UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO—USP
ESCOLA POLITÉCNICA

Paulo Ricardo Radatz de Freitas

**Impacto de funções inteligentes de
inversores de sistemas fotovoltaicos na
operação de redes de distribuição de
energia elétrica**

São Paulo
2020

Paulo Ricardo Radatz de Freitas

**Impacto de funções inteligentes de
inversores de sistemas fotovoltaicos na
operação de redes de distribuição de
energia elétrica**

Versão Corrigida

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Ciências

São Paulo

2020

Paulo Ricardo Radatz de Freitas

**Impacto de funções inteligentes de
inversores de sistemas fotovoltaicos na
operação de redes de distribuição de
energia elétrica**

Versão Corrigida

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Ciências

Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Nelson Kagan

São Paulo

2020

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 12 de fevereiro de 2020

Assinatura do autor:

Paulo Radatz

Assinatura do orientador:

[Assinatura]

Catálogo-na-publicação

Radatz, Paulo Ricardo Radatz de Freitas

Impacto de funções inteligentes de inversores de sistemas fotovoltaicos na operação de redes de distribuição de energia elétrica / P. R. F. Radatz -- versão corr. -- São Paulo, 2020.

191 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Distribuição Elétrica 2.Recurso Energético Distribuído 3.Função Inteligente de Inversor 4.Sistemas Fotovoltaicos I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

*Este trabalho é dedicado,
a todos que participaram
dessa minha trajetória.*

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus por estar comigo durante toda essa trajetória e me capacitar a superar as dificuldades.

À minha mãe e ao meu tio por me proporcionarem a chance de poder estudar e sempre estarem ao lado independente das circunstâncias.

À Milena Bernardino Radatz, minha esposa, por ser minha maior amiga, companheira, auxiliadora e amorosa. Um agradecimento especial por acreditar e confiar em mim.

Ao Professor Nelson Kagan pela orientação e também por ser uma das pessoas fundamentais na construção do caminho que estou seguindo.

Ao Celso Rocha por ser um grande amigo, companheiro de trabalho e ser extremamente importante durante o desenvolvimento dessa dissertação.

Ao grupo de pesquisa em sistema de potência do *Electric Power Research Institute* por me auxiliarem no desenvolvimento desse estudo.

Ao Alan Radatz e a todos que de alguma forma participaram da elaboração dessa obra.

Sabemos que Deus age em todas as coisas para o bem daqueles que o amam, dos que foram chamados de acordo com o seu propósito.

Romanos 8 : 28

“Together... Shaping the Future of Electricity.”
(Electric Power Research Institute)

Resumo

Esta dissertação investiga a influência da combinação de funções inteligentes de inversores de sistemas fotovoltaicos em diferentes condições de operação de uma rede real de distribuição de energia elétrica. A análise considera a conexão de sistemas fotovoltaicos ao longo da rede de distribuição para combinar neles as funções inteligentes consideradas nesse trabalho, quais sejam volt-var, volt-watt e fator de potência fixo. Por exemplo, uma combinação pode ser composta por um sistema com o seu inversor operando com a função inteligente volt-var, um segundo com a volt-watt e um terceiro com o fator de potência fixo. O impacto causado pelas combinações dessas funções inteligentes é medido considerando diferentes condições de operação. Para isso, diferentes níveis de penetração, distintas curvas de carregamento e de radiação solar são consideradas para definir várias condições de operação. A influência de tais combinações é investigada por meio do monitoramento de métricas aqui definidas que refletem a operação dessa rede e pela metodologia de classificação da qualidade de energia. Algumas métricas são, por exemplo, máxima tensão, quantidade de operações dos equipamentos automáticos de regulação de tensão, energia reativa demandada pelos inversores, entre outras. Os resultados oriundos do estudo de caso aplicado em um alimentador mostraram que a melhor combinação, isto é, aquela que melhor beneficia uma métrica, depende da condição de operação, do nível de penetração e também da métrica analisada. Portanto, verificou-se como a escolha de diferentes combinações traz benefícios ou não para diferentes situações de operação de uma rede real.

Palavras-chave: Distribuição Elétrica. Recurso Energético Distribuído. Função Inteligente de Inversor. Sistemas Fotovoltaicos.

Abstract

This dissertation investigates the influence of a mix of smart inverter functions of photovoltaic (PV) systems in different operating conditions of a real distribution feeder. The analysis considers the connection of three PV systems and three smart inverter functions to be combined: volt-var, volt-watt and fixed power factor. For instance, a combination can be formed by selecting one PV system with its inverter operating in volt-var mode, another one operating in volt-watt mode and the last one in fixed power factor mode. The benefits and impacts of each mix of smart inverter functions is measured by considering different operating conditions. For this purpose, three penetration levels, two load levels and two solar irradiance profiles are considered. The influence of each combination of functionalities is investigated through several metrics that have been created to reflect the overall system performance. Some metrics are, for example, maximum feeder voltage, number of traditional voltage regulation equipment operations, reactive energy demanded by the inverters and many others. The case study results show that the best mix of smart inverter functions depends on the operating condition, the penetration level and also the analyzed metric. Therefore, it was possible to verify how the choice of different mix of smart inverter functions might benefit a feeder operating with different load and penetration levels.

Keywords: Distribution Feeder. Distributed Energy Resource. Smart Inverter Function. Photovoltaic System.

Lista de ilustrações

Figura 1	Crescimento da potência instalada renovável na última década . .	30
Figura 2	Crescimento da potência instalada fotovoltaica na última década .	31
Figura 3	Exemplo de curva volt-var	43
Figura 4	Exemplo de curva volt-watt	44
Figura 5	Curvas volt-var utilizadas	46
Figura 6	Curva volt-var definida pelo IEEE1547 <i>Smart Inverter Working Group</i>	49
Figura 7	Alimentador trifásico alimentado por um suprimento e um gerador distribuído	58
Figura 8	Circuito equivalente de Thévenin visto pela barra GD	58
Figura 9	Gerador distribuído conectado no circuito equivalente de Thévenin visto pela barra GD	59
Figura 10	Gerador distribuído conectado no circuito equivalente de Thévenin do alimentador visto pela barra GD considerando sistema simétrico e equilibrado com cargas equilibradas	62
Figura 11	Diagrama fasorial do sistema de tensão trifásico simétrico do equivalente de Thévenin	62
Figura 12	Diagrama fasorial do monofásico equivalente da fase A	64
Figura 13	Alimentador trifásico alimentado por um suprimento e por n geradores distribuídos	67
Figura 14	Exemplo de circuito radial	72
Figura 15	Circuito radial para o cálculo da coluna 3 da $\bar{Z}$	74
Figura 16	Caminho elétrico para a medida da impedância de Thévenin da barra 3	75

Figura 17	Caminho elétrico para a medida da impedância de transferência entre as barras 3 e 5	76
Figura 18	Circuito radial com 4 geradores distribuídos para o cálculo da elevação das tensões das suas barras	77
Figura 19	Parte MT do circuito exemplo	80
Figura 20	Caminho principal do circuito exemplo	81
Figura 21	Tronco do circuito exemplo	82
Figura 22	Exemplos de resultados da análise de fluxo de potência estático .	85
Figura 23	Curva volt-var definida pelo IEEE1547 <i>Smart Inverter Working Group</i>	90
Figura 24	Curva volt-watt definida	91
Figura 25	Reta que converte o índice em nota individual	101
Figura 26	Alimentador real e seus equipamentos automáticos de regulação de tensão	104
Figura 27	Curvas de carga para as demandas máxima e mínima anual do alimentador	105
Figura 28	Curvas de radiação solar para um dia ensolarado e um nublado .	106
Figura 29	Localidades dos sistemas fotovoltaicos	107
Figura 30	Resultados da análise de fluxo de potência estático	108
Figura 31	Diagrama de caixa com os resultados dos 28 cenários de uma condição para a métrica MaxBT	111
Figura 32	Resultados dos 28 cenários das 12 condições para a métrica kWh .	113
Figura 33	Resultados dos cenários das 12 condições para a métrica TapOp .	116
Figura 34	Resultados dos cenários das 12 condições para a métrica VVI_F .	117
Figura 35	Resultados dos cenários da condição C10 para a métrica MaxMT	118
Figura 36	Resultados dos cenários da condição C10 para a métrica kvarh . .	119
Figura 37	Resultados dos 28 cenários das 12 condições para a métrica kvarh	121
Figura 38	Resultados dos 28 cenários das 4 condições com nível de penetração alto para a métrica MaxMT	123
Figura 39	Resultados dos 28 cenários das 4 condições com nível de penetração alto para a métrica TAbaixo	124
Figura 40	Resultados dos 28 cenários das 4 condições com nível de penetração alto para a métrica TAcima	126
Figura 41	Resultados dos 28 cenários das 4 condições com carregamento pesado para a métrica VVI_M	127

Figura 42	Fluxograma do processo de simulação do OpenDSS	151
Figura 43	Fluxograma do laço de controle	153
Figura 44	Fluxograma do algoritmo de solução do fluxo de potência	156
Figura 45	Diagrama esquemático do modelo do sistema fotovoltaico imple- mentado no <i>software</i> OpenDSS	160
Figura 46	Curva fator de correção da potência gerada pelo painel em função de sua temperatura	161
Figura 47	Curva de eficiência do inversor	163
Figura 48	Curva de radiação diária	164
Figura 49	Curva da temperatura diária do painel	165
Figura 50	Potência do painel em função da radiação para temperatura nominal	166
Figura 51	Sistema fotovoltaico trifásico representado como um norton equi- valente	171
Figura 52	Fluxograma do laço de controle para elementos <i>InvControl</i>	180
Figura 53	Exemplo de curva volt-var	186
Figura 54	Curva volt-watt definida	187

Lista de tabelas

Tabela 1	Características dos 7 alimentadores	49
Tabela 2	Valores das tensões das curvas volt-var	51
Tabela 3	Valores das tensões das curvas volt-watt	51
Tabela 4	Valores das tensões das 3 curvas volt-var	52
Tabela 5	Potência de entrada e diferença das potências de entrada	81
Tabela 6	Condições definidas a partir dos 3 níveis de penetração e 4 ope- rações diárias	86
Tabela 7	Cenários que consideram os 3 sistemas fotovoltaicos	88
Tabela 8	Métricas observadas nas análises	92
Tabela 9	Tabela tensão desequilibrada máxima	98
Tabela 10	Relação entre as métricas e os índices	102
Tabela 11	Configuração dos equipamentos automáticos de regulação de tensão	104
Tabela 12	Informações das localidades	106
Tabela 13	Demandas definidas para a análise de fluxo de potência estático .	107
Tabela 14	Níveis de penetração	109
Tabela 15	Condições definidas a partir dos 3 níveis de penetração e 4 ope- rações diárias	109
Tabela 16	Resultado estatísticos das métricas consum, kWh e MaxkW . . .	112
Tabela 17	Resultado estatísticos das métricas MaxIaMT e MinIaMT	114
Tabela 18	Resultado estatísticos das métricas TapOp, VVI_I e MaxFaMT .	115
Tabela 19	Resultado estatísticos das métricas, VVI_M e VVI_F	117
Tabela 20	Melhores cenários da condição C10	120
Tabela 21	Melhores cenários das condições com nível de penetração alta . .	124
Tabela 22	Quantidade de métricas com semelhança do melhor cenário . . .	125
Tabela 23	Melhores cenários das condição com carregamento pesado	128

