, respectivamente. Conforme mostrado na Figura 48, o aumento no nível de descarregamento (ou seja, a redução na potência ativa gerada) resulta em uma diminuição considerável das flutuações da potência ativa gerada. No cenário de 50% de descarregamento, essas variações são quase eliminadas durante a maior parte do período avaliado. De forma semelhante, a Figura 49 demonstra uma redução significativa nas flutuações de tensão à medida que as flutuações de potência diminuem, o que está de acordo com as expectativas teóricas. A contribuição dessas análises está na demonstração da efetividade do controle FPPT na mitigação das flutuações de tensão, considerando as malhas de controle das UFGDs e outras premissas realistas, tais como variações de carga, variações rápidas de irradiância e atuação dos reguladores de tensão série. O controle do tipo FPPT se mostrou efetivo para aplicações em UFGDs operando sobre condições de elevada variabilidade de irradiância, mantendo a potência gerada constante mesmo sob variações grandes e rápidas de irradiância solar. Os resultados da Figura 49 também revelam que um descarregamento rápido das UFGDs pode causar quedas significativas de tensão. Uma solução potencial seria implementar o descarregamento de forma gradual ao longo de um período mais prolongado.

Figura 48 – Potência ativa gerada pela UFGD do nó 840 para diferentes cortes de geração: (a) Corte de geração de 0%; (b) Corte de geração de 25%; (c) Corte de geração de 50%.

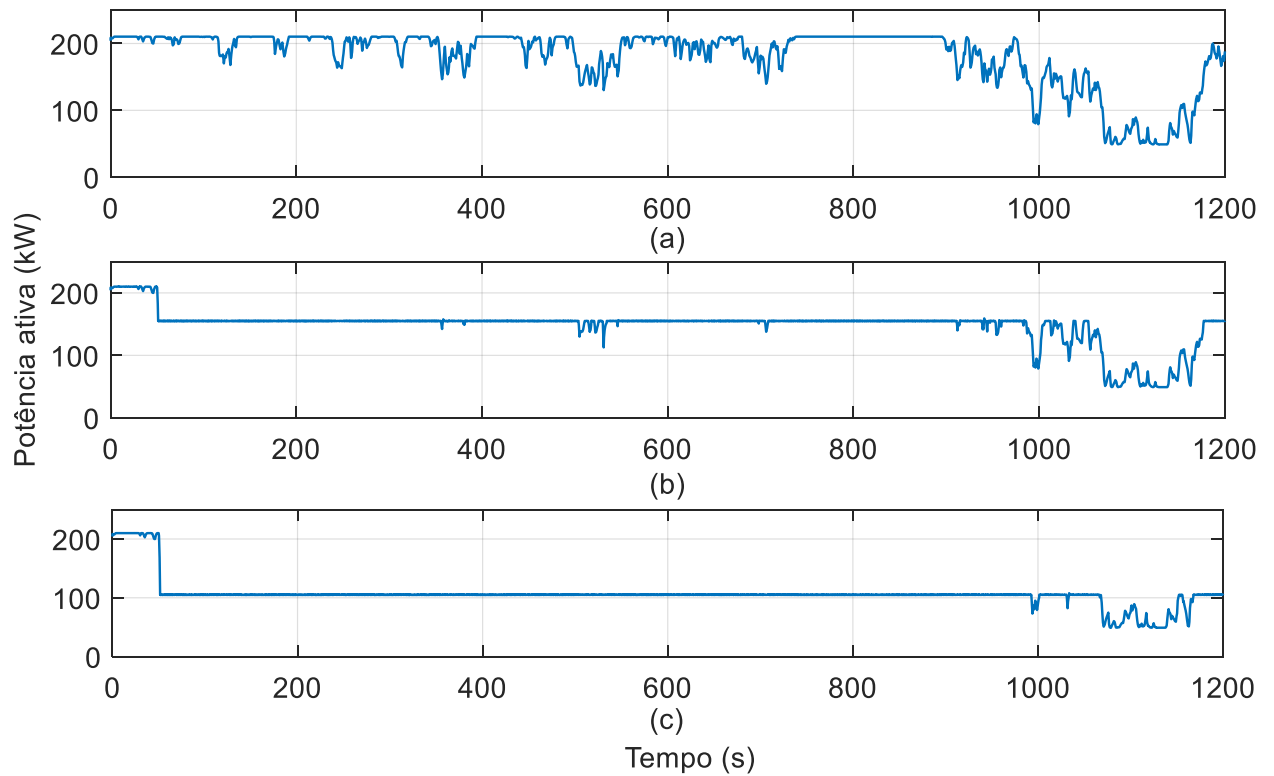
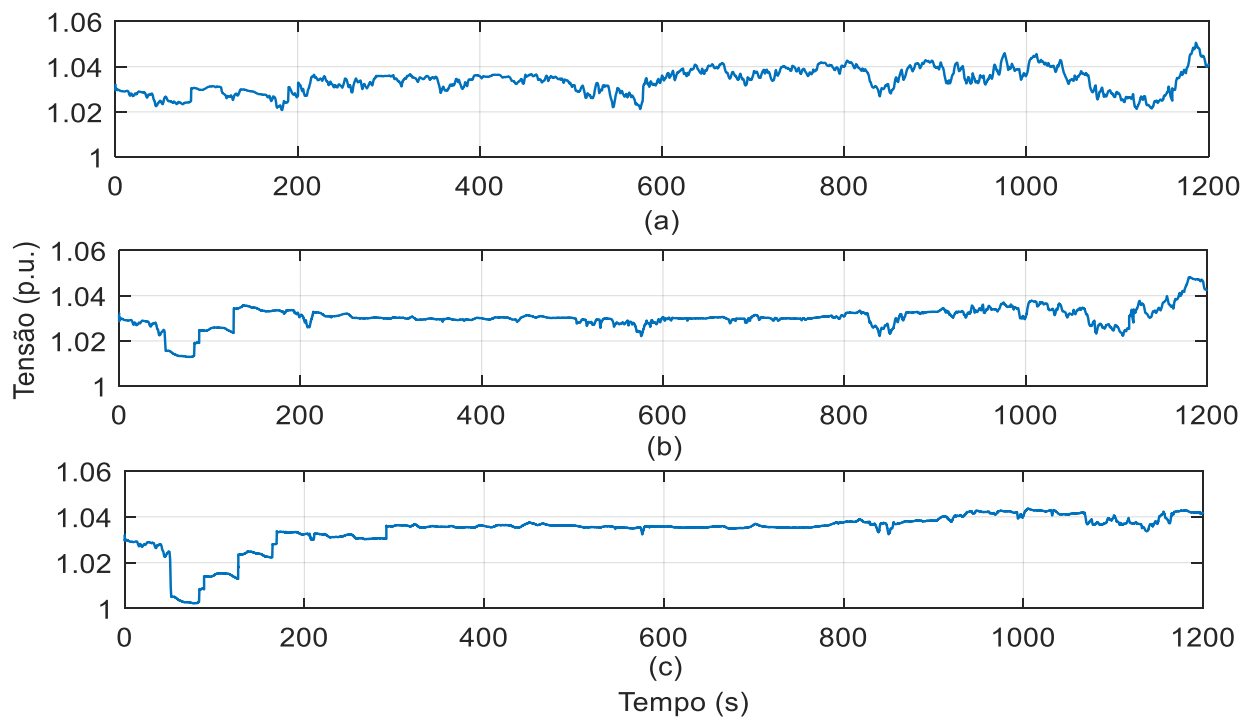


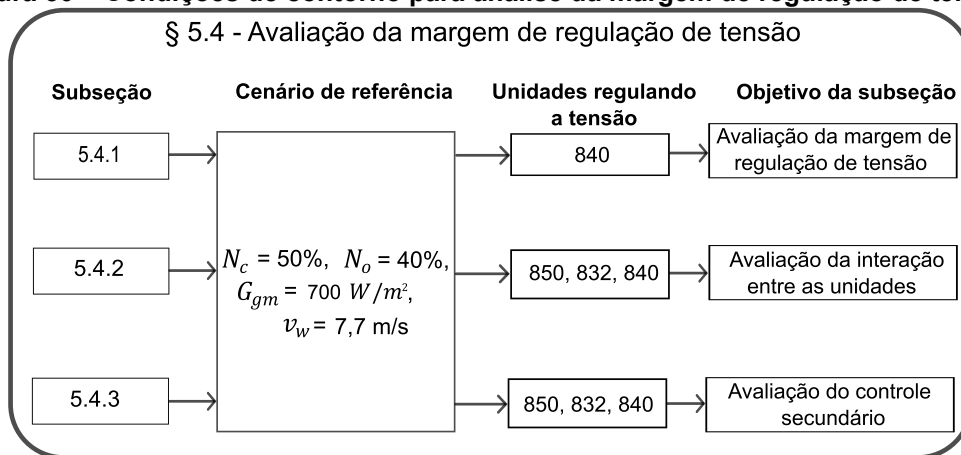
Figura 49 – Tensão do nó 840 para diferentes cortes de geração: (a) Corte de geração de 0%; (b) Corte de geração de 25%; (c) Corte de geração de 50%.



5.4 MARGEM DE REGULAÇÃO DE TENSÃO

Nesta seção, avalia-se a formulação proposta para determinar a margem de regulação de tensão em tempo real durante o processo de regulação de tensão. Inicialmente, a margem é analisada com apenas uma UFGD regulando a tensão. Posteriormente, a influência da interação entre as múltiplas UFGDs é avaliada e uma abordagem para minimizar a interação antagônica é proposta. Os parâmetros e as configurações utilizados para a síntese das séries temporais de irradiância e a geração dos cenários podem ser observados na Figura 50.

Figura 50 – Condições de contorno para análise da margem de regulação de tensão.



5.4.1 Análise da Margem de Regulação de Tensão

Esta seção demonstra como a margem de regulação de tensão pode ser usada em tempo real para dar suporte à regulação de tensão, permitindo a definição de uma nova referência de tensão dentro da capacidade de regulação da UFGD. A margem de regulação de tensão apresentada em (17) é influenciada por variações tanto na potência ativa quanto na potência reativa, sendo que a relação R/X da rede desempenha um papel crucial no impacto dessas variações na margem de regulação de tensão. O impacto da potência ativa ($P_{PV,0}$) e reativa injetada ($Q_{inj} = Q_{PV,0}$) da UFGD na margem de regulação de tensão é descrito em (17). Um aumento de $P_{PV,0}$ e $Q_{PV,0}$ reduz a margem de regulação de tensão quando não há variação da tensão de referência $V_{ref,atual}$. Considerando que o sistema teste adotado apresenta uma

relação R/X maior que 1, as variações na potência ativa resultam em um maior impacto na magnitude da tensão e na margem de regulação de tensão, quando comparado com as variações de potência reativa.

As análises realizadas nesta subseção consideram uma variação da referência de tensão, de forma a utilizar toda a margem de regulação de tensão da UFGD em um dado instante de tempo. A avaliação do uso da margem de regulação de tensão considera dois diferentes cenários operacionais: 1) UFGD operando no MPPT sem descarregamento; 2) UFGD operando no FPPT com descarregamento de 50%. No cenário 2, a margem de regulação de tensão é ampliada devido ao termo $\Delta P_{marg, - \frac{R}{V_{nom}}}$ e devido à variação de $P_{PV,0}$. Os reguladores de tensão série estão desativados em ambos os cenários, para evitar interferência no processo de regulação de tensão por parte da UFGD.

A Figura 51(a) apresenta a tensão no nó 840 e as margens de regulação de tensão para o cenário 1, considerando uma variação da referência de tensão apenas na UFGD conectada ao nó 840. As linhas sólidas representam as margens de regulação de tensão para o caso sem descarregamento, enquanto as linhas pontilhadas indicam o cenário com descarregamento. Aos 50 segundos a referência de tensão é reduzida manualmente pelo operador até o limite inferior da margem de regulação de tensão. Em $t = 260$ s a referência de tensão é aumentada manualmente pelo operador até o limite superior da margem de regulação de tensão. A Figura 52(a) apresenta a potência reativa injetada pela UFGD do nó 840 e a potência reativa máxima disponível ao longo do tempo. Os resultados mostram que a margem de regulação de tensão calculada em tempo real apresentou uma boa precisão, pois quando a tensão atinge os limites inferior e superior da margem de regulação de tensão, a potência reativa injetada atinge a máxima potência reativa disponível, indicando que a UFGD atingiu sua capacidade máxima de regulação de tensão.