Tabela 24	Melhores cenários de todas as condições/métricas	130
Tabela 25	Valores dos índices de qualidade para os cenários da condição C10	132
Tabela 26	Notas individuais para os cenários da C10	133
Tabela 27	Notas de qualidade de energia para os cenários da condição C10 .	135
Tabela 28	Melhores, piores e cenário base para as 12 condições	136

Lista de siglas

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica

AC *Alternating Current*

CVQ Coeficiente de Variação Quartil

CVR *Conservation Voltage Reduction*

COM *Component Object Model*

DC *Direct Current*

DLL *Dynamic-link Library*

DRC *Dynamic Reactive Current* (Corrente Reativa Dinâmica)

DSS *Distribution System Simulator*

EPRI *Electric Power Research Institute*

GD Geração Distribuída

HC *Hosting Capacity*

IDR Índice de Demanda de Potência Reativa

IDT Índice de Desequilíbrio de Tensão

IFT Índice de Flutuação de Tensão

IIQ Amplitude Interquartil

IOC Índice de Operação dos Controles

IPE Índice de Perdas Elétricas

IVNT Índice de Violação dos Níveis de Tensão

LTC *Load Tap Changer*

MATLAB *MATrix LABoratory*

MS *Microsoft*

NQE Nota de Qualidade de Energia

PC *Power Conversion Element*

QSTS *Quasi-Static Time-Series*

RPS Regime Permanente Senoidal

RTP Relação de Transformação do Transformador de Potencial

RED Recurso Energético Distribuído

REDs Recursos Energéticos Distribuídos

TR Tensão de Referência

VBA *Visual Basic for Applications*

VVI *Voltage Variability Index*

Sumário

1	Introdução	29
1.1	Considerações Iniciais	29
1.2	Motivação e Justificativa	30
1.2.1	Cenário Energético Mundial	30
1.2.2	Crescimento da Energia Solar Fotovoltaica	31
1.2.3	Integração de Sistemas Fotovoltaicos em Redes de Distribuição	31
1.3	Simulação de Redes Elétricas	32
1.3.1	<i>Software</i> Utilizado na Dissertação	32
1.4	Objetivos Gerais	33
1.4.1	Objetivos Específicos	33
1.5	Estrutura do Documento	34
2	Revisão Bibliográfica	37
2.1	Considerações Iniciais	37
2.2	Máxima Capacidade de Acomodação	37
2.2.1	Fatores Determinantes	38
2.2.2	Principais Impactos	39
2.3	Inversores Inteligentes	41
2.3.1	Funções Inteligentes de Inversores	41
2.3.2	Aumento da Máxima Capacidade de Acomodação	45
2.4	Influência das Funções Inteligentes em Redes de Distribuição	45
2.4.1	Trabalho de (ABATE et al., 2015)	46
2.4.2	Trabalho de (RYLANDER et al., 2016a)	48
2.4.3	Trabalho de (PARAJELES; TORTOS; VALVERDE, 2017)	50
2.4.4	Trabalho de (DING et al., 2016)	52
2.5	Influência das Configurações das Funções Inteligentes	53

2.5.1	Trabalhos de (RYLANDER et al., 2016b) e (SMITH et al., 2016)	53
2.6	Considerações Finais	55
3	Integração de Sistemas Fotovoltaicos em Redes de Distribuição	57
3.1	Considerações Iniciais	57
3.2	Elevação de Tensão Causada pela Conexão de um Gerador Distribuído	57
3.2.1	Sistema Simétrico e Equilibrado com Cargas Equilibradas . .	61
3.2.2	Equação Aproximada	64
3.3	Elevação de Tensão Causada pela Conexão de n Sistemas Fotovoltaicos	66
3.3.1	Caracterização do Alimentador	66
3.3.2	Cálculo da Elevação das Tensões das Barras do Alimentador	69
3.3.3	Influência dos Valores das Impedâncias na Elevação das Tensões	72
3.4	Considerações Finais	78
4	Metodologia de Avaliação dos Impactos de Funções Inteligentes em Redes de Distribuição	79
4.1	Considerações Iniciais	79
4.2	Definição das Localizações de Instalação dos Sistemas Fotovoltaicos .	80
4.3	Análise de Fluxo de Potência Estático	83
4.3.1	Carregamento do Alimentador	83
4.3.2	Geração dos Sistemas Fotovoltaicos	84
4.3.3	Determinação dos Níveis de Penetração	84
4.4	Análise de Fluxo de Potência Temporal	86
4.4.1	Definição dos Cenários	87
4.4.2	Configurações das Funções Inteligentes Utilizadas	87
4.5	Métricas Monitoradas	92
4.6	Classificação dos Cenários	94
4.7	Metodologia de Classificação por Qualidade de Energia	94
4.7.1	Índices de Qualidade de Energia	95
4.7.2	Nota de Qualidade de Energia	100
4.7.3	Correspondência entre os Índices e as Métricas	102
5	Estudo de Caso e Resultados	103
5.1	Considerações Iniciais	103
5.2	Características do Alimentador	103
5.2.1	Carregamento do Alimentador	104
5.2.2	Curvas de Radiação Solar	105
5.3	Aplicação da Metodologia	106

5.3.1	Definição das Localizações dos Sistemas Fotovoltaicos	106
5.3.2	Análise de Fluxo de Potência Estático	107
5.3.3	Análise de Fluxo de Potência Temporal	108
5.4	Resultados	109
5.4.1	Resultados com Base nas Métricas	110
5.4.2	Resultados com Base na Metodologia por Classificação da Qualidade de Energia	131
5.5	Considerações Finais	138
6	Conclusão	141
6.1	Metodologia com Base nas Métricas	141
6.2	Metodologia por Classificação da Qualidade de Energia	142
6.3	Considerações Finais	143
6.3.1	Trabalhos Futuros	143
6.3.2	Publicações	144
	Referências	145
	APÊNDICE A OpenDSS	149
A.1	Considerações Iniciais	149
A.2	História do <i>Software</i> OpenDSS	149
A.3	O OpenDSS	150
A.3.1	Características Fundamentais do <i>Software</i>	150
A.4	Processo de Simulação no OpenDSS	151
A.4.1	Laço de Controle	153
A.4.2	Fluxo de Potência no OpenDSS	154
A.4.3	Algoritmo de Fluxo de Potência	156
A.5	Considerações Finais	158
	APÊNDICE B Sistema Fotovoltaico e Funções Inteligentes de In- versores no OpenDSS	159
B.1	Considerações Iniciais	159
B.2	Modelo do Sistema Fotovoltaico no OpenDSS	159
B.2.1	Dados de Entrada	159
B.2.2	Interação com a Rede	164
B.3	Modelo Matemático das Funções Inteligentes de Inversores no OpenDSS	174
B.3.1	Conjunto de Dados Comuns	174
B.3.2	Conjunto de dados das Funções que Controlam a Potência Reativa	176

B.3.3	Conjunto de dados das Funções que Limitam a Potência Ativa	178
B.3.4	Operação do InvControl no Laço de Controle	179
B.4	Considerações Finais	191

CAPÍTULO **1**

Introdução

1.1 Considerações Iniciais

O aumento de conexões de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs), em especial de sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição de energia elétrica, é uma realidade mundial e tende a se expandir com a finalidade de beneficiar principalmente a redução dos impactos ambientais, conforme (REN21, 2018).

Tradicionalmente, as redes de distribuição de energia elétrica são concebidas para operarem de forma radial, fornecendo energia em uma única direção, da subestação aos consumidores. Nessa estrutura unidirecional, o alto nível de penetração de REDs aliado com a característica intermitente dessas fontes de energia podem impactar a operação dessas redes e a qualidade da energia elétrica. Os impactos ao longo da rede de distribuição e ao longo do tempo estão relacionados com problemas de tensão, sobrecargas em equipamentos de rede, aumento do número de operações de equipamentos automáticos responsáveis por regular a tensão, e, também, a violação dos critérios de equipamentos de proteção, conforme (SEGUIN et al., 2016).

Alguns desses impactos podem ser mitigados por meio da aplicação de funcionalidades de suporte de tensão dos inversores de sistemas fotovoltaicos, sem a necessidade de melhorias na estrutura da rede elétrica. Essas funcionalidades permitem que os inversores sejam capazes de fornecer ou absorver potência reativa ou até mesmo limitar a potência ativa fornecida. O controle de potência reativa de um inversor pode ser realizado por meio da operação com fator de potência não unitário ou em um controle em malha fechada, no qual a potência reativa depende da tensão do ponto de conexão. Os controles ou as funções inteligentes dos inversores mais utilizadas são fator de potência fixo, volt-var e volt-watt, de acordo com (SMITH et al., 2017a).

1.2 Motivação e Justificativa

Esse trabalho motiva-se em avaliar como as funcionalidades de inversores de sistemas fotovoltaicos podem auxiliar na operações de redes de distribuição considerando o expressivo crescimento da geração de energia elétrica mundial por meio da energia solar fotovoltaica, conforme discutido nessa seção.

1.2.1 Cenário Energético Mundial

A matriz energética mundial está em um processo de transição para tornar-se mais renovável. Conforme (REN21, 2018), as principais ações e esforços estão concentrados na transformação da matriz elétrica. Sendo as fontes renováveis de natureza solar fotovoltaica, eólica e hidráulica as mais importantes do ponto de vista de potência instalada.

Em 2017, 70% da capacidade instalada foi proveniente de fontes renováveis de energia e a estimativa de energia elétrica produzida por essas fontes foi de aproximadamente 26,5%, com 16,4% produzida por fontes hidráulicas.

Na última década, a potência instalada por meio de fontes renováveis mais do que dobrou, conforme Figura 1.

Figura 1 – Crescimento da potência instalada renovável na última década

Fonte: (REN21, 2018) (adaptado)

A Figura 1 mostra também que o maior aumento anual de potência instalada, em torno de 9% comparado com o ano anterior, aconteceu em 2017, com um valor

estimado de 178 GW instalado ao redor do mundo. A geração solar fotovoltaica representa 55% desse crescimento anual, seguido por fontes eólicas e hidráulicas, com 29% e 11%, respectivamente.

1.2.2 Crescimento da Energia Solar Fotovoltaica

A fonte solar fotovoltaica teve em 2017 um crescimento em potência instalada maior que qualquer outro tipo de geração de energia elétrica. A Figura 2 apresenta o crescimento da potência instalada fotovoltaica na última década.