A Figura 51(b) apresenta a tensão no nó 840 e as margens de regulação de tensão para o cenário 2, no qual a UFGD tem a potência ativa gerada reduzida em 50% em $t = 50$ s por meio da atuação do controle FPPT. A Figura 52(b) apresenta a potência reativa injetada pela UFGD do nó 840 e a potência reativa máxima disponível ao longo do tempo. É possível observar que a operação descarregada ampliar a máxima potência reativa disponível, como esperado, o que resulta em uma margem

de regulação de tensão maior. Os resultados mostram que a margem de regulação de tensão calculada em tempo real apresentou uma boa precisão também no caso da operação descarregada. No caso da variação positiva de tensão, no cenário 2, é possível observar que quando a tensão atinge o limite superior da margem de regulação de tensão, a potência reativa injetada fica um pouco abaixo da máxima potência reativa disponível, o que indica que a UFGD ainda tem uma ínfima capacidade de regulação de tensão. Esse pequeno erro inerente à formulação da margem de regulação de tensão se deve ao fato de se desprezar a parte imaginária da variação de tensão na formulação apresentada em (7). A parte imaginária da variação de tensão está relacionada à variação da tensão causada pela potência reativa fluindo pela resistência da rede e potência ativa fluindo através da reatância indutiva da rede (JENKINS *et al.*, 2000, SUN *et al.*, 2019).

Figura 51 – Tensão na UFGD do nó 840 considerando a margem de regulação de tensão: (a) UFGD operando no MPPT sem descarregamento; (b) UFGD operando no FPPT com descarregamento de 50%.

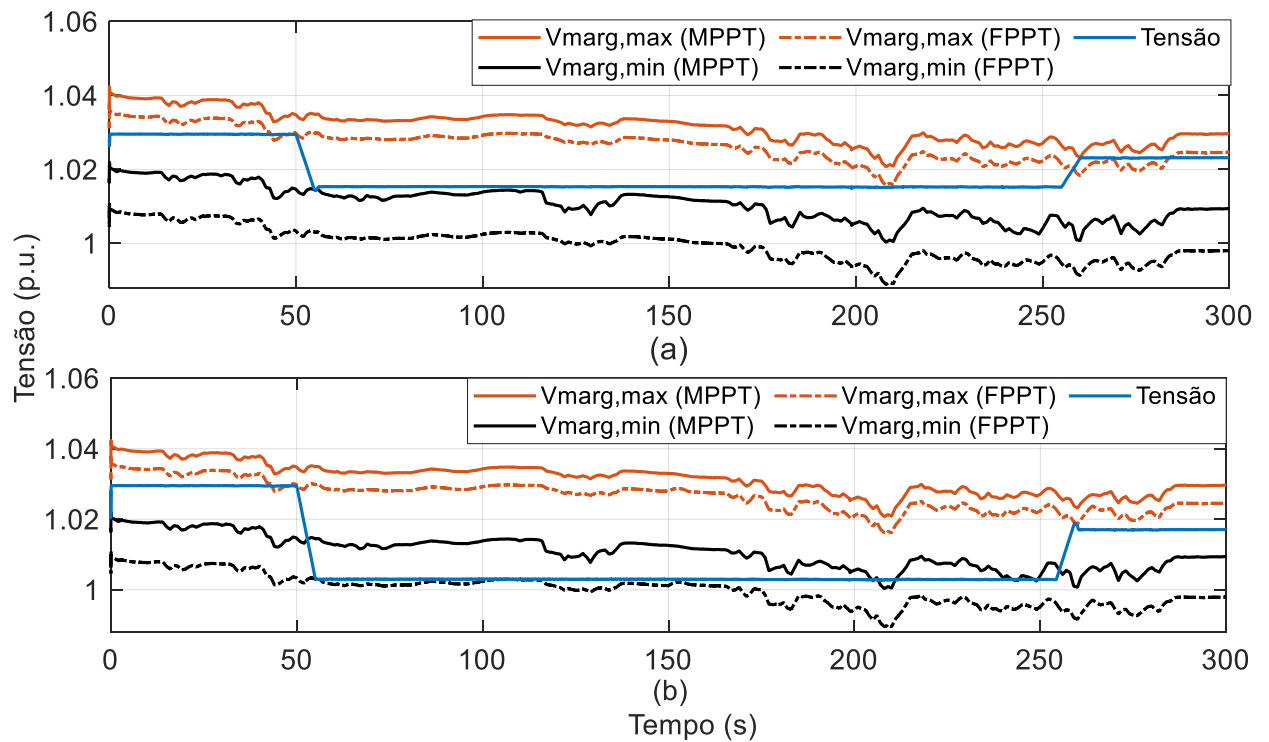
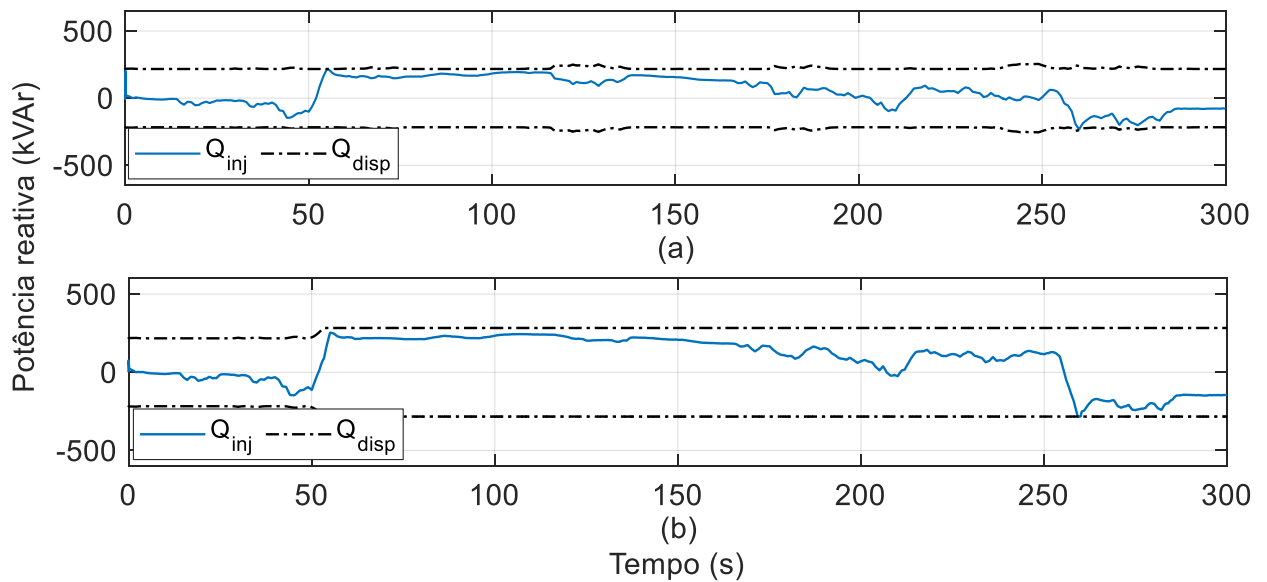


Figura 52 – Potência reativa injetada e máxima potência reativa disponível na UFGD do nó 840: (a) UFGD operando no MPPT sem descarregamento; (b) UFGD operando no FPPT com descarregamento de 50%.



5.4.2 Análise da Interação entre Múltiplas UFGDs Regulando a Tensão

Na subseção anterior, apenas uma das UFGDs regula a tensão. Nesta subseção, as três UFGDs estão simultaneamente regulando de tensão nos seus respectivos pontos de conexão. Nesta análise considera-se que o operador do sistema altera manualmente a referência de tensão apenas da UFGD conectada ao nó 840. A referência de tensão é reduzida em 0,5% em $t = 150$ s apenas na UFGD do nó 840. O objetivo da análise é avaliar o impacto dessa mudança de referência na margem de regulação de tensão e nas tensões das outras UFGDs. Os reguladores de tensão série estão desativados em ambos os cenários, para evitar interferência no processo de regulação de tensão por parte da UFGD.

As tensões nos pontos de conexão das três UFGDs são apresentadas na Figura 53, juntamente com as margens de regulação de tensão. As potências reativas injetadas na rede pelas três UFGDs são apresentadas na Figura 54. Os resultados mostram que a interação entre as múltiplas UFGDs resulta em variação transitória e permanente da margem de regulação de tensão das UFGDs. A alteração da tensão do nó 840 afeta a tensão de referência da UFGD do nó 832, causando uma interação antagônica entre as UFGDs. À medida que a UFGD do nó 840 começa a reduzir a tensão, injetando potência reativa indutiva no sistema, as UFGDs dos nós 832 e 850 injetam potência reativa capacitiva para tentar manter a tensão na referência de tensão delas, que permanece fixa inicialmente. A ação antagônica da UFGD do nó 832 faz com que a máxima potência reativa capacitiva disponível seja atingida em $t = 152$ s, resultando em uma redução da tensão de referência por parte do algoritmo de controle proposto para restabelecer a margem de potência reativa. Em $t = 154$ s a UFGD do nó 840 também atinge a potência reativa indutiva máxima disponível, o que resulta em uma pequena elevação da tensão de referência por parte do algoritmo de controle proposto para restabelecer a margem de potência reativa. O restabelecimento das margens de potência das UFGDs dos nós 840 e 832 faz com que a potência reativa capacitiva injetada pela UFGD do nó 850 aumente significativamente para manter a tensão na referência de tensão dela. Após o ajuste de referência de tensão da UFGD do nó 832, o processo dinâmico de interação antagônica entre as UFGDs finaliza e o sistema encontra um ponto de equilíbrio para a tensão regulada, mantendo uma margem de potência reativa considerável para as

UFGDs dos nós 840 e 832. A margem de regulação de tensão da UFGD do nó 850 teve um deslocamento para baixo após o processo de readequação das referências de tensão pelo fato da potência reativa injetada pela UFGD ter variado significativamente durante a interação antagônica da UFGDs. A variação de Q_{inj} interfere na margem de regulação de tensão, conforme descrito em (17).

Figura 53 – Tensão considerando a regulação simultânea das três UFGDs: (a) Tensão regulada no nó 840; (b) Tensão regulada no nó 832; (c) Tensão regulada no nó 850.

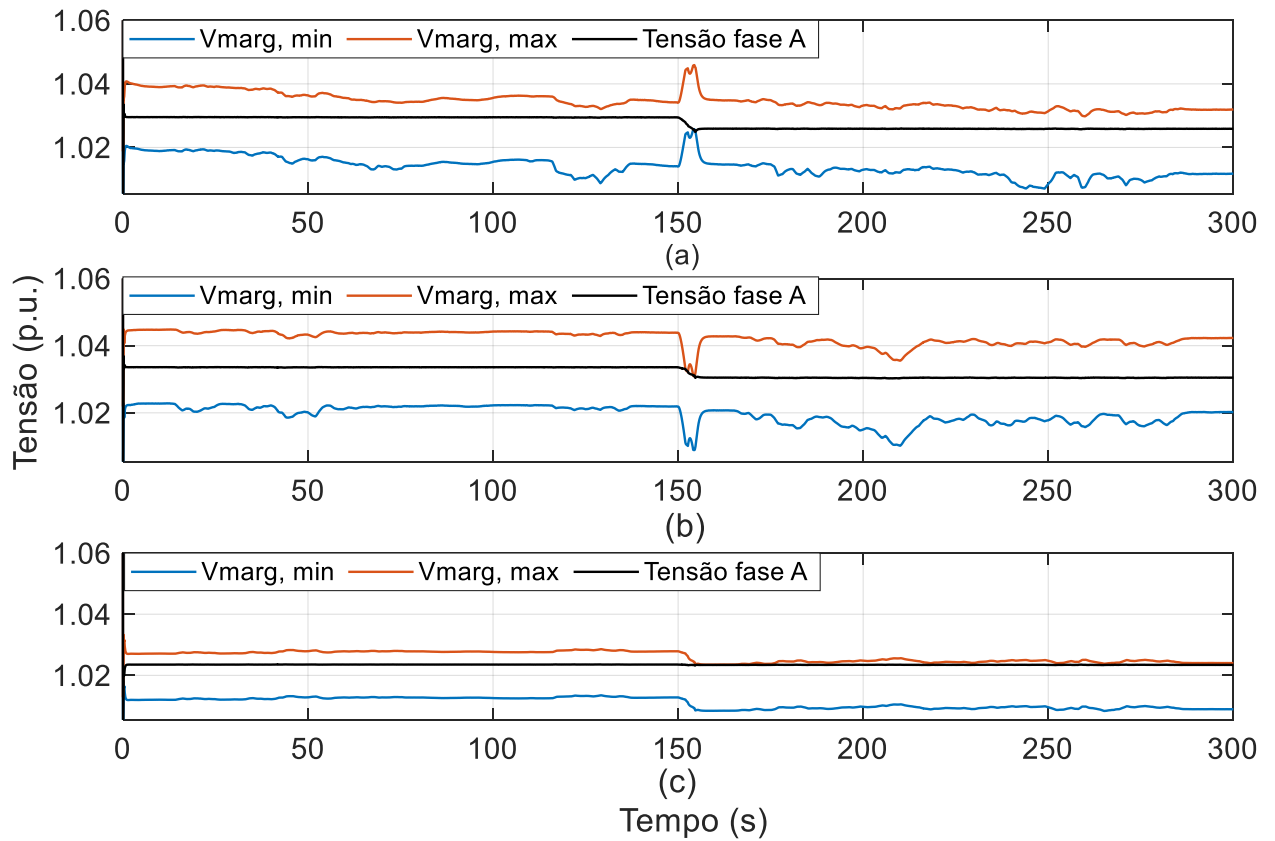
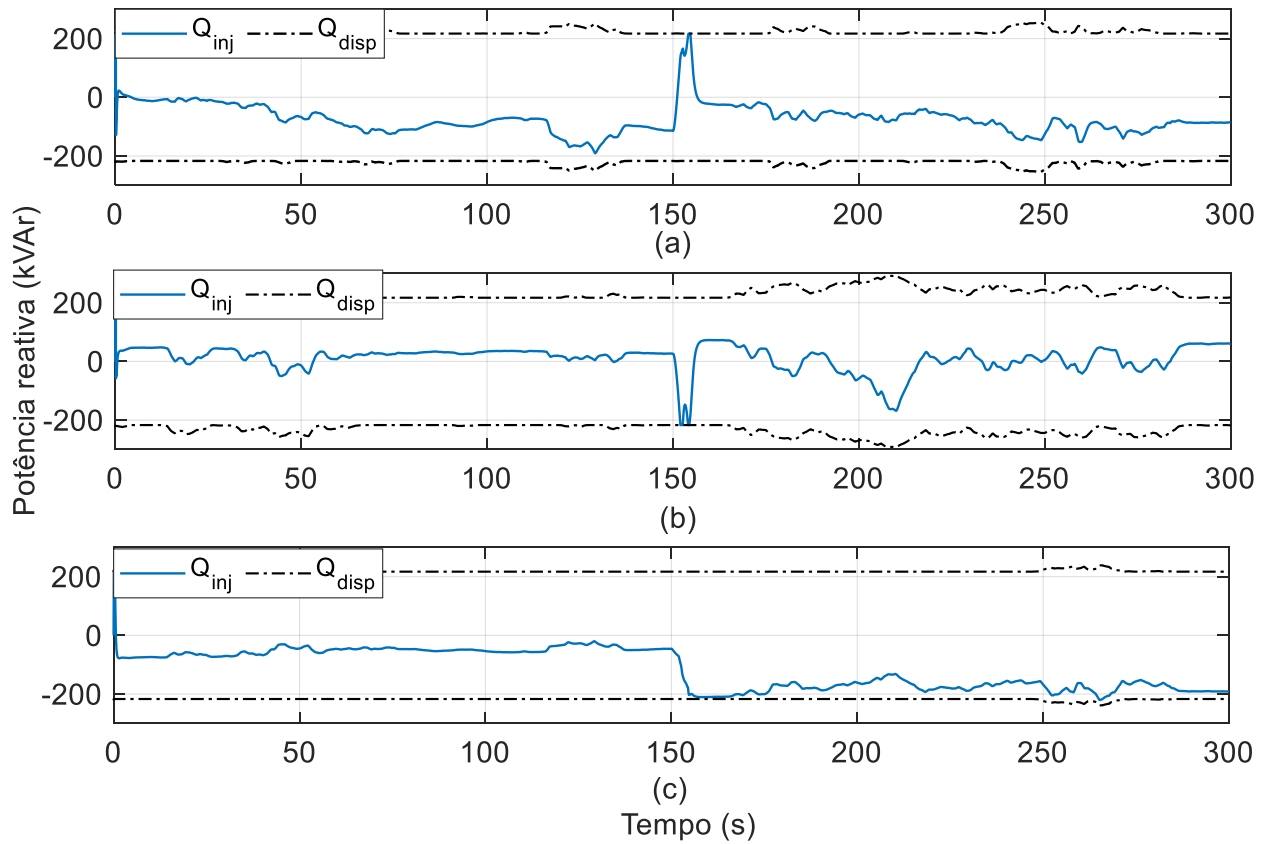


Figura 54 – Potência reativa injetada considerando a regulação simultânea das três UFGDs: (a) Potência reativa injetada da UFGD do nó 840; (b) Potência reativa injetada da UFGD do nó 832; (c) Potência reativa injetada da UFGD do nó 850.

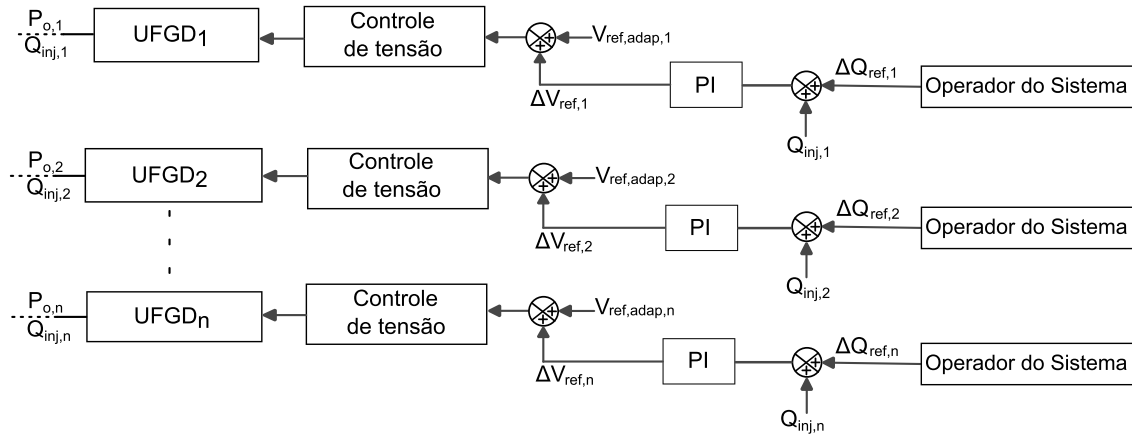


5.4.3 Controle Secundário de Regulação de Tensão

A interação antagônica entre as múltiplas UFGDs mostrada na subseção anterior pode ser mitigada ou eliminada por meio de um controle secundário que define simultaneamente as novas referências de tensão para todas as UFGDs do sistema. Embora o controle original das UFGDs seja local, a implementação do controle secundário modifica essa característica, promovendo uma coordenação parcialmente centralizada. Nesse contexto, as novas referências de tensão são determinadas por um controlador PI local, com base na potência reativa a ser injetada por cada uma das UFGDs do sistema. Figura 55 ilustra a estrutura do controle secundário proposto, onde $\Delta Q_{ref,i}$ é a variação de potência reativa a ser injetada pela i -ésima UFGD. Essa injeção de potência reativa é definida pelo operador do sistema de acordo com a disponibilidade de potência reativa de cada UFGD. Portanto, a

variação da tensão de referência para cada UFGD ($\Delta V_{ref,i}$) depende da variação de potência reativa especificada pelo operador para cada UFGD.

Figura 55 – Controle secundário adotado para o ajuste simultâneo das referências de tensão de todas as UFGDs do sistema.



No cenário considerado nesta subseção adotou-se uma variação de 310 kVAr indutivo para a UFGD do nó 840, o que resulta em uma variação negativa da referência de tensão ($\Delta Q_{inj,840} = 310$). Esse valor de potência reativa foi escolhido de forma que a UFGD do nó 840 chegue próxima de sua capacidade máxima de regulação de tensão. Para as UFGDs dos nós 832 e 850 especificou-se uma variação de potência reativa igual a zero ($\Delta Q_{inj,832} = \Delta Q_{inj,840} = 0$), o que implica que essas duas UFGDs não contribuem com a variação da tensão da rede. O controle secundário inicia a operação em $t = 90$ s e atinge a referência desejada em torno de $t = 105$ s. As tensões nos pontos de conexão das três UFGDs são apresentadas na Figura 56, juntamente com as margens de regulação de tensão. As potências reativas injetada na rede pelas três UFGDs são apresentadas na Figura 57. Os reguladores de tensão série estão desativados em ambos os cenários, para evitar interferência no processo de regulação de tensão por parte da UFGD.

Os resultados mostram que a atuação da UFGDs do nó 840 reduziu a tensão em todos os nós apresentados, devido à injeção de 310 kVAr. As UFGDs mantiveram a variação de injeção de potência reativa igual a 0 kVAr no final da atuação do controle secundário, em $t = 105$ s. Após o processo de ajuste das referências de tensão pelo controle secundário, a margem de regulação de tensão das UFGDs conectadas aos nós 832 e 850 sofrem um deslocamento para baixo, juntamente com a tensão regulada. Essa variação simultânea da tensão e margem de regulação de tensão

mantém as distâncias entre a tensão regulada e as margens inferior e superior. Isso significa que a capacidade das UFGDs dos nós 832 e 850 em elevar ou reduzir a tensão é preservada, pois não houve variação de potência reativa injetada durante a atuação do controle secundário. No caso da UFGD do nó 840, a capacidade de reduzir a tensão foi reduzida, pois a potência reativa indutiva injetada pela ação do controle secundário ficou próxima da máxima potência reativa disponível. A atuação do controlador secundário PI resultou em um pequeno transitório na potência reativa injetada e na margem de regulação de tensão no início da atuação do controle secundário. Esse transitório pode ser eliminado considerando ganhos menores para o controlador PI, o que resultaria em uma ação mais lenta do controle secundário.

Figura 56 – Tensão considerando a atuação do controle secundário nas três UFGDs: (a) Tensão regulada no nó 840; (b) Tensão regulada no nó 832; (c) Tensão regulada no nó 850.