Figura 2 – Crescimento da potência instalada fotovoltaica na última década

Fonte: (REN21, 2018) (adaptado)

Os principais fatores que contribuíram para esse crescimento são o aumento pela necessidade de tornar a matriz elétrica mais renovável, o aumento da demanda por energia elétrica em países em desenvolvimento, o avanço em tecnologias e a redução dos seus custos, aumentando, portanto, a sua competitividade comparado com outras fontes. No entanto, conforme (REN21, 2018), o crescimento mundial continua sendo principalmente controlado por incentivos e regulamentações governamentais.

1.2.3 Integração de Sistemas Fotovoltaicos em Redes de Distribuição

Segundo (MATHER; YUAN, 2018) e (PALMINTIER et al., 2016), mais da metade da capacidade instalada atual de sistemas fotovoltaicos está integrada nas redes de

distribuição. Por essa razão, ao longo dos últimos anos, aumentaram-se as preocupações com a confiabilidade do sistema devido a dois principais motivos. O primeiro é a não coincidência entre os momentos que os sistemas fotovoltaicos produzem sua energia máxima e as cargas consomem suas demandas máximas. O segundo é a variabilidade de geração dos sistemas fotovoltaicos, por exemplo devido a passagens de nuvens.

Por outro lado, conforme (MATHER; YUAN, 2018), as normas, padrões e os equipamentos usados para a conexão dos sistemas fotovoltaicos nas redes de distribuição também evoluíram. Por exemplo, a IEEE 1547, que é o padrão normativo para a interconexão de REDs nas redes de distribuição, foi revisada recentemente. A nova versão IEEE1547-2018, (IEEE..., 2018), apresenta como grande novidade a especificação de funções de suporte de tensão para os inversores.

1.3 Simulação de Redes Elétricas

Para avaliar a eficácia de funções inteligentes de inversores na mitigação dos impactos, devem-se realizar análises temporais que consideram essas funcionalidades, a intermitência dos REDs e a variabilidade das cargas. Para isso, modelos matemáticos tanto de REDs quanto das funções inteligentes de inversores são necessários para a realização de simulações computacionais.

Desse modo, torna-se essencial a utilização de programas capazes de realizarem os cálculos elétricos e modelarem esses novos elementos, com o objetivo de realizarem simulações ao longo de um período de estudo e, então, poderem prever como a inclusão desses novos equipamentos e funcionalidades impactam a operação de redes de distribuição de energia elétrica.

1.3.1 *Software* Utilizado na Dissertação

O primeiro fator que justifica a escolha do *software* OpenDSS é a sua capacidade tanto de lidar com redes que apresentam unidades de Geração Distribuída (GD), quanto realizar simulações *Quasi-Static Time-Series* (QSTS), conforme apresentado em (DUGAN; MCDERMOTT, 2011a). O segundo fator é a possibilidade de controlar o OpenDSS por meio de outros programas. Nessa dissertação o Python é o programa utilizado para seu controle. Por fim, o OpenDSS vem se tornando muito popular no Brasil após a adoção do *software* pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), conforme a Nota Técnica nº 057/2014-SRD/ANEEL, para calcular as

perdas técnicas regulatórias das distribuidoras de forma mais assertiva do que o modelo simplificado previamente adotado, conforme (ANEEL, 2014).

1.4 Objetivos Gerais

Os objetivos gerais desse trabalho visam avaliar a efetividade de funções inteligentes de inversores na mitigação dos impactos causados pelo alto nível de penetração de sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição de energia elétrica.

Essa avaliação inicialmente é realizada por meio do monitoramento de métricas que refletem a operação de uma rede de distribuição e, em seguida, pela aplicação de uma metodologia chamada de classificação por qualidade de energia que tem como objetivo principal associar notas de qualidade de energia para as diferentes combinações. Algumas métricas são, por exemplo, máxima tensão, quantidade de operações dos equipamentos automáticos de regulação de tensão, energia reativa demandada pelos inversores, dentre outras.

A análise considera a conexão de três sistemas fotovoltaicos na rede real de distribuição para examinar como a combinação das funções inteligentes impactam as métricas em função do nível de penetração, localidade da instalação, carregamento do alimentador e radiação solar. Com relação a combinação das funções inteligentes, por exemplo, pode-se considerar que o primeiro sistema apresenta o inversor operando com a função inteligente volt-var, o segundo com a volt-watt e o terceiro com o fator de potência fixo.

Por fim, os resultados são analisados para verificar como a utilização de combinações de funções inteligentes de inversores apresentam benefícios na alteração das métricas e nas notas de qualidade de energia quando comparado com o cenário que apresenta os inversores operando com fator de potência unitário.

1.4.1 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos dessa dissertação estão listados a seguir:

- ❑ Avaliar o estado da arte do uso de funções inteligentes de inversores de sistemas fotovoltaicos para mitigar os impactos causados pelo alto nível de penetração;
- ❑ Apresentar os principais impactos causados pelo alto nível de penetração;
- ❑ Descrever as principais funções inteligentes de suporte de reativos presentes em inversores;

- ❑ Descrever os conceitos teóricos que baseiam a integração dos sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição;
- ❑ Descrever matematicamente a influência de sistemas fotovoltaicos nas tensões ao longo de uma rede de distribuição;
- ❑ Definir métricas e notas de qualidade de energia que refletem a operação da rede de distribuição;
- ❑ Investigar como a combinação das possíveis funções inteligentes de sistemas fotovoltaicos alocados ao longo da rede impactam as métricas e as notas de qualidade de energia analisadas considerando diferentes níveis de penetrações e operações diárias;
- ❑ Analisar quais são as combinações que melhor beneficiam as métricas ou as notas de qualidade de energia;
- ❑ Descrever a modelagem matemática do sistema fotovoltaico e das funções inteligentes de inversores modeladas no OpenDSS.

1.5 Estrutura do Documento

Essa dissertação apresenta a estrutura de capítulos e os seus conteúdos conforme descrito a seguir.

No Capítulo 1, apresenta-se a tendência mundial do aumento de conexões de REDs em redes de distribuição devido, principalmente, a tentativa de reduzir os problemas ambientais. No entanto, o elevado nível de penetração leva a rede operar de forma anormal e, conseqüentemente, uma alternativa de mitigar esses impactos é a utilização de funções inteligentes de inversores de sistemas fotovoltaicos. Para tal fim, discute-se a necessidade de programas capazes de realizar as simulações necessárias para prever a influência desses novos equipamentos e funcionalidades. Por fim, são apresentados os objetivos dessa dissertação.

O Capítulo 2 apresenta a revisão bibliográfica dos principais tópicos relacionados ao tema e aos objetivos desta dissertação de mestrado.

No Capítulo 3, inicialmente demonstra-se matematicamente a elevação de tensão do ponto de conexão causada pela instalação de apenas uma geração distribuída. Demonstra-se então matematicamente a elevação de tensão ao longo da rede quando n gerações distribuídas são conectadas simultaneamente. Finalmente, analisa-se a influência dos valores das impedâncias de Thévenin e de transferência na elevação das tensões do sistema.

O Capítulo 4 apresenta a metodologia desenvolvida para ser aplicada nesse estudo. Primeiramente, definem-se as condições e cenários a partir de informações básicas da rede, da quantidade de sistemas fotovoltaicos instalados e da análise de fluxo de potência estático. Em sequência, os valores das métricas para cada cenário são obtidos utilizando a análise de fluxo de potência temporal. Por fim, a metodologia de classificação por qualidade de energia é descrita e comparada com as métricas.

O Capítulo 5, inicialmente, apresenta a descrição do alimentador real para aplicação da metodologia apresentada no Capítulo 4. Em seguida, analisam-se os resultados da influência da combinação das funções inteligentes dos inversores alocados na rede, com base nas métricas e na metodologia de classificação de qualidade de energia.

A Conclusão apresenta as considerações finais sobre o trabalho.

O Apêndice A apresenta inicialmente uma visão geral do *software* OpenDSS e descreve suas principais características. Em seguida, os passos do processo de simulação QSTS do OpenDSS são detalhados, com foco no laço de controle que é o mecanismo que capacita o OpenDSS modelar os elementos de controle de forma separada dos elementos de circuito.

O Apêndice B apresenta a descrição e a modelagem do sistema fotovoltaico e das principais funções inteligentes de inversores presentes nos elementos *PVSystem2* e *InvControl2* do OpenDSS.

Revisão Bibliográfica

2.1 Considerações Iniciais

Esse capítulo apresenta a revisão bibliográfica dos principais tópicos relacionados ao tema e aos objetivos desta dissertação de mestrado. Inicialmente, apresentam-se as principais características e impactos que limitam a máxima capacidade de se acomodar REDs em redes de distribuição. Em seguida, os inversores e suas funções inteligentes são consideradas como um meio de se mitigar parte desses impactos. Por fim, alguns trabalhos científicos publicados são analisados sobre a utilização de funções inteligentes de sistemas fotovoltaicos com o intuito de melhorar a operação de redes de distribuição.

2.2 Máxima Capacidade de Acomodação

Durante essa última década, diversos estudos e projetos foram realizados com a finalidade de se determinar a máxima capacidade que um alimentador tem em acomodar REDs. Essa máxima capacidade (do inglês, *Hosting Capacity* (HC)) é definida, segundo (SCHWAEGERL et al., 2005), como sendo o nível de penetração de Recurso Energético Distribuído (RED) que a rede, sem nenhuma melhoria estrutural, é capaz de acomodar sem operar de forma anormal ou em condições fora dos limites estabelecidos. Assegurar uma boa determinação do HC é uma tarefa complexa devido ao grande número de variáveis presentes.

Determinar o HC de um alimentador sem uma análise detalhada pode apresentar impactos severos em sua operação. Por exemplo, de acordo com (RYLANDER et al., 2013), dois alimentadores com características idênticas, do ponto de vista de nível de tensão e carregamento máximo, podem apresentar valores muito diferentes de HC quando se considera a máxima tensão como limite estabelecido.

O trabalho (SMITH; RYLANDER, 2012) apresenta uma metodologia estocástica que visa determinar o HC do alimentador considerando diferentes tipos de penetração de sistemas fotovoltaicos e também diferentes grupos de limites. Os tipos de penetração podem considerar grandes ou pequenos sistemas fotovoltaicos instalados ao longo do alimentador. Os limites considerados são separados em 5 grupos, sendo eles: tensão, sobrecarga, proteção, qualidade e controle. Dentro do grupo de tensão são monitorados a máxima sobretensão, maior flutuação e desequilíbrio de tensão. No grupo de sobrecarga encontra-se apenas o limite de carregamento dos equipamentos. O grupo de proteção apresenta o monitoramento de 6 itens que abrangem questões de coordenação, aumento na contribuição de correntes de curto-circuito, entre outros. No grupo de qualidade concentram-se as questões relacionadas com as harmônicas. Por fim, o grupo de controle verifica o aumento da operação dos equipamentos automáticos de regulação de tensão.

Embora os resultados dessa análise sejam bem completos, o esforço computacional para determinar HC para muitos alimentadores é elevado. Por esse motivo, criou-se uma metodologia alternativa que requer menos esforço computacional e, conseqüentemente, produz resultados mais rápido. Ambas essas metodologias são comparadas nos trabalhos de (RYLANDER; SMITH; SUNDERMAN, 2016) e (RYLANDER et al., 2015).

O ponto fundamental desses projetos e estudos concentra-se em determinar quais são os fatores determinantes que aumentam os impactos causados pelo alto nível de penetração de sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição e, além disso, quais poderiam ser as alternativas de soluções que mitiguem esses problemas. A utilização de inversores inteligentes é uma parte das soluções apresentadas, uma outra parte consiste em melhorias na estrutura da rede como, por exemplo o recondutoramento e a adição de reguladores.

2.2.1 Fatores Determinantes

Segundo, (SMITH et al., 2017b), (SMITH et al., 2015b) e (SCHWAEGERL et al., 2005), os impactos causados pela integração de sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição dependem de diversos fatores, dentre os principais estão:

❑ Potência instalada

Os impactos causados por sistemas centralizados são diferentes dos impactos causados por pequenos sistemas instalados ao longo do alimentador.

❑ Localidade das instalações

Instalações próximo do final do alimentador apresentam maiores impactos.

❑ Características elétricas

Redes menos ou mais resistivas apresentam impactos diferentes.

❑ Equipamentos automáticos de regulação de tensão

Dependendo das configurações, esses elementos podem ser mais ou menos estressados.

❑ Carregamento e radiação solar

A condição de carregamento que o alimentador encontra-se combinada com o nível de radiação solar pode levar a mais impactos.

❑ Limites aceitáveis definidos pelo país/região do alimentador

Os limites aceitáveis, que são as fronteiras entre a existência de um impacto ou não, são distintos para diferentes regiões/países.

2.2.2 Principais Impactos

Em (SEGUIN et al., 2016) são apresentados os principais impactos causados pelo alto nível de penetração de sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição. Esses impactos ao longo da rede de distribuição e do tempo estão relacionados com problemas de tensão, sobrecargas em equipamentos de rede, aumento da operação de equipamentos automáticos responsáveis por regular a tensão e, também, a violação dos critérios de equipamentos de proteção.

Apresentam-se brevemente os principais impactos a seguir:

❑ Problemas de tensão

Os principais problemas de tensão são variações de tensão de longa duração acima dos limites aceitáveis, desequilíbrios de tensão e elevadas variações de tensão de curta duração devido a natureza intermitente dos REDs. (KAGAN; ROBBA; SCHMIDT, 2009).

Esses problemas de tensão são mais prováveis de ocorrer sob as seguintes condições:

- Alto nível de penetração;
- Sistemas instalados próximos ao final do alimentador;
- Sistemas instalados próximos uns dos outros;

- Inversores operando sem suporte de reativos;
- Equipamentos automáticos de regulação de tensão com configurações que não consideram a presença de sistemas fotovoltaicos;
- Condições de operação de baixo carregamento do alimentador e alta geração solar;
- Em redes muito desequilibradas;
- Sistemas monofásicos instalados no alimentador.

❑ Sobrecargas em equipamentos de rede

Altos níveis de penetração de sistemas fotovoltaicos podem levar equipamentos a operarem em sobrecarga por diferentes motivos, conforme discutido em (SEGUIN et al., 2016).

Sobrecargas em equipamentos podem ocorrer quando há uma alta penetração de geração fotovoltaica em localidades da rede onde esses equipamentos não são capazes de drenar toda essa potência gerada, isto é, esses equipamentos possuem uma capacidade menor de corrente nominal, pois eles foram projetados para operarem na tradicional arquitetura radial da rede. Outros dois fatores que contribuem para sobrecargas são o baixo consumo de energia dos consumidores aliado com uma alta concentração de instalações em regiões específicas do alimentador e também grandes cargas mascaradas, isto é, cargas que não são conhecidas pelos operadores da rede de distribuição.

❑ Fluxo de potência reverso

O fluxo de potência reverso acontece em momentos que a geração dos sistemas fotovoltaicos é maior que o consumo das cargas.

Esse fluxo reverso pode causar sobretensões e problemas no sistema de proteção e na operação dos equipamentos automáticos de regulação de tensão. Isso pois, os sistemas de proteção em geral, são projetados para operarem considerando o modo tradicional das redes. Isso também acontece com as configurações dos equipamentos de regulação de tensão.

❑ Operação de equipamentos automáticos de regulação de tensão

A alta variabilidade aliada com o fluxo reverso podem aumentar drasticamente a quantidade de operações dos equipamentos automáticos de regulação de tensão. Esse fato agrava-se quando os equipamentos estão instalados em regiões da rede mais sensíveis a variação de tensão, ou seja, regiões com impedância de curto-circuito elevada.

❑ Violação dos Ajustes dos equipamentos de proteção

Altos níveis de penetração de sistemas fotovoltaicos podem alterar os níveis de corrente de curto-circuito e invalidar a coordenação da proteção com as configurações fixadas.

2.3 Inversores Inteligentes

Inversores podem beneficiar a operação de redes de distribuição por meio da utilização de possíveis funcionalidades. Nesse sentido, segundo (SEAL, 2010) e (SMITH et al., 2011), criou-se um projeto colaborativo com a finalidade de identificar as principais capacidades que os inversores deveriam apresentar para possibilitar maiores níveis de penetração de sistemas fotovoltaicos e armazenadores de energia em redes elétricas. Durante o projeto, participaram fornecedores de inversores, fabricantes de sistemas fotovoltaicos e de armazenamento, distribuidoras e organizações de pesquisa.

Em paralelo, segundo (SMITH; DUGAN; SUNDERMAN, 2011), (SMITH et al., 2011), (DUGAN; SUNDERMAN; SEAL, 2013) e (SUNDERMAN; DUGAN; SMITH, 2014), modelos matemáticos tanto para o sistema fotovoltaico como para algumas funções inteligentes foram implementados no OpenDSS, um *software* livre e aberto para a comunidade. As principais funções inteligentes modeladas foram o limite de potência ativa, fator de potência fixo, volt-var, volt-watt, *Dynamic Reactive Current* (Corrente Reativa Dinâmica) (DRC) e algumas combinações das anteriores, conforme (SMITH, 2013). Os modelos do sistema fotovoltaico e das funções inteligentes modeladas no OpenDSS e utilizadas nessa dissertação são apresentadas no Apêndice B.

A partir do desenvolvimento desses novos modelos matemáticos, iniciaram-se os estudos relacionados aos impactos causados pela conexão de REDs com seus inversores operando com tais funções inteligentes.

Os resultados desse projeto colaborativo são apresentados em (SEAL, 2016) e foram utilizados para auxiliar na produção da versão revisada em 2018 da norma IEEE1547, (IEEE..., 2018). Como já comentado, essa versão revisada apresenta como grande novidade a especificação de funções de suporte de tensão para os inversores.

2.3.1 Funções Inteligentes de Inversores

Existem várias funções inteligentes de inversores propostas na literatura, como apresentado em (SMITH et al., 2017a), que podem ajudar a reduzir os impactos na

operação de redes de distribuição de energia elétrica devido ao alto nível de penetração de sistemas fotovoltaicos. Essas funções incluem limite máximo de potência ativa, fator de potência fixo, volt-var, volt-watt e DRC. Com exceção da função DRC, as outras funções também são definidas na norma IEEE1547-2018.

Função Inteligente Limite Máximo de Potência Ativa

Essa função limita a geração de potência ativa do sistema fotovoltaico em um valor que é a percentagem da potência nominal dos painéis fotovoltaicos, $P_{nominal} * fator$, conforme a Equação 1.

$$P_{fornecida} = \begin{cases} P_{nominal} * fator, & \text{se } P_{inversor} \geq P_{nominal} * fator \\ P_{inversor}, & \text{senão} \end{cases} \quad (1)$$

Essa função pode ser aplicada em situações que apresentam sobretensão ou fluxo de potência reverso em momentos com alta geração e baixo consumo.

Função Inteligente Fator de Potência Fixo

Entre as funções inteligentes de inversores, o fator de potência fixo é a função mais comumente utilizada. Essa função fornece ou absorve potência reativa baseada na potência ativa fornecida pelo sistema fotovoltaico, conforme Equação 2.

$$Q_{inversor} = P_{fornecida} \times \sqrt{\frac{1}{FP^2} - 1} \quad (2)$$

A potência reativa do inversor, $Q_{inversor}$, é capacitiva quando o valor do fator de potência, FP , é positivo. Caso contrário, a potência reativa é indutiva.

Uma das principais finalidades de se utilizar essa função, absorvendo potência reativa, é diminuir as tensões da rede, como pode-se observar no projeto piloto descrito em (MATHER; GEBEYEHU, 2015). Nesse projeto a utilização dessa função, com um fator de potência indutivo fixo, foram capazes de reduzir os níveis de tensão do ponto de conexão.

Função Inteligente volt-var

Para a função volt-var, o inversor fornece ou absorve potência reativa com base em uma tensão monitorada que, em geral, corresponde a tensão do ponto de conexão. Um exemplo de relação entre essa tensão e a potência reativa em *pu* é mostrada na Figura 3.

Figura 3 – Exemplo de curva volt-var

Fonte: autor

Essa curva apresenta em seu eixo x os valores de tensão monitorada em pu de uma tensão de base, e o em seu eixo y , pode ser tanto a potência reativa disponível em pu quanto o valor em pu de uma potência reativa que não ultrapasse a capacidade do inversor. Por definição, valores positivos para o eixo y correspondem a fornecer potência reativa e valores negativos, absorver.

Um dos objetivos de se utilizar essa função inteligente é manter a tensão do terminal do sistema fotovoltaico dentro dos limites aceitáveis. Em outras palavras, como se pode observar na Figura 3, quando a tensão do terminal do sistema fotovoltaico apresenta valores maiores que v_3 , a potência reativa é absorvida (característica indutiva) para diminuir o valor dessa tensão. Por outro lado, quando a tensão é menor que v_2 , a potência reativa é fornecida (característica capacitiva) para aumentar o valor dessa tensão.

Função Inteligente volt-watt

A função volt-watt pode limitar a potência ativa gerada pelo sistema fotovoltaico com base na tensão monitorada. A Figura 4 apresenta um exemplo de relação entre essa tensão monitorada e o limite de potência ativa.

A potência ativa do sistema fotovoltaico deve ser cortada apenas quando ela for maior que o limite estabelecido pela curva, P_{limite} .