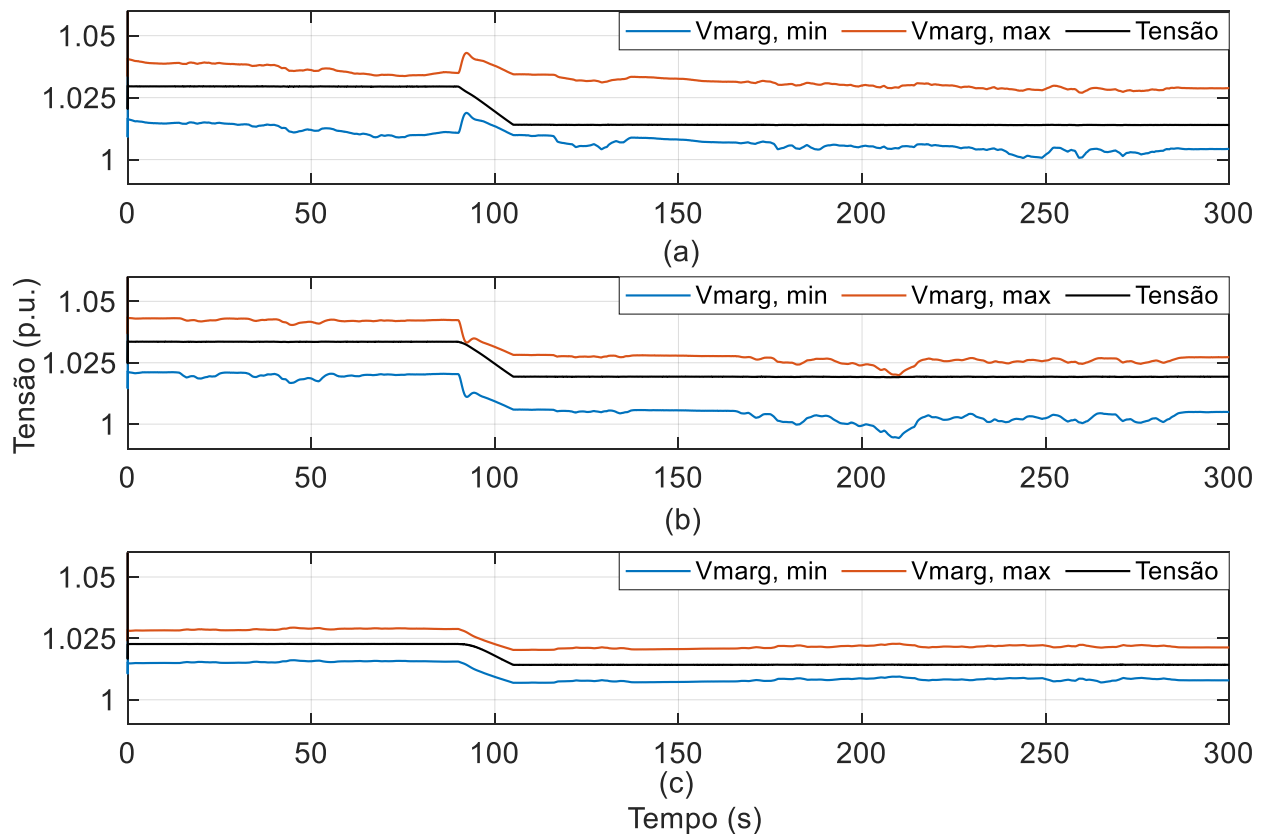
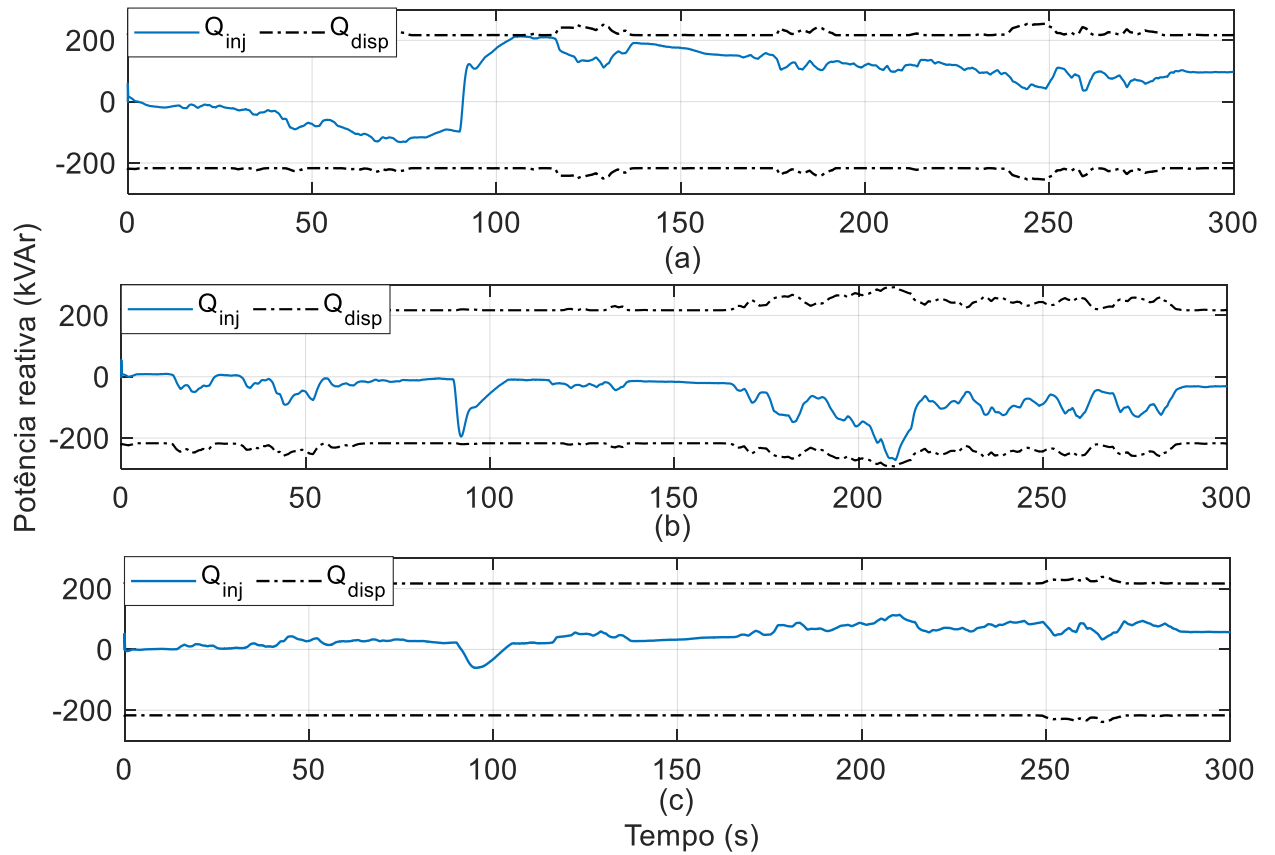


Figura 57 – Potência reativa injetada considerando a atuação do controle secundário nas três UFGDs: (a) Potência reativa injetada da UFGD do nó 840; (b) Potência reativa injetada da UFGD do nó 832; (c) Potência reativa injetada da UFGD do nó 850.



6 CONCLUSÕES

O trabalho propôs uma abordagem de regulação adaptativa de tensão para UFGDs operando sob condições de sombreamento causado por nuvens em sistemas de distribuição. A abordagem proposta usa uma referência de tensão adaptativa para cada UFGD, que atua de forma coordenada com os reguladores de tensão do tipo série do sistema de distribuição. Essa coordenação garante uma regulação de tensão mais robusta e eficaz, mesmo em cenários desafiadores com variações de irradiância solar e carga. A abordagem proposta foi avaliada no sistema teste de 34 nós do IEEE, considerando a adição de três UFGDs, cada uma com potência nominal individual de 300 kWac, e levando em conta variações realistas de irradiância solar. As irradiâncias solares incidentes nas três diferentes UFGDs foram geradas por meio de uma abordagem baseada em fractais, capaz de emular as sombras geradas por nuvens. A comparação com a abordagem clássica de referência de tensão constante demonstra o desempenho superior da regulação adaptativa proposta. As análises realizadas mostraram que as unidades fotovoltaicas foram capazes de regular a tensão mesmo sob condições de sombreamento, nas quais as irradiâncias solares apresentaram variações rápidas na escala de tempo de segundos. Mesmo em situações com disponibilidade limitada de potência reativa, como em condições de 1000 W/m^2 , as UFGDs ainda foram capazes de regular a tensão. A abordagem demonstrou efetividade na regulação de tensão diante das variações estocásticas de carga e geração, mitigando as flutuações de tensão e melhorando a qualidade da energia elétrica no sistema.

A formulação matemática desenvolvida neste trabalho para determinar a margem de regulação de tensão demonstrou-se eficaz para apoiar a determinação de novas referências de tensão dentro da capacidade de regulação das UFGDs. O controle secundário proposto mostrou-se eficaz na coordenação simultânea das UFGDs, ajustando as referências de tensão de maneira sincronizada e permitindo uma injeção predefinida de potência reativa.

O trabalho também propôs uma análise das flutuações de potência e tensão em um sistema de distribuição com UFGDs operando sob condições de nuvens, considerando premissas operacionais realistas por meio de simulações computacionais envolvendo o sistema de distribuição com 34 nós do IEEE. As

análises consideram a ação das malhas de controle típicas das UFGDs e as séries temporais das irradiâncias incidentes sobre as UFGDs são geradas por uma abordagem fractal para sintetizar os padrões de sombreamento causado por nuvens. O impacto individual de diferentes condições meteorológicas nas variações rápidas de potência e tensão são avaliados. Nível de cobertura de nuvens, velocidade das nuvens, nível de opacidade das nuvens e horário do dia são os parâmetros meteorológicos e técnicos considerados nas análises. As condições operacionais realistas, que não são tipicamente consideradas simultaneamente em outros trabalhos, são uma das contribuições inovadoras da análise de flutuações de potência e tensão.

Os resultados obtidos mostraram que os reguladores de tensão série não são adequados para mitigar as variações rápidas de tensão devido ao tempo morto desses reguladores de tensão, o que pode levar à violação dos limites de tensão definidos nas normas técnicas. O nível de cobertura de nuvens de 50% foi o cenário mais crítico em termos de impacto nas variações rápidas de tensão, quando comparado com o sombreamento de 10% e 90%. O cenário de 50% de cobertura de nuvens apresentou variações de tensão maiores e um número de troca de tap 2,34 vezes maior do que o observado no cenário de 10% de cobertura de nuvens. O aumento na velocidade das sombras aumentou significativamente as magnitudes e as taxas de variação de tensão no alimentador. O número de troca de tap aumentou 3,18 vezes com o aumento da velocidade das sombras de 4 m/s para 15 m/s. O aumento da intensidade das sombras, que geralmente aumenta com o aumento da humidade relativa do ar, aumentou as taxas de variação e as magnitudes das variações de potência e tensão. Os resultados também mostraram que meio-dia corresponde ao horário mais desafiador no contexto da regulação de tensão e resultou em um número de trocas de tap 9,12 vezes maior que o observado às 8h00.

A estratégia de controle do FPPT também foi avaliada para reduzir as variações de tensão e potência. O controle FPPT demonstrou eficácia em aplicações com UFGDs sob condições de alta variabilidade de irradiância, conseguindo manter a potência gerada mais constante, mesmo diante de grandes e rápidas flutuações na irradiância solar.

6.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

A adequação e aplicação da abordagem de controle proposta para plantas fotovoltaicas de grande porte conectadas a sistemas de transmissão é uma das possíveis continuidades deste trabalho. A proposição de uma abordagem de controle de tensão, que integra um mecanismo de controle centralizado com elementos de controle descentralizado, também é uma possível continuidade deste trabalho. A regulação de tensão coordenada por meio de banco de baterias e UFGDs é também uma das possíveis continuidades deste trabalho.

6.2 PUBLICAÇÕES

O desenvolvimento desta pesquisa resultou em duas publicações apresentadas em eventos científicos de abrangência nacional:

- LANDBRUG, Glorio A.; DRANKA, Géremi G.; OLIVEIRA, Ricardo V. Análise das Variações Rápidas de Potência e Tensão em Sistemas de Distribuição com Geração Fotovoltaica Operando sob Condições de Nuvens. XXV Congresso Brasileiro de Automática – CBA 2024, Rio de Janeiro, Brasil. 2024.
- LANDBRUG, Glorio A.; DRANKA, Géremi G.; OLIVEIRA, Ricardo V. Abordagem de Regulação de Tensão com Referência Adaptativa para Sistemas de Distribuição com Geração Fotovoltaica Operando sob Condições de Nuvens. XXV Congresso Brasileiro de Automática – CBA 2024, Rio de Janeiro, Brasil. 2024.

Esse trabalho também resultou na submissão de um artigo para periódico Internacional intitulado “Voltage Control Approach with Dynamic Voltage Reference for PV Distributed Generation Operating under Cloud-Induced Shading Conditions”.

REFERÊNCIAS

ABB SOLAR inverters. **Product manual PVS-175-TL string inverters (175 kW)**. Disponível em: <https://www.fimer.com/sites/default/files/PVS-175-TL%20-%20Product%20manual%20EN-RevA%28M0000045AG%29.pdf>. Acesso em: 22 out. 2024.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo8_Revisao_8/9c78cfab-a7d7-4066-b6ba-cfbda3058d19. Acesso em: 22 out. 2024.

ANEEL. Resolução Normativa ANEEL Nº 1.031, de 26 de JULHO de 2022. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221031.pdf>. Acesso em: 22 out. 2024.

AGALGAONKAR, Y. P.; PAL, B. C.; JABR, R. A. Distribution voltage control considering the impact of PV generation on tap changers and autonomous regulators. **IEEE Transactions Power Systems**, v. 29, n. 1, p. 182–192, 2014.

ALMEIDA, M. P. **Implicações Técnicas da Inserção em Grande Escala da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica**. Tese (Doutorado em Ciências) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2017.

ALMEIDA, J. R. C.; DAVI, M. J. B. B.; DOS SANTOS, C. B.; MOURA, F. A. M.; CAMACHO, J. R. Review of technical requirements for brazilian distributions companies for the integration of distributed generators - A Comparative Analysis on the Perspective of IEEE-std 1547-2. **Renewable Energy and Power Quality Journal**, v. 13, n. 3, 2015.

ANTONIADOU-PLYTARIA, K. E.; KOUVELIOTIS-LYSIKATOS, I. N.; GEORGILAKIS, P. S.; HATZIARGYRIOU, N. D. Distributed and decentralized voltage control of smart distribution networks: models, methods, and future research. **IEEE Transactions Smart Grid**, v.8, n. 6, p. 2999–3008, 2017.

ANEEL. **Unidades Consumidoras com Geração Distribuída**. 2024. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp. Acesso em: 02 mar. 2024.

ARIYARATNA, P.; MUTTAQI, K.; SUTANTO, D. Novel methodology to simultaneously mitigate fast and slow voltage fluctuations of voltage profile in distribution feeder using battery storage. **2017 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)**, p. 1-6, 2017.

BYRNES, L.; BROWN, C.; WAGNER, L.; FOSTER, J. Reviewing the viability of renewable energy in community electrification: The case of remote Western Australian communities. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 59, 2016.

BRINKEL, N.; GERRITSMA, M.; ALSKAIF, T.; LAMPROPOULOS, I.; VAN VOORDEN, A.; FIDDER, H.; VAN SARK, W. Impact of rapid pv fluctuations on power quality in the low-voltage grid and mitigation strategies using electric vehicles. **International Journal of Electrical Power Energy Systems**, v. 118, 2020.