A função inteligente volt-watt pode ser aplicada em situações que apresentam sobretensão em certos períodos devido à alta geração, baixo consumo e a falta de equipamentos de regulação de tensão na rede. Basicamente essa função corta parte

Figura 4 – Exemplo de curva volt-watt

Fonte: autor

da potência ativa que poderia ser gerada com o objetivo de reduzir o nível da tensão monitorada. A utilização dessa função também é indicada para equilibrar a geração dos sistemas nas situações em que muitos deles estão conectados em uma mesma rede de baixa tensão e, como resultado, a probabilidade de se desconectar alguns sistemas por conta de altas sobretensões é reduzida.

Função Inteligente DRC

A função inteligente *Dynamic Reactive Current* (Corrente Reativa Dinâmica) (DRC) tem como objetivo principal mitigar variações de tensão absorvendo ou fornecendo potência reativa, diferente da função inteligente volt-var que tenta corrigir o nível de tensão.

A potência reativa fornecida ou absorvida é uma função da diferença da tensão monitorada e da tensão média de uma janela móvel, conforme Equação 3.

$$Q_{inversor} = F(\Delta V) = F(V - V_{móvel}) \quad (3)$$

Onde $V_{móvel}$ corresponde à tensão média das tensões armazenadas em uma janela móvel, essa janela tem a capacidade de armazenar n tensões em seu comprimento em escala de tempo. Por exemplo, uma janela móvel que possui 15 minutos de duração e armazena tensões a cada 3 minutos é capaz de armazenar apenas 5 valores de tensões.

O efeito criado por essa função pode ser comparado de certa forma com o conceito de inércia, no qual apresenta uma resistência a mudanças de tensão. Dependendo

das configurações dessa função, pode-se corrigir apenas variações muito rápidas ou variações mais lentas da tensão monitorada.

2.3.2 Aumento da Máxima Capacidade de Acomodação

Após a solução da determinação do HC, projetos e estudos foram realizados com a finalidade de se determinar o aumento da capacidade que um alimentador tem em acomodar REDs devido a utilização de funções inteligentes de inversores.

Por exemplo, em (ROGERS et al., 2015), determinou-se o aumento do valor do HC, do ponto de vista do critério de máxima tensão, de quatro diferentes alimentadores quando utilizam-se funções inteligentes dos inversores nas condições de grandes e pequenos sistemas fotovoltaicos instalados ao longo da rede.

As funções inteligentes utilizadas nesse estudo são fator de potência fixo, volt-var e volt-watt. Para cada função, definem-se duas configurações diferentes, isto é, dois valores de fator de potência, duas curvas volt-var e duas curvas volt-watt. Além disso, considera-se que a capacidade em kVA do inversor é 120% do valor nominal da potência fornecida pelos painéis e, portanto, o inversor pode operar com um fator de potência máximo de 0,83 quando fornece potência ativa nominal à rede. Outro elemento importante considerado nesse estudo é que cada cenário simulado sempre utiliza a mesma configuração da mesma função inteligente para todos os inversores.

Como resultado, verifica-se que a utilização de funções inteligentes de inversores pode aumentar o valor do HC dos alimentadores, em alguns casos mais em outros menos, porém também existem casos nos quais não houve nenhum aumento. Isso mostra que a escolha das configurações das funções inteligentes pode alterar drasticamente o quanto essas funções podem beneficiar o aumento do HC.

2.4 Influência das Funções Inteligentes em Redes de Distribuição

Para examinar a influência das funções inteligentes em redes de distribuição, deve-se considerar tanto os fatores determinantes, apresentados na Subseção 2.2.1, como as configurações e as funções inteligentes. Como já mencionado, além dos fatores determinantes que podem alterar a severidade dos impactos, as diferentes funções inteligentes também possuem uma grande flexibilidade na escolha de suas configurações.

Nesse contexto, diversos trabalhos científicos analisam, por meio de simulações computacionais, quais devem ser as configurações de funções inteligentes e os fatores

determinantes ótimos para beneficiarem a operação de redes de distribuição.

2.4.1 Trabalho de (ABATE et al., 2015)

Esse trabalho avalia a influência das configurações da função inteligente volt-var na operação de um alimentador real dos Estados Unidos.

2.4.1.1 Modelagem

Diversas curvas volt-var são modeladas por meio da alteração da tensão de referência, v_{reg} , ou da inclinação da curva, nomeada de *queda*, conforme a Figura 5.

Figura 5 – Curvas volt-var utilizadas

Fonte: (ABATE et al., 2015) (adaptado)

O alimentador real é modelado no *software* OpenDSS e validado por meio da comparação dos resultados das simulações com medições reais. O modelo também inclui as configurações de controle dos bancos de capacitores chaveados, dos reguladores de tensão e dos sistemas fotovoltaicos existentes. Dois desses sistemas fotovoltaicos possuem uma capacidade instalada total de $1,7\text{ MW}$ e os outros pequenos sistemas instalados ao longo do alimentador somam uma capacidade de 100 kW .

A operação diária é formada pelo par de curvas de radiação e de carga. O estudo considerou cinco curvas de radiação e três curvas de carga. As curvas de radiação são classificadas como limpa, nublada, suave, moderada e oscilante. As curvas de carga são classificadas como leve, média e pesada, resultando, assim, na modelagem de 15 operações diárias diferentes. Além disso, o estudo também definiu uma curva de carga e uma curva de radiação para uma análise anual.

2.4.1.2 Critério

A influência das diferentes configurações (curvas) são observadas por meio dos resultados das métricas apresentadas a seguir:

- ❑ Quantidade de operações dos reguladores de tensão;
- ❑ Perdas técnicas em energia;
- ❑ Consumo de energia dos consumidores, os consumidores foram modelados utilizando o *Conservation Voltage Reduction* (CVR);
- ❑ Índice de variabilidade da tensão. Esse índice é calculado conforme a Equação 4;

$$VVI = \frac{\sum_{t=1}^T \sqrt{(v_t - v_{t-1})^2}}{\sum_{t=1}^T \sqrt{(v_{base_t} - v_{base_{t-1}})^2}} \quad (4)$$

Onde:

- v_t corresponde a tensão do ponto de conexão do sistema fotovoltaico no instante t ;
- v_{base_t} corresponde a tensão do ponto de conexão do sistema fotovoltaico para o caso base, caso no qual todos os inversores operam com fator de potência unitário no instante t ;
- T corresponde a quantidade de passos de tempo do período analisado.

2.4.1.3 Resultados

Os resultados das simulações *Quasi-Static Time-Series* (QSTS) mostram que cada métrica é mais beneficiada por diferentes configurações. Em outras palavras, não existe uma configuração que seja a melhor para todas as métricas.

As observações dos resultados das simulações para as 15 operações diárias são apresentadas a seguir:

- ❑ Pode-se selecionar um único valor de v_{reg} que consiga melhorar significativamente a maioria das métricas. Ou seja, com esse valor, configurado na função inteligente volt-var, todas as métricas mostram melhora comparado com o caso base, que é aquele com os sistemas fotovoltaicos operando com fator de potência unitário;

- ❑ Com a escolha do v_{reg} feita, percebe-se que a alteração da *queda* pouco impacta a quantidade de operações dos reguladores de tensão;
- ❑ As perdas técnicas em energia são menores quanto maior é o v_{reg} . Isto é, nesse cenário, maiores são as tensões da rede, consequentemente, as perdas diminuem por razão das correntes do sistema serem menores;
- ❑ O consumo é proporcional com o aumento do v_{reg} . Isso se dá pelo motivo das cargas serem modeladas por meio do modelo de carga CVR.

Simulações anuais são realizadas para avaliar os benefícios da utilização da função volt-var. Os resultados dessas simulações são listados a seguir:

- ❑ A quantidade de operação dos reguladores de tensão são sempre menores quando se utiliza a função volt-var;
- ❑ O maior benefício da utilização da função volt-var acontece para condições de carga pesada e radiações oscilantes.

2.4.2 Trabalho de (RYLANDER et al., 2016a)

Nesse trabalho, a influência da curva volt-var definida pelo subgrupo de regulação de tensão do IEEE1547 é avaliada em 7 alimentadores reais dos Estados Unidos.

2.4.2.1 Modelagem

A Figura 6 apresenta a curva volt-var definida pelo subgrupo de regulação de tensão do IEEE1547.

Como pode-se observar na Figura 6, a máxima potência reativa fornecida ou absorvida por essa configuração é de 44% da capacidade do inversor. Essa máxima capacidade de potência reativa aliada com a máxima potência ativa resulta em um fator de potência de aproximadamente 0,9 indutivo ou capacitivo. No entanto, operar com valor máximo tanto de potência ativa como reativa implica em possuir um inversor com sua capacidade sobre dimensionada em 10% da potência dos painéis, caso contrário o inversor deve priorizar a potência reativa, reduzindo a potência ativa. Essa curva volt-var tem uma banda morta na qual o inversor efetivamente não opera, isto é, não fornece ou absorve potência reativa. Fora da banda morta, o inversor deve fornecer ou absorver potência reativa. A quantidade de potência reativa aumenta à medida que as tensões afastam-se da banda morta. A potência reativa máxima só ocorre com tensões abaixo de $0,92 pu$ ou acima de $1,08 pu$.

Figura 6 – Curva volt-var definida pelo IEEE1547 *Smart Inverter Working Group*

Fonte: autor

As características dos 7 alimentadores modelados no *software* OpenDSS são mostradas na Tabela 1.

Tabela 1 – Características dos 7 alimentadores

Impacto	Tensão nominal (kV)	Carregamento Máximo (MW)	Número de reguladores	Capacitores (kvar)	Impedância trifásica máxima (Ω)
Alto	12	6	1	2400	16
Médio	12	4	0	1200	8
Alto	4	2	0	0	2
Alto	12	10	2	6000	9
Baixo	21	13	0	9600	8
Médio	12	8	0	4800	9
Baixo	12	6	0	1200	3

Fonte: (RYLANDER et al., 2016a) (adaptado)

A coluna impacto representa o quanto o alimentador pode acomodar de RED. Para o impacto alto, menor é a sua capacidade.

Com o objetivo de avaliar como essa curva influencia a operação dos alimentadores, 2 valores diferentes são considerados para os fatores apresentados a seguir.

□ Potência instalada do sistema fotovoltaico:

O primeiro valor é definido como sendo o nível de penetração correspondente ao HC obtido para esses alimentadores. O segundo valor é o dobro dele.

❑ Localização da instalação:

As localizações selecionadas são uma perto da subestação e outra perto do final do alimentador.

❑ Curva de radiação:

Selecionam-se uma curva de radiação limpa e outra oscilante.

❑ curvas de carga:

Consideram-se uma curva de carga pesada e outra leve.

Simulações QSTS diárias são realizadas considerando as combinações dos itens mostrados anteriormente para avaliar a efetividade dessa função nos 7 diferentes alimentadores.

2.4.2.2 Critérios

A influência da curva apresentada na Figura 6 é observada por meio das seguintes métricas:

- ❑ Quantidade de operações dos equipamentos automáticos de regulação de tensão;
- ❑ Índice de variabilidade da tensão;
- ❑ Máxima sobretensão.

2.4.2.3 Resultados

Esse trabalho concluiu que as configurações sugeridas para a função volt-var podem melhorar a integração de RED, mitigar as sobretensões e reduzir a flutuação de tensão. Os resultados mostram uma redução nas sobretensões em todos os cenários simulados.

2.4.3 Trabalho de (PARAJELES; TORTOS; VALVERDE, 2017)

Esse trabalho analisa a influência de diferentes configurações para as funções inteligentes volt-var e volt-watt em um alimentador real da Costa Rica modelado no OpenDSS.

2.4.3.1 Modelagem

Duas curvas são definidas para cada uma das funções inteligentes.

A Tabela 2 apresenta os valores das tensões em pu das duas curvas da função volt-var. Esses valores fazem referência à curva da Figura 3.

Tabela 2 – Valores das tensões das curvas volt-var

	v_1	v_2	v_3	v_4
Tipo 1	0,9	0,95	1,02	1,12
Tipo 2	0,9	0,95	1,05	1,1

Fonte: autor

Para a função volt-watt, os valores das tensões em pu das duas curvas são apresentados na Tabela 3. Esses valores fazem referência a curva da Figura 4

Tabela 3 – Valores das tensões das curvas volt-watt

	v_1	v_2
Tipo 1	1,03	1,06
Tipo 2	1,05	1,1

Fonte: autor

O estudo considera apenas pequenos sistemas fotovoltaicos instalados junto aos consumidores para atender os níveis de penetração estabelecidos de 2, 4, 6 e 8 MW . Uma metodologia é aplicada para selecionar quais devem ser os consumidores que possuem os sistemas fotovoltaicos.

Nas simulações QSTS realizadas, considera-se sempre apenas uma das opções de funções inteligentes, isto é, todos os inversores operam com a função volt-var tipo 1, volt-var tipo 2, volt-watt tipo 1 ou volt-watt tipo 2.

2.4.3.2 Critérios

A influência dessas funções é observada por meio das seguintes métricas:

- ❑ Quantidade de consumidores que apresentam sobretensão;
- ❑ Energia que os sistemas fotovoltaicos deixam de produzir para a função volt-watt;
- ❑ Energia reativa consumida pelos sistemas fotovoltaicos para a função volt-var.

2.4.3.3 Resultados

Os resultados do estudo mostram que dependendo das configurações das funções inteligentes, os inversores podem operar de forma mais corretiva do que preventiva. A operação corretiva é aquela que atua quando já existe o problema, diferente da preventiva que visa antecipar a existência dele. Para uma operação mais preventiva da função volt-var, mais energia reativa é necessária. Já para a função volt-watt, os sistemas fotovoltaicos deixam de produzir a energia que poderiam.

2.4.4 Trabalho de (DING et al., 2016)

Esse trabalho avalia o impacto em um alimentador rural devido a operação das funções inteligentes fator de potência fixo ou volt-var com diferentes configurações.

2.4.4.1 Modelagem

Para a função fator de potência fixo, foram utilizados os valores de 0,95, 0,9 e 0,85 indutivo e capacitivo. Já para a função volt-var, definiram-se 3 curvas de acordo com os valores apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 – Valores das tensões das 3 curvas volt-var

	v_1	v_2	v_3	v_4
1	0,95	0,983	1,017	1,05
2	0,95	0,992	1,008	1,05
2	0,95	1	1	1,05

Fonte: autor

O alimentador real é modelado e seus resultados são validados por meio de dados reais de campo. Além disso, consideram-se diferentes combinações de radiação solares e curvas de cargas.

2.4.4.2 Critérios

A influência dessas funções é observada por meio das seguintes métricas:

- ❑ Energia reativa fornecida ou consumida pelos sistemas fotovoltaicos;
- ❑ Máximo desvio de tensão com relação ao caso base, caso que não apresenta os sistemas fotovoltaicos instalados.

2.4.4.3 Resultados

Os resultados desse estudo mostram que a melhora das métricas depende da função escolhida e da sua configuração. Para as opções de configuração da função fator de potência fixo indutivo, constata-se que as tensões diminuem, como esperado. Por fim, os maiores desvios de tensão com relação ao caso base necessitam de mais consumo de potência reativa por parte dos inversores, isto tanto usando a função fator de potência fixo como a volt-var.

2.5 Influência das Configurações das Funções Inteligentes

Como observado nos trabalhos anteriores, obter a melhor configuração de funções inteligentes não é uma tarefa simples, devido aos seguintes fatos:

- ❑ Métricas diferentes podem indicar diferentes configurações;
- ❑ As configurações são fortemente dependentes das condições de operação, carregamento do alimentador e radiação solar;
- ❑ Para determinar as melhores configurações é preciso realizar simulações detalhadas que provavelmente necessitam de grandes esforços computacionais.

Nesse sentido, trabalhos científicos foram realizados com o objetivo primário de determinar uma metodologia mais simples capaz de selecionar configurações boas para as funções inteligentes de inversores.

2.5.1 Trabalhos de (RYLANDER et al., 2016b) e (SMITH et al., 2016)

Esses trabalhos apresentam uma metodologia que depende de informações detalhadas que as distribuidoras possuem de suas redes. Quanto mais informação existir, maior é o nível de complexidade aplicado na determinação das configurações das funções consideradas. As funções inteligentes consideradas são fator de potência fixo, volt-var e volt-watt.

2.5.1.1 Definição das Configurações

Dependendo do nível de complexidade, as configurações das funções inteligentes são definidas diferentemente, conforme apresentado a seguir:

❑ Fator de potência fixo:

- Nível 0: Considera fator de potência unitário;
- Nível 1: Utiliza o valor médio de X_1/R_1 do alimentador para calcular o valor do fator de potência. Para isso, necessita-se apenas dos resultados de curto-circuito do alimentador;
- Nível 2: Utiliza os dados do alimentador e as informações de localização das instalações que já estão conectadas. O valor do fator de potência é calculado utilizando os X_1/R_1 dos pontos de conexão poderados pela potência instalada dos sistemas fotovoltaicos correspondentes às respectivas localidades;
- Nível 3: Utiliza um método de otimização.

❑ Volt-var:

- Nível 0: Não opera;
- Nível 1: Utiliza a configuração padrão apresentada no estudo (RYLANDER et al., 2016a), Figura 6;
- Nível 2: Utiliza uma alteração da configuração padrão, essa alteração baseia-se no perfil de tensão do alimentador para a condição de carga máxima ou mínima do meio do dia;
- Nível 3: Corrige a configuração Nível 2 para considerar o transformador de interconexão.

❑ Volt-watt:

- Nível 0: Não opera;
- Nível 1: Utiliza a configuração padrão, corresponde a curva volt-watt tipo 2 do trabalho (PARAJELES; TORTOS; VALVERDE, 2017);
- Nível 2: Não considerada;
- Nível 3: Não considerada.

2.5.1.2 Alimentadores e Critérios

As análises realizadas consideraram apenas uma configuração de função inteligente em cada simulação. Os 16 alimentadores apresentados no estudo (SMITH et al., 2015a) são utilizados para avaliar a influência dessas configurações. A influência é medida por meio da comparação com o caso base, isto é, caso em que os sistemas fotovoltaicos operam com fator de potência unitário. As métricas consideradas são:

- ❑ Aumento *Hosting Capacity* (HC) do alimentador;
- ❑ Diminuição das perdas;
- ❑ Aumento da potência reativa consumida;
- ❑ Relação entre o aumento do HC e da potência reativa consumida.

2.5.1.3 Resultados

Os resultados mostram que o HC aumenta com a utilização das configurações das funções inteligentes. Observando a métrica relação entre o HC e potência reativa consumida, algumas configurações apresentam um maior benefício do que outras e, em geral, os métodos mais complexos permitem uma maior acomodação. No entanto, o método menos complexo (volt-var Nível 1) tem um dos usos mais efetivos da energia reativa. O volt-watt não mostrou benefício ou impacto significativo, no entanto, poderia ser usado em conjunto com a função fator de potência fixo ou a volt-var caso os limites de consumo de potência reativa sejam esgotados.

2.6 Considerações Finais

Os trabalhos tratados neste capítulo apresentam estudos relacionados a utilização de funções inteligentes de sistemas fotovoltaicos, no entanto, nenhum deles avalia como a combinação das funções inteligentes operando simultaneamente em um alimentador beneficiam ou impactam as métricas que refletem a operação das redes. Além disso, as análises se limitam em observar poucas métricas e condições de penetração.

Esta dissertação preenche esta lacuna, tendo com um dos seus principais objetivos investigar como a combinação das possíveis funções inteligentes impactam um elevado número de métricas (mais de duas dezenas) de um alimentador, considerando diferentes níveis de penetrações e condições de operação.

Integração de Sistemas Fotovoltaicos em Redes de Distribuição

3.1 Considerações Iniciais

Neste capítulo, inicialmente na Seção 3.2, demonstra-se matematicamente a elevação de tensão do ponto de conexão causada pela instalação de apenas uma geração distribuída. Na Seção 3.3, demonstra-se matematicamente a elevação de tensão ao longo da rede quando n gerações distribuídas são conectadas simultaneamente. Finalmente, analisa-se a influência dos valores das impedâncias de Thévenin e de transferência na elevação das tensões do sistema.

3.2 Elevação de Tensão Causada pela Conexão de um Gerador Distribuído

Esta seção apresenta a dedução matemática da elevação das tensões da barra na qual é conectado um gerador distribuído, que pode ser um sistema fotovoltaico, por exemplo. Para tanto, considere um alimentador trifásico, mostrado na Figura 7, que é alimentado por um suprimento em sua barra S e, em sua barra GD , é conectado um gerador distribuído trifásico modelado por fontes de corrente. O alimentador é um circuito linear constituído por linhas, transformadores, consumidores, entre outros.

O cálculo da elevação das tensões da barra GD pode ser realizado por meio da utilização do circuito equivalente de Thévenin do alimentador visto pela barra GD , isso porque, o alimentador é um circuito linear, de acordo com (ORSINI; CONSONNI, 2004). O teorema de Thévenin permite representar o alimentador visto por essa

Figura 7 – Alimentador trifásico alimentado por um suprimento e um gerador distribuído

Fonte: autor

barra GD , por um gerador trifásico ideal de tensão em série com uma impedância de Thévenin, conforme a Figura 8. Dessa forma, têm-se os fasores das tensões de Thévenin da barra GD antes da conexão do gerador distribuído, como se pode observar na Equação 5.