CABRERA-TOBAR, T. A. **Large scale photovoltaic power plants: configuration, integration and control**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica - Universitat Politècnica de Catalunya, Barcelona, 2018.

CHANG, G. W. et al. Study of impact on high PV-penetrated feeder voltage due to moving cloud shadows. **Proceedings - 2016 IEEE International Symposium on Computer, Consumer and Control**, IS3C 2016, p. 1067–1070, 2016.

CHEN, X.; DU, Y.; WEN, H.; JIANG, L.; XIAO, W. Forecasting-based power ramp-rate control strategies for utility-scale pv systems. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 66, n. 3, p. 1862–1871, 2019.

CHEN, X.; DU, Y.; LIM, E.; WEN, H.; YAN, K.; KIRTLEY, J. Power ramp-rates of utility-scale PV systems under passing clouds: Module-level emulation with cloud shadow modeling. **Applied Energy**, v. 268, 2020.

CHENG, L.; ZANG, H.; WEI, Z.; DING, T.; XU, R.; SUN, G. Short-term solar power prediction learning directly from satellite images with regions of interest. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 13, p. 629–639, 2022.

CHRISTIAN, U.; CHRISTIAN, M.; JOHANNES, S.; CAROLIN, U. Reactive power control in photovoltaic systems through (explainable) artificial intelligence. **Applied Energy**, v. 328, 2022.

DA SILVA BARBOSA, C.; HARTMANN, A. G.; PINHEIRO, J. K. Numerical modeling of geomagnetically induced currents in a Brazilian transmission line. **Advances in Space Research**, v. 55, n. 4, p. 1168-1179, 2015.

RAHMAN, D. M.; GANGULY, S. Voltage regulation and energy loss minimization for distribution networks with high photovoltaic penetration and EV charging stations using dual-stage model predictive control. **Sustainable Energy, Grids and Networks**, v. 40, 2024, 101529.

DE NEGREIROS, G. F.; LOBO, F. X.; TORRES, I. C.; TIBA, C. Impact on Voltage Regulation in Medium Voltage Distribution Networks Due to the Insertion of

Photovoltaic Generators. **Energies**, v. 16, n. 1307, 2023.

DILGER, E. B. **Abordagem de Controle para a Operação Descarregada de Grandes Plantas Fotovoltaicas Sob Condições de Sombreamento Parcial Causado por Nuvens**. 2023. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco, 2023.

DILGER, E. B.; DE OLIVEIRA, R. V. Análise das Variações de Potência em Plantas Fotovoltaicas de Grande Porte. 2022. **Sociedade Brasileira de Automatica**, v. 2, n. 1, 2022.

DILGER, E. B.; DE OLIVEIRA, R. V. Power reserve control for utility-scale PV power plants under cloud conditions. **Electric Power Systems Research**, v. 229, 2024. DOI: 10.1016/j.epsr.2023.110099.

EPIA. **Global market outlook 2018-2022**. 2018. Disponível em: <http://solarpowereurope.org/reports/global-market-outlook-2018/?L=994>. Acesso em: 22 out. 2024.

EHARA, T. **Overcoming PV grid issues in the urban areas**. 2019. Disponível em: http://www.iea-pvps-task10.org/IMG/pdf/rep10_06.pdf. Acesso em: 22 out. 2024.

ELTAWIL, M.; ZHAO, Z. MPPT techniques for photovoltaic applications. **Renewable Sustainable Energy Reviews**, v. 25, pp. 793–813, 2013.

FERRUZZI, Y.; DE SOUZA, S. N. M.; KOLLN, M. B.; GNOATTO, E.; SIQUEIRA, J. A. C. Voltage regulation in rural networks with distributed generation. **Engenharia Agrícola**, v.43, 2023.

FELDMANN, D. **Controle Inercial e de Frequência Baseado em Gerador Síncrono Virtual Aplicado à Geração Fotovoltaica de Grande Porte para o Suporte ao Restabelecimento de Sistemas de Potência**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco, 2020.

FEMIA, N.; PETRONE, G.; SPAGNUOLO, G.; VITELLI, M. Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 20, n. 4, p. 963–73, 2005.

FEMIA, N.; PETRONE, G.; SPAGNUOLO, G.; VITELLI, M. **Power Electronics and Control Techniques for Maximum Energy Harvesting in Photovoltaic Systems**. 2013.

FUNABASHI, T. **Integration of Distributed Energy Resources in Power Systems Implementation, Operation, and Control**. 1. ed. London: Academic Press, 2016.

FLICK, T.; MOREHOUSE, J. **Securing the Smart Grid**. Syngress, 2011. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/B978-1-59749-570-7.00001-7>. Acesso em: 22 out. 2024.

GEVORGIAN, V.; SARAH, B. **Review of PREPA Technical Requirements for Interconnecting Wind and Solar Generation**. 2013. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/57089.pdf>. Acesso em: 22 out. 2024.

GÓMEZ-GONZÁLEZ, J. F. et al. **Reactive power management in photovoltaic installations connected to low-voltage grids to avoid active power curtailment**. International Conference on Renewable Energy Power Quality, v. 1, n. 16, 2018.

GONZÁLEZ, L. G.; CHACON, R.; DELGADO, B.; BENAVIDES, D.; ESPINOZA, J. Study of Energy Compensation Techniques in Photovoltaic Solar Systems with the Use of Supercapacitors in Low-Voltage Networks. **Energies**, v. 13, n. 5, 2020.

GUBERT, T. C.; COLET, A.; CASALS, L. C.; CORCHERO, C.; DOMÍNGUEZ-GARCÍA, J. L.; SOTOMAYOR, A. A. D.; MARTIN, W.; STAUFFER, Y.; ALET, P. J. Adaptive Volt-Var Control Algorithm to Grid Strength and PV Inverter Characteristics. **Sustainability**, v. 13, n. 8, 2021.

HAGHIGHAT, M.; NIROOMAND, M.; TAFTI, H.; TOWNSEND, C.; FERNANDO, T. A review of state-of-the-art flexible power point tracking algorithms in photovoltaic systems for grid support: Classification and application. **Mod. Power Syst. Clean Energy**, v. 12, 2023.

HEIDARI, Y.; RAHIMI, T.; KHADEM, H.; GHAREHPETIAN, G.; BAGHERI, M. Over-voltage regulation of distribution networks by coordinated operation of PV inverters and demand side management program. **Front. Energy Res.**, v. 10, 2022.

HOUMAN, P.; et al. Impact of High PV Penetration on Distribution Transformer Insulation Life. **IEEE Transactions Power Delivery**, v. 29, n. 3, p. 1212–1220, 2014.

HU, R.; WANG, W.; WU, X.; CHEN, Z.; LONG, J.; WEI, M.; GUOHONG, Z. Coordinated active and reactive power control for distribution networks with high penetrations of photovoltaic systems. **Solar Energy**, v. 231, p. 809-827, 2022.

HUDA, A. S. N.; ŽIVANOVIĆ, R. Large-scale integration of distributed generation into distribution networks: Study objectives, review of models and computational tools. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 76, p. 974-988, 2017.

IEEE Distribution System Analysis Subcommittee. **IEEE PES Test Feeder**. Disponível em: <https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>. Acesso em: 22 out. 2024.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **World Energy Outlook 2019**. 2019. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Renewables 2022**. Paris. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/renewables-2022>.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **World Energy Outlook 2022**. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). **Renewable Energy Statistics 2023**. Abu Dhabi. Disponível em: <https://www.irena.org/Publications/2023/Jul/Renewable-energy-statistics-2023>. Acesso em: 22 out. 2024

JAIN, H. et al. **Quantifying solar PV variability at multiple timescales for power systems studies**. IEEE Photovoltaic Specialists Conference. 2020.

JENKINS, N.; ALLAN, R.; CROSSLEY, P.; KIRSCHEN, D.; STRBAC, G. **Embedded Generation**. London: The Institution of Electrical Engineers, 2000. eISBN: 978-0-86341-980-5.

JHA, R.; DUBEY, A. Local Smart Inverter Control to Mitigate the Effects of Photovoltaic (PV) Generation Variability. North American Power Symposium (NAPS), p. 1-6, 2019.

KAGAN, N.; DE OLIVEIRA C. C. B.; ROBBA, E. J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2010. ISBN-10: 8521205392.

KATIRAEI, F.; AGUERO, J. R. Solar PV integration challenges. **IEEE Power Energy Magazine**, v. 9, n. 3, p. 62-71, 2011.

KIMPARA, Y.; et al. **An Experimental Study on Active Power Control of Photovoltaic Power Generation for Supporting Grid Frequency Regulation**. IEEE Power and Energy Society General Meeting, p. 1–5, 2018.

KOURO, S.; et al. **Photovoltaic Energy Conversion Systems**. In: *Power Electronics for Renewable Energy Systems, Transportation and Industrial Applications*. 1. ed. v. 9781118634, p. 160–198.

KUMARESAN, A.; TAFTI, H. D.; KANDASAMY, N. K.; FARIVAR, G. G.; POU, J.; SUBBAIYAN, T. Flexible power point tracking for solar photovoltaic systems using secant method. **IEEE Transactions On Power Electronics**, v. 36, n. 8, p. 9419-9429, 2021.

KUHN, P.; WIRTZ, M.; WILBERT, S.; BOSCH, J. L.; WANG, G.; RAMIREZ, L.; HEINEMANN, D.; PAAL, P. R. Field validation and benchmarking of a cloud shadow speed sensor. **Solar Energy**, v. 173, p. 229–245, 2018.

KRATZENBERG, M. G.; et al. Optimal photovoltaic inverter sizing considering different climate conditions and energy prices. **Energy Procedia**, v. 57, p. 226–234, 2014. 2013 ISES Solar World Congress. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610214013940>.

KRZYSZTOF, L.; NADOLNY, Z. Voltage Fluctuations and Flicker in Prosumer PV Installation. **Energies**, v. 15, n. 6, p. 2075, 2022.

LAPPALAINEN, K.; VALKEALAHTI, S. Apparent velocity of shadow edges caused by moving clouds. **Solar Energy**, v. 138, p. 47–52, 2016.

LI, C.; DISFANI, V. R.; PECENAK, Z. K.; MOHAJERYAMI, S.; KLEISSL, J. Optimal OLTC voltage control scheme to enable high solar penetrations. **Electronic Power System Research**, v. 160, p. 318-326, 2018.

LI, X.; WEN, H.; ZHU, Y.; JIANG, L.; HU, Y.; XIAO, W. A novel sensorless photovoltaic power reserve control with simple real-time mpp estimation. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 34, n. 8, p. 7521-7531, ago. 2019.

LI, Y.; SUN, Y.; LI, K.; ZHUANG, J.; LIANG, Y.; PANG, Y. Analysis and suppression of voltage violation and fluctuation with distributed photovoltaic integration. **Symmetry**, v. 13, n. 1894, 2021.

LIAO, S.; XU, J.; SUN, Y.; BAO, Y.; TANG, L. Wide-area measurement system-based online calculation method of PV systems de-loaded margin for frequency regulation in isolated power systems. **IET Renewable Power Generation**, v. 12, n. 3, p. 335–341, 2018.

LICHENG, W.; RUIFENG, Y.; TAPAN, K. S. Voltage regulation challenges with unbalanced PV integration in low voltage distribution systems and the corresponding solution. **Applied Energy**, v. 256, 2019.

LIU, X.; AICHHORN, A.; LIU, L.; LI, H. Coordinated control of distributed energy storage system with tap changer transformers for voltage rise mitigation under high photovoltaic penetration. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 2, p. 897-906, 2012.

LIU, Y. H.; CHEN, J. H.; HUANG, J. W. A review of maximum power point tracking techniques for use in partially shaded conditions. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 41, p. 436–453, 2015.

LOPES, A. C.; SILVA, L. E. S.; VIEIRA, J. P. A.; MEDEIROS, R. L. P.; OLIVEIRA, W. D. An Enhanced Voltage Control Method for Fair Active Power Curtailment of Rooftop PV Systems in LV Distribution Networks. **Sustainable Energy, Grids and Networks**, v. 39, 2024.

MACHADO, S.; ROVERSI, K.; RAMPINELLI, G. A.; VIGIL, M. A. G.; MARCELINO, R.; DETERS, O.; QUAN, G. A study of the legislation and the metrics of the Brazilian electric sector to promote digitalization and decentralization of the energy market. **Brazilian Journal of Development**, v. 6, n. 11, p. 86958–86974, 2020.