Figura 8 – Circuito equivalente de Thévenin visto pela barra GD

Fonte: autor

$$\dot{\mathbf{V}}_{th} = \begin{bmatrix} \dot{V}_{th_A} \\ \dot{V}_{th_B} \\ \dot{V}_{th_C} \end{bmatrix} \quad (5)$$

A Equação 6 apresenta a matriz de impedâncias de Thévenin ou de curto-circuito

da barra GD . Essa matriz representa a relação entre as tensões de Thévenin e as correntes de curto-circuito da barra GD .

$$\bar{\mathbf{Z}}_{th} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{AA} & \bar{Z}_{AB} & \bar{Z}_{AC} \\ \bar{Z}_{AB} & \bar{Z}_{BB} & \bar{Z}_{BC} \\ \bar{Z}_{AC} & \bar{Z}_{BC} & \bar{Z}_{CC} \end{bmatrix} \quad (6)$$

Na Figura 9, conecta-se o gerador distribuído, modelado por três fontes ideais de corrente, no circuito equivalente de Thévenin do alimentador visto pela barra GD para, portanto, calcular a elevação das tensões dessa barra.

Figura 9 – Gerador distribuído conectado no circuito equivalente de Thévenin visto pela barra GD

Fonte: autor

Com a Figura 9, pode-se escrever três equações da segunda lei de Kirchhoff, uma para cada fase, e obter a Equação 7, na forma matricial.

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_A \\ \dot{V}_B \\ \dot{V}_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{V}_{thA} \\ \dot{V}_{thB} \\ \dot{V}_{thC} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \bar{Z}_{AA} & \bar{Z}_{AB} & \bar{Z}_{AC} \\ \bar{Z}_{AB} & \bar{Z}_{BB} & \bar{Z}_{BC} \\ \bar{Z}_{AC} & \bar{Z}_{BC} & \bar{Z}_{CC} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{I}_A \\ \dot{I}_B \\ \dot{I}_C \end{bmatrix} \quad (7)$$

Consequentemente, a Equação 8 representa a elevação das tensões de fase da barra GD devido à presença do gerador distribuído.

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{V}_A \\ \Delta \dot{V}_B \\ \Delta \dot{V}_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{V}_A \\ \dot{V}_B \\ \dot{V}_C \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \dot{V}_{thA} \\ \dot{V}_{thB} \\ \dot{V}_{thC} \end{bmatrix} \quad (8)$$

As correntes fornecidas pelo gerador podem ser escritas em função das potências ativa e reativa de cada fase, conforme a Equação 9.

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_A \\ \dot{I}_B \\ \dot{I}_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{P_A - jQ_A}{\dot{V}_A^*} \\ \frac{P_B - jQ_B}{\dot{V}_B^*} \\ \frac{P_C - jQ_C}{\dot{V}_C^*} \end{bmatrix} \quad (9)$$

Assim, aplicando-se (8) e (9) em (7), obtêm-se a Equação 10.

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{V}_A \\ \Delta \dot{V}_B \\ \Delta \dot{V}_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{AA} & \bar{Z}_{AB} & \bar{Z}_{AC} \\ \bar{Z}_{AB} & \bar{Z}_{BB} & \bar{Z}_{BC} \\ \bar{Z}_{AC} & \bar{Z}_{BC} & \bar{Z}_{CC} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \frac{P_A - jQ_A}{\dot{V}_A^*} \\ \frac{P_B - jQ_B}{\dot{V}_B^*} \\ \frac{P_C - jQ_C}{\dot{V}_C^*} \end{bmatrix} \quad (10)$$

Reescrevendo a Equação 10 em três equações, uma para cada fase, tem-se a elevação das tensões da fase A , B e C , conforme as relações (11), (12) e (13), respectivamente.

$$\Delta \dot{V}_A = \bar{Z}_{AA} \times \frac{P_A - jQ_A}{\dot{V}_A^*} + \bar{Z}_{AB} \times \frac{P_B - jQ_B}{\dot{V}_B^*} + \bar{Z}_{AC} \times \frac{P_C - jQ_C}{\dot{V}_C^*} \quad (11)$$

$$\Delta \dot{V}_B = \bar{Z}_{AB} \times \frac{P_A - jQ_A}{\dot{V}_A^*} + \bar{Z}_{BB} \times \frac{P_B - jQ_B}{\dot{V}_B^*} + \bar{Z}_{BC} \times \frac{P_C - jQ_C}{\dot{V}_C^*} \quad (12)$$

$$\Delta \dot{V}_C = \bar{Z}_{AC} \times \frac{P_A - jQ_A}{\dot{V}_A^*} + \bar{Z}_{BC} \times \frac{P_B - jQ_B}{\dot{V}_B^*} + \bar{Z}_{CC} \times \frac{P_C - jQ_C}{\dot{V}_C^*} \quad (13)$$

Pode-se observar, por exemplo, na Equação 11 que a elevação de tensão da fase A devido à presença do gerador distribuído depende dos seguintes fatores:

□ Elementos da matriz de impedâncias de Thévenin ou de curto-circuito da barra GD :

- $\bar{Z}_{AA}$: Impedância própria da fase A ;
- $\bar{Z}_{AB}$: Impedância mútua entre as fases A e B ;
- $\bar{Z}_{AC}$: Impedância mútua entre as fases A e C .

□ Tensões de fase da barra GD com a presença do gerador distribuído:

- V_A : Tensão da fase A ;
- V_B : Tensão da fase B ;

- V_C : Tensão da fase C .

□ Potências ativa e reativa de cada fase fornecida pelo gerador distribuído:

- P_A e Q_A : Potências ativa e reativa fornecidas pela fase A do gerador distribuído;
- P_B e Q_B : Potências ativa e reativa fornecidas pela fase B do gerador distribuído;
- P_C e Q_C : Potências ativa e reativa fornecidas pela fase C do gerador distribuído.

Portanto, genericamente, a elevação de tensão de uma das fases da barra GD depende tanto de informações de sua fase como das outras duas fases. As Equações 11, 12 e 13 podem ser simplificadas caso seja considerado o alimentador como sendo um sistema simétrico e equilibrado com cargas equilibradas, conforme apresenta-se na próxima seção.

3.2.1 Sistema Simétrico e Equilibrado com Cargas Equilibradas

Um sistema simétrico e equilibrado, conforme (OLIVEIRA et al., 2000), apresenta um sistema de tensão trifásico simétrico para o suprimento e, além disso, os equipamentos como, por exemplo, linhas e transformadores são equilibrados. Assim sendo, considerando um sistema simétrico e equilibrado com cargas equilibradas, pode-se obter o circuito equivalente de Thévenin do alimentador visto pela barra GD com a presença do gerador distribuído, de acordo com a Figura 10.

O sistema de tensão trifásico simétrico do equivalente de Thévenin pode ser representado por três fasores, $\dot{V}_{th_A}$, $\dot{V}_{th_B}$ e $\dot{V}_{th_C}$, conforme apresentado na Figura 11.

Desse modo, esse sistema pode ser representado matematicamente por meio da Equação 14.

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{th_A} \\ \dot{V}_{th_B} \\ \dot{V}_{th_C} \end{bmatrix} = \dot{V}_{th_A} \cdot \begin{bmatrix} 1 \\ \alpha^2 \\ \alpha \end{bmatrix} \quad (14)$$

Onde:

$$\alpha = 1/\underline{120^\circ} \quad (15)$$

Figura 10 – Gerador distribuído conectado no circuito equivalente de Thévenin do alimentador visto pela barra GD considerando sistema simétrico e equilibrado com cargas equilibradas

Fonte: autor

Figura 11 – Diagrama fasorial do sistema de tensão trifásico simétrico do equivalente de Thévenin

Fonte: autor

Como os equipamentos do alimentador são considerados equilibrados, a Equação 6 pode ser reescrita conforme a Equação 16.

$$\bar{\mathbf{Z}}_{th} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_p & \bar{Z}_m & \bar{Z}_m \\ \bar{Z}_m & \bar{Z}_p & \bar{Z}_m \\ \bar{Z}_m & \bar{Z}_m & \bar{Z}_p \end{bmatrix} \quad (16)$$

Onde:

$$\bar{Z}_p = \bar{Z}_{AA} = \bar{Z}_{BB} = \bar{Z}_{CC} \quad (17)$$

$$\bar{Z}_m = \bar{Z}_{AB} = \bar{Z}_{BC} = \bar{Z}_{AC} \quad (18)$$

Para essa análise, também, considera-se que o gerador distribuído fornece potências ativa e reativa iguais em suas fases, conforme as Equações 19 e 20.

$$P_{1\phi} = \frac{P_{3\phi}}{3} = P_A = P_B = P_C \quad (19)$$

$$Q_{1\phi} = \frac{Q_{3\phi}}{3} = Q_A = Q_B = Q_C \quad (20)$$

Nessas condições de sistema simétrico e equilibrado com cargas equilibradas e geração simétrica do gerador distribuído. Resulta que as tensões da barra GD são representadas por um sistema de tensão trifásico simétrico e equilibrado, conforme Equação 21 e, portanto, tem-se a elevação das tensões apresentada na Equação 22.

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_A \\ \dot{V}_B \\ \dot{V}_C \end{bmatrix} = \dot{V}_A \cdot \begin{bmatrix} 1 \\ \alpha^2 \\ \alpha \end{bmatrix} \quad (21)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{V}_A \\ \Delta \dot{V}_B \\ \Delta \dot{V}_C \end{bmatrix} = \Delta \dot{V}_A \cdot \begin{bmatrix} 1 \\ \alpha^2 \\ \alpha \end{bmatrix} = (\dot{V}_A - \dot{V}_{th_A}) \cdot \begin{bmatrix} 1 \\ \alpha^2 \\ \alpha \end{bmatrix} \quad (22)$$

Como pode-se observar na Equação 22, a elevação das tensões das fases B e C podem ser calculadas a partir da elevação de tensão da fase A , desse modo, pode-se continuar a dedução utilizando o circuito monofásico equivalente da fase A . Assim, aplicando-se as relações (19), (20) e (21) em (11), obtêm-se como resultado a Equação 24.

$$\Delta \dot{V}_A = \bar{Z}_p \times \frac{P_{1\phi} - jQ_{1\phi}}{\dot{V}_A^*} + \bar{Z}_m \times \frac{P_{1\phi} - jQ_{1\phi}}{\dot{V}_A^* \times \alpha} + \bar{Z}_m \times \frac{P_{1\phi} - jQ_{1\phi}}{\dot{V}_A^* \times \alpha^2} \quad (23)$$

$$\Delta \dot{V}_A = \bar{Z}_p \times \frac{P_{1\phi} - jQ_{1\phi}}{\dot{V}_A^*} + (\alpha^2 + \alpha) \times \bar{Z}_m \times \frac{P_{1\phi} - jQ_{1\phi}}{\dot{V}_A^*} \quad (24)$$

Onde $\alpha^2 + \alpha$ é igual a -1 e $\bar{Z}_p - \bar{Z}_m$ é a impedância de sequência positiva de Thévenin da barra GD , $\bar{Z}_1 = R_1 + jX_1$.