MARTINS, J.; SPATARU, S.; SERA, D.; STROE, D. I.; LASHAB. Comparative study of ramp-rate control algorithms for PV with energy storage systems. **Energies**, v. 12, n. 7, p. 1342, 2019.

NUSRAT, M.; MEKHILEF, S.; MUBIN, M.; AHMED, S.; SEYEDMAHMOUDIAN, M.; STOJCEVSKI, A.; ALSHAMMARI, O. Advancements in flexible power point tracking and power control strategies for photovoltaic power plants: A comprehensive review. **Energy Reports**, v. 12, 2024.

MEGHRAJ, M.; NITIN, G.; GARG, M.; AJAY, K. A comprehensive review of grid-connected solar photovoltaic system: Architecture, control, and ancillary services. **Renewable Energy Focus**, v. 45, p. 307-330, 2023.

MEHDI, E.; MACK, W. G. An approach for assessing high-penetration PV impact on distribution feeders. **Electric Power Systems Research**, v. 133, p. 347-354, 2016.

MEJBAUL, H. M.; WOLFS, P. A review of high PV penetrations in LV distribution networks: Present status, impacts and mitigation measures. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 62, p. 1195-1208, 2016.

IVAS, M.; MARUŠIĆ, A.; HAVELKA, J. G.; KUZLE, I. P-Q capability chart analysis of multi-inverter photovoltaic power plant connected to medium voltage grid. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 116, 2020.

MOLINA-GARCIA, A.; et al. Reactive power flow control for PV inverters voltage support in LV distribution networks. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 8, n. 1, p. 447-456, 2017.

NAKAMURA, M.; et al. Advanced voltage control method for improving the voltage quality of low-voltage distribution networks with photovoltaic penetrations. **Energy Informatics**, v. 4 (Suppl 2), 2021.

NICOLA, F.; GIOVANNI, P.; GIOVANNI, S.; MASSIMO, V. **Power Electronics and Control Techniques for Maximum Energy Harvesting in Photovoltaic Systems**. 2013.

NREL. **Advanced inverter functions to support high levels of distributed solar**. National Renewable Energy Laboratory, Golden, 2014.

NORDLING, A. **Sveriges framtida elnät- En delrapport**. Kungl. Ingenjörsakademien, Stockholm, 2016.

VERMA, P.; KAUR, T.; KAUR, R. Power control strategy of an integrated PV system for active power reserve under dynamic operating conditions. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 45, 2021.

PATARI, N.; SRIVASTAVA, A. K.; LI, N. Distributed Optimal Voltage Control Considering Latency and Asynchronous Communication for Three Phase Unbalanced Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 38, n. 2, p. 1033-1043, mar. 2023.

PETINRIN, J. O.; SHAABAN, M. Impact of renewable generation on voltage control in distribution systems. **Renewable Sustainable Energy Reviews**, v. 65, p. 770–783, 2016.

PROCOPIOU, A. T.; OCHOA, L. F. Voltage Control in PV-Rich LV Networks Without Remote Monitoring. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 32, n. 2, p. 1224-1236, 2017.

PUERTO RICO ELECTRIC POWER AUTHORITY. **Puerto Rico electric power authority minimum technical requirements for photovoltaic generation (PV)**

projects. 2015. Disponível em: http://www.fpsadvisorygroup.com/rso_request_for_qual/PREPA_Appendix_E_PV_Minimum_Technical_Requirements.pdf.

QU, G.; LI, N. Optimal Distributed Feedback Voltage Control Under Limited Reactive Power. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 35, n. 1, p. 315-331, 2019.

RAHMAN, D. M.; GANGULY, S. Voltage regulation and energy loss minimization for distribution networks with high photovoltaic penetration and EV charging stations using dual-stage model predictive control. **Sustainable Energy Grids and Networks**, v. 40, 2024.

RAMASUBRAMANIAN, D., *et al.* Preliminary Gap Analysis of Existing IEEE 1547 and IEEE 2800 Standards Towards GFM Technology. **UNIFI-2022-3-1**. 2022.

ROGERS, D.; *et al.* An active-shunt diverter for on-load tap changers. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 28, n. 2, p. 649–657, 2013.

SAFAYET, A.; FAJRI, P.; HUSAIN, I. Reactive power management for overvoltage prevention at high PV penetration in a low-voltage distribution system. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 53, n. 6, p. 5786-5794, 2017.

SANGWONGWANICH, A. *et al.* Benchmarking of Constant Power Generation Strategies for Single-Phase Grid-Connected Photovoltaic Systems. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 54, n. 1, p. 447–457, 2018.

SARANG, S. A.; RAZA, M. A.; PANHWAR, M.; KHAN, M.; ABBAS, G.; TOUTI, E.; WIJAYA, A. A. Maximizing solar power generation through conventional and digital MPPT techniques: a comparative analysis. **Scientific Reports**, v. 14, n. 1, p. 8944, 2024.

SARKAR, M. N. I.; MEEGAHAPOLA, L. G.; DATTA, M. Reactive power management in renewable rich power grids: A review of grid-codes, renewable generators, support devices, control strategies and optimization algorithms. **IEEE Access**, v. 6, p. 41458–41489, 2018.

SEGUEL, J. I. L. **Projeto de um Sistema Fotovoltaico Autônomo de Suprimento de Energia Usando Técnica MPPT e Controle Digital**. 206 p. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG, 2009.

SERGI, C. R. **Optimization of the operation of a Distribution Network with Distributed Generation using Genetic Algorithm**. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universitat Politècnica de Catalunya.

SEUSS, J.; RENO, M.; BRODERICK, R.; GRIJALVA, S. Analysis of PV Advanced Inverter Functions and Setpoints under Time Series Simulation. **Sandia National Laboratories**, 2016.

SHARMA, V.; AZIZ, S.; HAQUE, M.; TRAVIS, K. Effects of high solar photovoltaic penetration on distribution feeders and the economic impact. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 131, 2020.

SHIVASHANKAR, S.; MARAYATI, M.; AGILESWARI, K. R.; HAZLIE, M. Ramp-rate control smoothing methods to control output power fluctuations from solar photovoltaic (PV) sources—A review. **Journal of Energy Storage**, v. 20, p. 218-229, 2018.

SHORT, T. A. **Electric Power Distribution Handbook**. 2004. ISBN 0-8493-1791-6.

SILVA, J. C.; KHARAGHANI, F. A.; SANTOS, G. A.; DOS SANTOS, N. F. T.; TELES, J. B. An artificial immunological system applied to the diagnosis of voltage disorders in electric distribution systems. **Brazilian Journal of Development**, v. 7, n. 1, p. 9996–10010, 2021.

SINGHAL, A.; AJJARAPU, V.; FULLER, J.; HANSEN, J. Real-Time Local Volt/Var Control Under External Disturbances With High PV Penetration. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 10, n. 4, p. 3849-3859, 2019, DOI:10.1109/TSG.2018.2840965.

SOLAR POWER EUROPE. **Global Market Outlook for Solar Power 2023-2027**. Disponível em: https://api.solarpowereurope.org/uploads/Global_Market_Outlook_2023_2027_report_18b86a4568.pdf. Acesso em: 22 out. 2024.

SPRING, A.; et al. **Effects of flicker in a distribution grid with high PV penetration**. 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, p. 6, 2013.

SRIVASTAVA, P.; HAIDE, R.; NAIR, V. J.; VENKATARAMANA, V.; ANNASWAMY, A. M.; SRIVASTAVA, A. K. Voltage regulation in distribution grids: A survey. **Annual Reviews in Control**, v. 55, p. 165-181, 2023.

STEIN, J. S. et al. **The variability index: A new and novel metric for quantifying irradiance and PV output variability**. World Renewable Energy Forum (WREF)

2012, Including World Renewable Energy Congress XII and Colorado Renewable Energy Society (CRES) Annual Conference, v. 4, p. 2764–2770, 2012.

STETZ, T.; REKINGER, M.; THEOLOGITIS, I. T. Transition from Uni-Directional to Bi-Directional Distribution Grids. 2014. Disponível em: http://iea-pvps.org/fileadmin/dam/intranet/ExCo/Transition_from_uni_directional_to_bi_directional_distribution_grids_REPORT_PVPS_T14_03_2014.pdf. Acesso em: 22 out. 2024.

SUBUDHI, B.; PRADHAN, R. A Comparative study on maximum power point tracking techniques for photovoltaic power systems. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 4, n. 1, p. 89-98, 2013.

SUKUMAR, S.; MARSADAK, M.; AGILESWARI, K. R.; MOKHLIS, H. Ramp-rate control smoothing methods to control output power fluctuations from solar photovoltaic (PV) sources—a review. **Journal of Energy Storage**, v. 20, p. 218–229, 2018.

SUN, H.; GUO, Q.; QI, J.; AJJARAPU, V.; BRAVO, R.; CHOW, J.; LI, Z.; MOGHE, R.; NASR-AZADANI, E.; TAMRAKAR, U.; TARANTO, G. N.; TONKOSKI, R.; VALVERDE, G.; WU, Q.; YANG, G. Review of Challenges and Research Opportunities for Voltage Control in Smart Grids. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 34, n. 4, p. 2790-2801, 2019.

SURESH, A. IEEE 34 bus distribution feeder phasor simulink model. 2022. Disponível em: <https://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/123225-ieee-34-bus-distribution-feeder-phasor-simulink-model>. Acesso em: 22 out. 2024

SURESH, A; BISHT, R; KAMALASADAN, S. A Coordinated Control Architecture With Inverter-Based Resources and Legacy Controllers of Power Distribution System for Voltage Profile Balance. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 58, n. 5, p. 6701-6712, 2022.

TAFTI, H. D. et al. A general constant power generation algorithm for photovoltaic systems. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 33, n. 5, p. 4088–4101, 1 may 2018.

TAFTI, H. D. et al. A Multi-Mode Flexible Power Point Tracking Algorithm for Photovoltaic Power Plants. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 34, n. 6, p. 5038–5042, 1 jun. 2019

TAFTI, H. D. et al. Extended Functionalities of Photovoltaic Systems with Flexible Power Point Tracking: Recent Advances. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 35, n. 9, p. 9342–9356, 1 set. 2020.

TAN, Y. T.; KIRSCHEN, D. S. Impact on the power system of a large penetration of photovoltaic generation. **IEEE Power Engineering Society General Meeting**, p. 1–8, 2007.

TANG, Z.; HILL, D. J.; LIU, T. Distributed Coordinated Reactive Power Control for Voltage Regulation in Distribution Networks. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 12, n. 1, p. 312-323, 2021.

TARRASO, A.; et al. **Synchronous power control for PV solar inverters with power reserve capability**. Proceedings IECON 2017 - 43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, p. 2712–2717, 2017.

TASKIN, J.; TANIA, U.; MARTIN, C.; SHAFIULLAH, G. M.; CRAIG, C. Technical challenges of PV deployment into remote Australian electricity networks: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 77, p. 1309-1325, 2017.

TAZKY, M.; REGULA, M.; OTCENASOVA, A. Impact of Changes in a Distribution Network Nature on the Capacitive Reactive Power Flow into the Transmission Network in Slovakia. **Energies**, v. 14, n. 17, 2021.

TEWARI, T.; MOHAPATRA, A.; ANAND, S. Coordinated control of OLTC and energy storage for voltage regulation in distribution network with high PV penetration. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 12, n. 1, p. 262-272, 2021.

TRINDADE, F. C. L.; FERREIRA, T. S. D.; LOPES, M. G.; FREITAS, W. Mitigation of fast voltage variations during cloud transients in distribution systems with PV solar farms. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 32, n. 2, p. 921-932, 2017.

VERMA, D.; et al. Maximum power point tracking (mppt) techniques: Recapitulation in solar photovoltaic systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 54, 2016.

VINOD, K. S.; NARES, B.; RATNES, T.; VIKAS, D.; AKASH, K. B.; THANIKANTI, S. B. **Green Energy Systems: Design, Modelling, Synthesis and Applications**, 2022.

VISSER, L. R.; SCHUURMANS, E. M. B.; ALSKAIF, T. A.; FIDDER, H. A.; VAN VOORDEN, A. M.; VAN SARK, W. G. J. H. M. Regulation strategies for mitigating voltage fluctuations induced by photovoltaic solar systems in an urban low voltage grid. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 137, p. 107695, 2022.

WALLING, A.; SAINT, R.; DUGAN, R. C.; BURKE, J.; KOJOVIC, L. A. Summary of distributed resources impact on power delivery system. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 23, n. 3, p. 1636-1644, 2008.

WANG, L.; BAI, F.; YAN, R.; SAHA, T. K. Real-time coordinated voltage control of PV inverters and energy storage for weak networks with high PV penetration. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 33, n. 3, p. 3383–3395, 2018.

WANG, X.; VIRGUEZ, E.; XIAO, W.; MEI, Y.; PATIÑO-ECHEVERRI, D.; WANG, H. Clustering and dispatching hydro, wind, and photovoltaic power resources with multi-objective optimization of power generation fluctuations: A case study in southwestern China. **Energy**, v. 189, 2019.

WANZELER, T. M.; OLIVEIRA, B. G. de; VIEIRA, J. P. de A.; FREITAS, P. R. R. de; LOPES, P. C.; CALVINHO, J. V. F. Efeitos das funções de controle Volt-Watt e Volt-Var na regulação de tensão em redes de distribuição com presença de sistemas fotovoltaicos. **Brazilian Journal of Development**, v. 8, n. 9, p. 62307–62324, 2022.

WECKX, S.; DRIESEN, J. Optimal Local Reactive Power Control by PV Inverters. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 7, p. 1624–1633, 2016.

XIAO, W. **Photovoltaic power system: modeling, design, and control**. Sidney: John Wiley & Sons, 2017.

XIE, Z.; WU, Z. A flexible power point tracking algorithm for photovoltaic system under partial shading condition. **Sustainable Energy**. Technologies and Assessments, v. 49, 1-2. 2022.

XU, Q. et al. **An Adaptive Ramp-Rate Control for Photovoltaic System to Mitigate Output Fluctuation**. Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC, p. 2–6, 2019.

XU, R.; ZHANG, C.; XU, Y.; DONG, Z.; ZHANG, R. Multi-objective hierarchically-coordinated volt/var control for active distribution networks with droop-controlled PV inverters. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 13, p. 998–1011, 2022.

XU, X.; LI, Y.; ZHANG, Z.; MA, H.; SHAHIDEHPOUR, M. Hierarchical Central-Local Inverter-Based Voltage Control in Distribution Networks Considering Stochastic PV Power Admissible Range. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 14, n. 3, p. 1868-1879, 2023.

YAN, R.; SAHA, T. K. Voltage variation sensitivity analysis for unbalanced distribution networks due to photovoltaic power fluctuations. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 2, p. 1078-1089, 2012.

YASIN, Z. G.; KHALED, M.; REZA, R. Dynamic PQ Operating Envelopes for prosumers in distribution networks. **Applied Energy**, v. 325, 2022.

YONGXIANG, C.; LU, Z.; WEI, T. A voltage control strategy for LV distribution network with high proportion residential PVs considering reactive power adequacy of PV inverters. **Power System Technology**, v. 41, n. 9, p. 2799-2807, 2017.

ZAWODNIAK, J. J.; ŁOWCZOWSKI, K.; CZERNIAK, M. Connection of PV Sources Into Transmission Grid vs. Thermal Overload Risk of Wires and Cables. **Autom. Elektr. Zakłócenia**, v. 13, p. 48–56, 2021.

ZHANG, C.; XU, Y.; DONG, Z.; RAVISHANKAR, J. Three-stage robust inverter-based voltage/var control for distribution networks with high-level PV. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 10, n. 1, p. 782-793, 2019.

ZHAO, B.; WANG, C. **Grid-Integrated and Standalone Photovoltaic**. JohnWiley & Sons Singapore Pte. Ltd, 2018.

ZHENG, Y.; DONG, Z. Y.; LUO, F. J.; MENG, K.; QIU, J.; WONG, K. P. Optimal allocation of energy storage system for risk mitigation of DISCOs with high renewable penetrations. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 29, n. 1, p. 212–220, 2014.

ZHICHENG, X. et al. **A review on voltage control for distribution systems with large-scale distributed photovoltaic power integration**. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, v. 371, n. 5, 2019. DOI: 10.1088/1755-1315/371/5/052027.

ZHOU, H. et al. **A review on voltage control using on-load voltage transformer for the power grid**. IOP Conference Series: Journal of Earth and Environmental Sciences, v. 252, n. 3, 2019.

ZHU, Y.; WEN, H.; CHU, G. Active Power Control for Grid-Connected Photovoltaic System: A Review. In: **2020 IEEE/IAS Industrial and Commercial Power System Asia, I and CPS Asia 2020**, p. 1506–1511, 2020.

APÊNDICE A – ALGORITMO FRACTAL PARA EMULAÇÃO DOS SINAIS DE IRRADIÂNCIA

A potência gerada por uma planta FV demonstra uma correlação direta com a irradiância solar incidente na superfície do arranjo FV. O sombreamento induzido por nuvens em movimento pode resultar em significativas variações rápidas na potência gerada (VISSER *et al.*, 2022). O impacto do sombreamento causado pela cobertura de nuvens em UFGDs pode ser avaliado de forma abrangente por meio de abordagens baseadas em simulação computacional. Este trabalho utiliza uma abordagem baseada em simulação fundamentada na geometria fractal, empregando os métodos introduzidos por Beyer *et al.* (1994) e Cai e Aliprantis (2013), para simular os efeitos das diferentes condições de nuvens nas variações da potência gerada pelas UFGDs. Diversos fatores são considerados, como o nível de cobertura de nuvens, a velocidade das nuvens, a opacidade das nuvens, o tempo de simulação, a resolução espacial da superfície sombreada e a área do arranjo FV, a fim de avaliar o impacto das diferentes condições de nuvens. A partir desses dados, séries temporais de irradiância são geradas por meio de um algoritmo fundamentado na teoria fractal, com o objetivo de emular características realistas que reflitam as condições operacionais típicas de UFGDs distribuídas espacialmente ao longo de um alimentador de distribuição de energia elétrica.

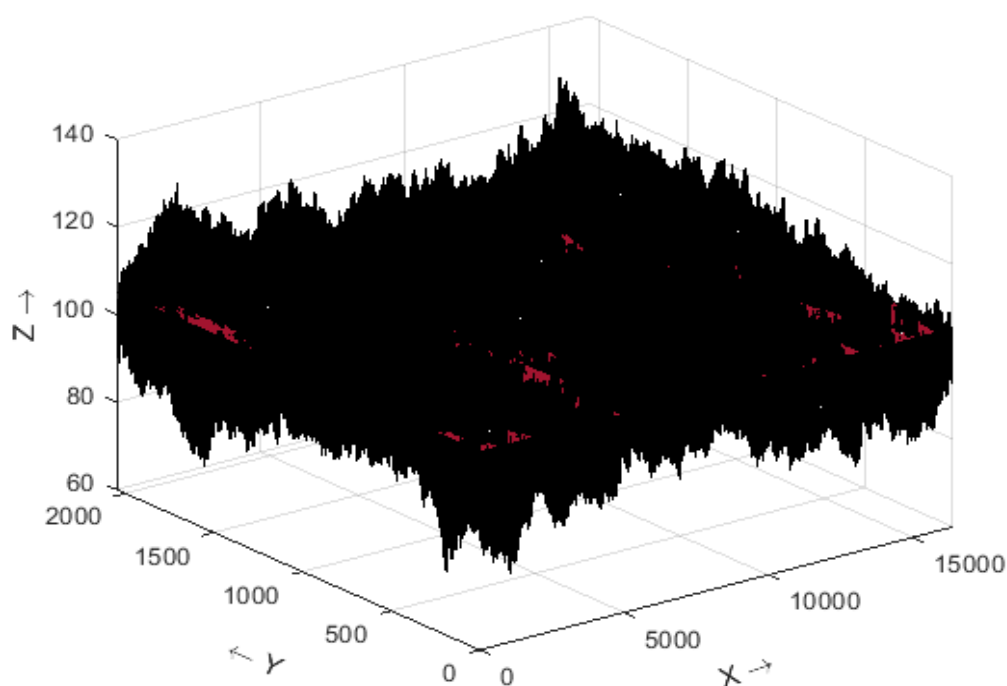
O processo de criação das séries temporais pode ser dividido em 3 etapas. A primeira etapa envolve a síntese de uma superfície fractal tridimensional, empregando os princípios do movimento browniano fracionário (fBm, do inglês, *fractional Brownian motion*). A segunda etapa compreende a criação de uma superfície de sombreamento por meio da interseção da superfície fractal tridimensional com múltiplos planos horizontais posicionados em diferentes alturas. A terceira etapa envolve a geração de séries temporais de irradiância, utilizando a superfície de sombreamento gerada na segunda etapa (DILGER & OLIVEIRA, 2024).

Na primeira etapa, o algoritmo gera a superfície fractal tridimensional, utilizando parâmetros previamente especificados, como a velocidade do vento, o número de pixels da superfície fractal, área da superfície do sistema de distribuição com as UFGDs e o tempo total de simulação. Com base nesses parâmetros, as dimensões do plano de sombreamento, em termos de comprimento e largura, são

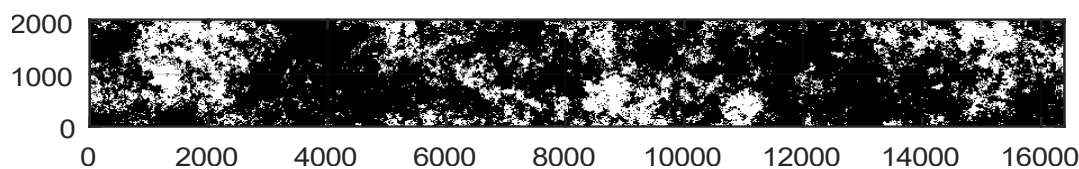
determinadas e, posteriormente, o número necessário de quadros (frames) é gerado para criar a série temporal de irradiância (DILGER & OLIVEIRA, 2022).

Na segunda etapa, realiza-se a intersecção da superfície fractal tridimensional com um plano horizontal para criar um plano horizontal que define regiões de sombreamento. O resultado desta camada de intersecção é a criação de uma matriz de sombreamento na qual valores binários são alocados em cada pixel da matriz gerada (DILGER & OLIVEIRA, 2024). Um dado pixel da superfície de sombreamento criada tem valor 1 atribuído se o ponto da superfície fractal que está abaixo da camada de intersecção (ou plano horizontal de intersecção), ou tem valor 0 atribuído se o ponto do fractal que está acima da camada de intersecção. Os pixels com valores iguais a 1 representam a parte da área geográfica de interesse que está coberta por nuvens. A posição vertical do plano horizontal de intersecção (ou, equivalentemente, a altura da intersecção inicial) é determinada de forma iterativa até que se obtenha o nível de cobertura de sombreamento que se deseja para a área sombreada de interesse (DILGER, 2023). O nível de cobertura do sombreamento aumenta com o aumento da altura do plano horizontal. Para representar a influência da espessura das nuvens, camadas de intersecção suplementares são introduzidas em diferentes alturas inferiores à altura do primeiro plano de intersecção. As novas camadas de intersecção resultam em diferentes novas matrizes de sombreamento com áreas de sombreamento menor que área de sombreamento da primeira matriz de sombreamento gerada. A matriz de sombreamento final (ou, equivalentemente, o plano de sombreamento final) é gerada a partir da média ponderada de todas as matrizes de sombreamento geradas, sendo composta por valores que variam na faixa entre 0 e 1 que caracterizam diferentes intensidades de sombras. Essa abordagem resulta em uma maior opacidade na região central das sombras, ao mesmo tempo em que promove maior translucidez em direção à periferia da sombra, caracterizando o comportamento típica das nuvens (DILGER & OLIVEIRA, 2024). O fractal tridimensional e as superfícies de sombreamento descritas são apresentadas na Figura 58. A Figura 58(a) ilustra a intersecção entre a superfície fractal tridimensional e o primeiro plano horizontal, caracterizada por um nível de cobertura de 50%. Na Figura 58(b), ilustra-se a primeira matriz de sombreamento gerada pela primeira interação do plano horizontal, onde os pixels sombreados são representados por pontos pretos, enquanto os pixels não sombreados são representados por pontos

brancos. A Figura 58(c) exibe o plano de sombreamento final, fornecendo uma representação visual da opacidade das nuvens, onde cada pixel varia entre 0 e 1. Nesta representação, a região central apresenta a maior opacidade, enquanto as bordas manifestam maior translucidez, proporcionando assim um gradiente de intensidade de sombreamento em toda a superfície, como tipicamente ocorre no fenômeno de sombreamento causado por nuvens. O plano de sombreamento final engloba toda a área necessária para o período de simulação adotado. As UFGDs são posicionadas em pontos específicos nesse plano e na próxima etapa essas localizações são utilizadas para gerar as séries temporais de irradiância de cada unidade, considerando a velocidade das sombras.



(a)



(b)

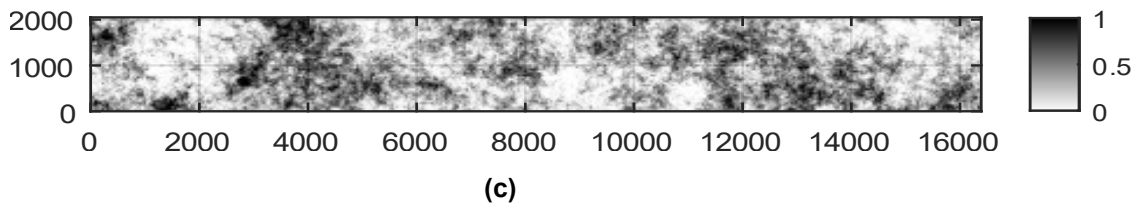


Figura 58 – Fractal tridimensional e superfícies de sombreamento geradas: (a) Camada de intersecção entre a superfície fractal tridimensional e o plano horizontal. (b) Vista superior da primeira camada de intersecção. (c) Plano de sombreamento final.

A terceira e última fase diz respeito à obtenção de séries temporais representando a irradiância média para cada UFGD conectada ao sistema de distribuição. Este processo leva em consideração vários parâmetros, incluindo a irradiância direta e difusa, a velocidade do vento e a matriz de sombreamento gerada na etapa anterior. Vale ressaltar que a irradiância direta constitui o componente predominante da irradiância global e está sujeita a variações decorrentes da posição do sol em relação à superfície terrestre, tornando-a particularmente sensível aos movimentos das nuvens. Por outro lado, a irradiância difusa representa a radiação solar dispersa na atmosfera (DILGER, 2023). A geração das séries temporais de irradiância envolve a definição de uma matriz de transparência, que é construída subtraindo-se uma matriz unitária (matriz com todos os elementos iguais à 1) pela matriz de sombreamento final. Esta matriz de transparência resultante quantifica a intensidade de transparência para cada pixel, representando a proporção da irradiância direta capaz de atravessar a cobertura de nuvens e atingir a superfície terrestre (DILGER, 2023). Um pixel com índice de transparência (I_t) igual a 0,6, por exemplo, significa que 60% da irradiância direta atravessa a nuvem e atinge o solo. A série temporal da irradiância global sobre cada UFGD é calculada a partir da média dos índices de transparência ($I_{t,méd}$) dos pixels contidos na área A_p ocupada pelos módulos FV de uma dada UFGD. No algoritmo para gerar a série temporal de irradiância, a área A_p , ilustrada na Figura 59, é deslocada na direção oposta à velocidade do vento para representar o movimento das sombras sobre os módulos FV (ou, equivalentemente, deslocada para o lado direito da matriz de transparência ilustrada na Figura 59. A irradiância global média na área A_p ocupada pelo arranjo FV de uma dada UFGD (G_{gm}) é calculada multiplicando-se a intensidade de transparência

média pela irradiância direta (G_{direta}) e somando à irradiância difusa empregada (G_{difusa}), como apresentado em (24).

$$G_{gm}(t) = I_{t,méd}(t) \cdot G_{direta}(t) + G_{difusa} . \quad (24)$$

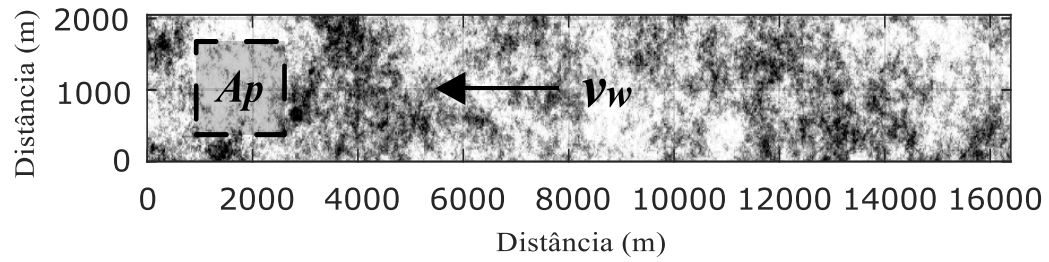
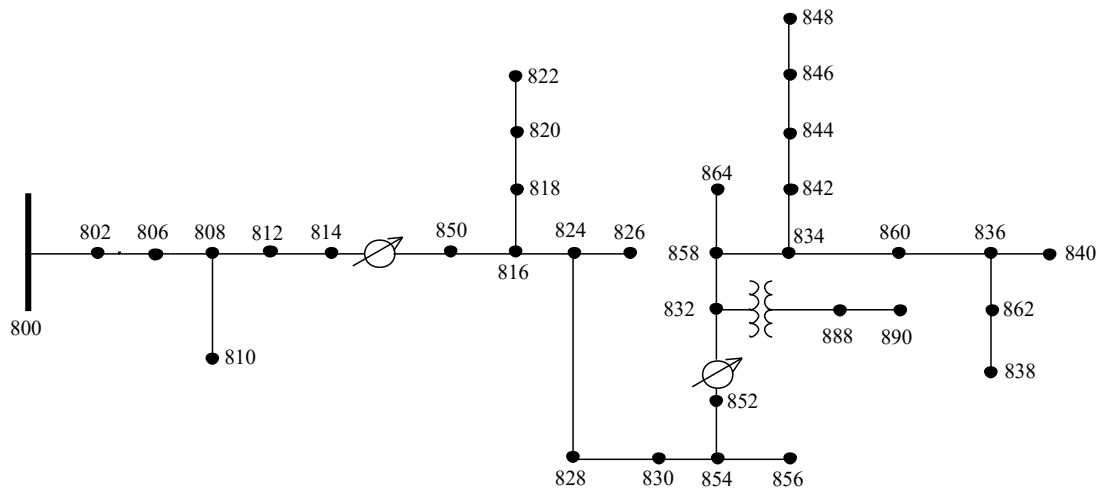


Figura 59 - Matriz de transparência com a área ocupada pelo arranjo FV.

APPENDICE B – PARÂMETROS DO SISTEMA TESTE

O alimentador IEEE 34 nós possui uma tensão nominal de 24,9 kV, e seu diagrama unifilar é apresentado na Figura 60.

Figura - 60 Sistema teste IEEE34



As configurações de linhas aéreas, dados de segmentos de linha, dados de transformadores e *spot loads* são apresentados nas Tabelas B.1 a B.4.

Tabela B.1- Linhas aéreas (IEEE, 2010)

Config.	Phasing	Phase ACSR	Neutral ACSR	Spacing ID
300	BACN	1/0	1/0	500
301	BACN	#2 6/1	#2 6/1	500
302	AN	#4 6/1	#4 6/1	510
303	BN	#4 6/1	#4 6/1	510
304	BN	#2 6/1	#2 6/1	510

Tabela B.2- Dados de segmentos de linha (IEEE, 2010)

Node A	Node B	Length (feet)	Configuration
800	802	2587.2	300
802	806	1726.56	300
806	808	3273.6	300
808	810	5808	303
808	812	3273.6	300
812	814	3273.6	300
814	850	10.56	301
816	818	1689.6	302
816	824	3273.6	301

818	820	5280	302
820	822	5280	302
824	826	3009.6	303
824	828	844.8	301
828	830	3273.6	301
830	854	517.44	301
832	858	3305.28	301
832	888	0	XFM-1
834	860	4752	301
834	842	3801.6	301
836	840	4752	301
836	862	264	301
842	844	4752	301
844	846	4752	301
846	848	4752	301
850	816	316.8	301
852	832	10.56	301
854	856	5280	303
854	852	3273.6	301
858	864	1584	303
858	834	3273.6	301
860	836	4752	301
862	838	4857.6	304
888	890	3273.6	300

Tabelo B.3- Dados de transformadores (IEEE, 2010)

	kVA	kV-high	kV-low	R - %	X - %
Substation:	2500	69 - D	24.9 -Gr. W	1	8
XFM -1	500	24.9 - Gr.W	4.16 - Gr. W	1,9	4,08

Tabela B.4- *Spot Loads* (IEEE, 2010)

Node	Load Model	Ph-1 (kW)	Ph-1 (kVAr)	Ph-2 (kW)	Ph-2 (kVAr)	Ph-3 (kW)	Ph-3 (kVAr)
860	Y-PQ	100	80	100	80	100	80
840	Y-I	700	800	700	800	700	800
844	Y-Z	1000	780	1000	780	1000	780
848	D-PQ	20	16	20	16	20	16
890	D-I	800	400	800	400	800	400
830	D-Z	10	5	10	5	25	10
Total		344	224	344	224	359	229

Os dados referentes às cargas distribuídas, capacitores shunt, reguladores de tensão RG10 e RG11, e a matriz de impedância estão apresentados nas Tabelas B.5 a B.9.

Tabela B.5- Cargas distribuídas (IEEE, 2010)

Node A	Node B	Load Model	Ph-1 (kW)	Ph-1 (kVAr)	Ph-2 (kW)	Ph-2 (kVAr)	Ph-3 (kW)	Ph-3 (kVAr)
802	806	Y-PQ	0	0	30	15	25	14
808	810	Y-I	0	0	16	8	0	0
818	820	Y-Z	34	17	0	0	0	0
820	822	Y-PQ	135	70	0	0	0	0
816	824	D-I	0	0	5	2	0	0
824	826	Y-I	0	0	40	20	0	0
824	828	Y-PQ	0	0	0	0	4	2
828	830	Y-PQ	7	3	0	0	0	0
854	856	Y-PQ	0	0	4	2	0	0
832	858	D-Z	7	3	2	1	6	3
858	864	Y-PQ	2	1	0	0	0	0
858	834	D-PQ	26.7	13.30	26.7	13.30	26.7	13.30
834	860	D-Z	16	8	20	10	110	55
860	836	D-PQ	30	15	10	6	42	22
836	840	D-I	18	9	22	11	0	0
862	838	Y-PQ	0	0	28	14	0	0
842	844	Y-PQ	9	5	0	0	0	0
844	846	Y-PQ	0	0	25	12	20	11
846	848	Y-PQ	0	0	23	11	0	0
Total			262	133	240	120	220	114

Tabela B.6- Capacitores shunt (IEEE, 2010)

Node	Ph-A kVar	Ph-B kVar	Ph-C kVar
844	100	100	100
848	150	150	150
Total	250	250	250

Tabela B.7- Dados do regulador RG10 (IEEE, 2010)

Regulator ID:	2		
Line Segment:	852 - 832		
Location:	852		
Phases:	A - B -C		
Connection:	3-Ph,LG		
Monitoring Phase:	A-B-C		
Bandwidth:	2.0 volts		
PT Ratio:	120		
Primary CT Rating:	100		
Compensator Settings:	Ph-A	Ph-B	Ph-C
R - Setting:	2,5	2,5	2,5
X - Setting:	1,5	1,5	1,5

Voltage Level:	124	124	124
----------------	-----	-----	-----

Tabela B.8- Dados do regulador RG11 (IEEE, 2010)

Regulator ID:	1		
Line Segment:	814 - 850		
Location:	814		
Phases:	A - B -C		
Connection:	3-Ph,LG		
Monitoring Phase:	A-B-C		
Bandwidth:	2.0 volts		
PT Ratio:	120		
Primary CT Rating:	100		
Compensator Settings:	Ph-A	Ph-B	Ph-C
R - Setting:	2,7	2,7	2,7
X - Setting:	1,6	1,6	1,6
Voltage Level:	122	122	122

Tabela B.9- Matriz de impedância (IEEE, 2010)

Configuration 300:

----- Z & B Matrices Before Changes -----

Z (R +jX) in ohms per mile

1.3368	1.3343	0.2101	0.5779	0.2130	0.5015
		1.3238	1.3569	0.2066	0.4591
				1.3294	1.3471

B in micro Siemens per mile

5.3350 -1.5313 -0.9943

5.0979 -0.6212

4.8880 Configuration 301:

Z (R +jX) in ohms per mile

1.9300	1.4115	0.2327	0.6442	0.2359	0.5691
		1.9157	1.4281	0.2288	0.5238
				1.9219	1.4209

B in micro Siemens per mile

5.1207 -1.4364 -0.9402

4.9055 -0.5951

4.7154

Configuration 302:

Z (R +jX) in ohms per mile

2.7995	1.4855	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
				0.0000	0.0000

B in micro Siemens per mile

4.2251 0.0000 0.0000

0.0000 0.0000

0.0000

Configuration 303:

Z (R +jX) in ohms per mile

0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		2.7995	1.4855	0.0000	0.0000
				0.0000	0.0000

B in micro Siemens per mile					
	0.0000	0.0000	0.0000		
		4.2251	0.0000		
			0.0000		
Configuration 304:					
Z (R +jX) in ohms per mile					
0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		1.9217	1.4212	0.0000	0.0000
				0.0000	0.0000
B in micro Siemens per mile					
	0.0000	0.0000	0.0000		
		4.3637	0.0000		
			0.0000		