Tem-se, portanto, a elevação de tensão da fase A escrita segundo a Equação 25.

$$\Delta \dot{V}_A = \bar{Z}_1 \times \frac{P_{1\phi} - jQ_{1\phi}}{\dot{V}_A^*} \quad (25)$$

Observando o diagrama fasorial, apresentado na Figura 12, pode-se escrever a tensão da fase A da barra GD com a presença do gerador distribuído segundo a Equação 26.

$$\dot{V}_A = V_A \times \cos\delta + jV_A \times \sin\delta \quad (26)$$

Figura 12 – Diagrama fasorial do monofásico equivalente da fase A

Fonte: autor

Aplica-se a relação (26) na relação (25), tem-se a Equação 28.

$$\Delta \dot{V}_A = \bar{Z}_1 \times \frac{P_{1\phi} - jQ_{1\phi}}{V_A \times (\cos\delta - j\sin\delta)} = \bar{Z}_1 \times \frac{P_{1\phi} - jQ_{1\phi}}{V_A} \times (\cos\delta + j\sin\delta) \quad (27)$$

$$\Delta \dot{V}_A = \frac{(R_1 + jX_1) \times (P_{1\phi} - jQ_{1\phi}) \times (\cos\delta + j\sin\delta)}{V_A} \quad (28)$$

Pode-se escrever a elevação da tensão da fase A separada em parte real e imaginária, de acordo com as Equações 30 e 31, respectivamente.

$$\Delta \dot{V}_A = \Delta V_{Ar} + j\Delta V_{Ai} \quad (29)$$

$$\Delta V_{Ar} = \frac{(P_{1\phi} \times R_1 + Q_{1\phi} \times X_1) \times \cos\delta}{V_A} + \frac{(-P_{1\phi} \times X_1 + Q_{1\phi} \times R_1) \times \sin\delta}{V_A} \quad (30)$$

$$\Delta V_{Ai} = \frac{(P_{1\phi} \times X_1 - Q_{1\phi} \times R_1) \times \cos\delta}{V_A} + \frac{(P_{1\phi} \times R_1 + Q_{1\phi} \times X_1) \times \sin\delta}{V_A} \quad (31)$$

Nessas condições, portanto, a elevação da tensão de uma das fases depende da impedância de curto-circuito de sequência positiva da barra GD, das potências ativa e reativa monofásicas, que são iguais para as três fases, e do módulo da tensão de umas das fases da barra GD, que também são idênticas para as três fases.

A Seção 3.2.2 apresenta a equação da elevação das tensões aproximada a partir de simplificações adotadas.

3.2.2 Equação Aproximada

Pode-se escrever a Equação 32 por meio da Figura 12.

$$\dot{V}_A = \dot{V}_{thA} + \Delta \dot{V}_A = V_{thA} + \Delta V_{Ar} + j\Delta V_{Ai} \quad (32)$$

A simplificação adotada considera que o quadrado da parte real de $\dot{V}_A$ é muito maior que o quadrado da sua parte imaginária, Equação 34.

$$|\dot{V}_A| = \sqrt{(V_{th_A} + \Delta V_{Ar})^2 + (\Delta V_{Ai})^2} \quad (33)$$

$$(V_{th_A} + \Delta V_{Ar})^2 \gg (\Delta V_{Ai})^2 \quad (34)$$

Consequentemente, $\delta \rightarrow 0$, como se pode observar na Equação 35.

$$\tan \delta = \frac{\Delta V_{Ai}}{V_{th_A} + \Delta V_{Ar}} \rightarrow 0 \quad (35)$$

Resultando nas seguintes simplificações nas Equações 30 e 31 previamente definidas:

$$\square \frac{(P_{1\phi} \times R_1 + Q_{1\phi} \times X_1) \times \cos \delta}{V_A} = \frac{(P_{1\phi} \times R_1 + Q_{1\phi} \times X_1)}{V_A}$$

$$\square \frac{(-P_{1\phi} \times X_1 + Q_{1\phi} \times R_1) \times \sin \delta}{V_A} = 0$$

$$\square \frac{(P_{1\phi} \times X_1 - Q_{1\phi} \times R_1) \times \cos \delta}{V_A} = \frac{(P_{1\phi} \times X_1 - Q_{1\phi} \times R_1)}{V_A} \rightarrow 0 \text{ devido à simplificação adotada na Equação 34}$$

$$\square \frac{(P_{1\phi} \times R_1 + Q_{1\phi} \times X_1) \times \sin \delta}{V_A} = 0$$

Por fim, adota-se a aproximação para a tensão no denominador da expressão ($V_A \simeq V_{th_A}$) para resultar em uma equação aproximada que não dependa da tensão após a conexão do gerador distribuído e, sim, da tensão de Thévenin, como pode ser observado na Equação 36. Essa equação é apresentada em diversos trabalhos científicos publicados na literatura.

$$\Delta V_A \simeq \frac{(P_{1\phi} \times R_1 + Q_{1\phi} \times X_1)}{V_{th_A}} \quad (36)$$

Valor Aproximado do Fator de Potência que Anula a Elevação das Tensões da Barra GD

A relação aproximada entre potência ativa e reativa fornecida pelo gerador distribuído que anula a elevação das tensões é apresentada na Equação 39. Ou seja, a partir da Equação 36, impondo-se $\Delta V_A = 0$, tem-se que:

$$0 = \frac{(P_{1\phi} \times R_1 + Q_{1\phi} \times X_1)}{V_{th_A}} \quad (37)$$

$$P_{1\phi} \times R_1 + Q_{1\phi} \times X_1 = 0 \quad (38)$$

$$\frac{P_{1\phi}}{Q_{1\phi}} = -\frac{X_1}{R_1} \quad (39)$$

Aplicando-se a Equação 39 na Equação 40 é possível calcular o valor aproximado do fator de potência que anula a elevação das tensões da barra GD em função das resistência e reatância de sequência positiva de Thévenin, de acordo com a Equação 41.

$$FP = \cos\varphi = \frac{P_{1\phi}}{\sqrt{P_{1\phi}^2 + Q_{1\phi}^2}} = \frac{\left(\frac{P_{1\phi}}{Q_{1\phi}}\right)}{\sqrt{\left(\frac{P_{1\phi}}{Q_{1\phi}}\right)^2 + 1}} \quad (40)$$

$$FP = \cos\varphi \simeq \frac{-\left(\frac{X_1}{R_1}\right)}{\sqrt{\left(\frac{X_1}{R_1}\right)^2 + 1}} \quad (41)$$

3.3 Elevação de Tensão Causada pela Conexão de n Geradores Distribuídos

Nesta seção apresenta-se como a elevação das tensões das barras de um alimentador dependem da conexão simultânea de n geradores distribuídos.

3.3.1 Caracterização do Alimentador

A Figura 13 apresenta um alimentador trifásico alimentado por um suprimento ideal em sua barra S com n geradores distribuídos conectados. O alimentador é um circuito linear constituído por linhas, transformadores, consumidores, entre outros. O alimentador apresenta uma barra para o suprimento, S , n barras para os geradores distribuídos e m barras que podem apresentar consumidores conectados. Portanto, a quantidade de barras do alimentador é a soma $1 + n + m$.

As tensões nodais do sistema podem ser relacionadas com as correntes injetadas a partir da matriz de impedâncias nodais, conforme a Equação 42. Vale salientar que as tensões da barra S , $\dot{\mathbf{V}}_S$, não são incógnitas do problema, pois é suprida por

Figura 13 – Alimentador trifásico alimentado por um suprimento e por n geradores distribuídos

Fonte: autor

geradores ideais de tensão.

$$\begin{bmatrix} \dot{\mathbf{V}}_{\text{GD}_1} \\ \vdots \\ \dot{\mathbf{V}}_{\text{GD}_i} \\ \vdots \\ \dot{\mathbf{V}}_{\text{GD}_n} \\ \vdots \\ \dot{\mathbf{V}}_j \\ \vdots \\ \dot{\mathbf{V}}_m \end{bmatrix} = \bar{\mathbf{Z}} \cdot \begin{bmatrix} \dot{\mathbf{I}}_{\text{GD}_1} \\ \vdots \\ \dot{\mathbf{I}}_{\text{GD}_i} \\ \vdots \\ \dot{\mathbf{I}}_{\text{GD}_n} \\ \vdots \\ \dot{\mathbf{I}}_j \\ \vdots \\ \dot{\mathbf{I}}_m \end{bmatrix} \quad (42)$$

As tensões e as correntes do suprimento, $\dot{\mathbf{V}}_S$ e $\dot{\mathbf{I}}_S$, e dos n geradores distribuídos,

$\dot{\mathbf{V}}_{\text{GD}_i}$ e $\dot{\mathbf{I}}_{\text{GD}_i}$, são vetores com dimensões 3×1 , pois representam as tensões nodais e as correntes injetadas de barras trifásicas, de acordo com as relações 43 e 44.

$$\dot{\mathbf{V}}_{\text{S}} = \begin{bmatrix} \dot{V}_{S_A} \\ \dot{V}_{S_B} \\ \dot{V}_{S_C} \end{bmatrix}, \quad \dot{\mathbf{I}}_{\text{S}} = \begin{bmatrix} \dot{I}_{S_A} \\ \dot{I}_{S_B} \\ \dot{I}_{S_C} \end{bmatrix} \quad (43)$$

$$\dot{\mathbf{V}}_{\text{GD}_i} = \begin{bmatrix} \dot{V}_{\text{GD}_iA} \\ \dot{V}_{\text{GD}_iB} \\ \dot{V}_{\text{GD}_iC} \end{bmatrix}, \quad \dot{\mathbf{I}}_{\text{GD}_i} = \begin{bmatrix} \dot{I}_{\text{GD}_iA} \\ \dot{I}_{\text{GD}_iB} \\ \dot{I}_{\text{GD}_iC} \end{bmatrix} \quad (44)$$

Para as m barras restantes, $\dot{\mathbf{V}}_j$ e $\dot{\mathbf{I}}_j$ podem apresentar dimensões 1×1 , 2×1 , 3×1 ou 4×1 , para representar barras monofásicas, bifásicas, trifásicas e trifásicas com neutro, respectivamente.

A Equação 45 apresenta a tensão nodal e a corrente injetada de uma barra j monofásica com apenas a fase C , por exemplo.

$$\dot{\mathbf{V}}_j = \begin{bmatrix} \dot{V}_{jC} \end{bmatrix}, \quad \dot{\mathbf{I}}_j = \begin{bmatrix} \dot{I}_{jC} \end{bmatrix} \quad (45)$$

A Equação 46 apresenta as tensões nodais e as correntes injetadas de uma barra j bifásica com fases A e C , por exemplo.

$$\dot{\mathbf{V}}_j = \begin{bmatrix} \dot{V}_{jA} \\ \dot{V}_{jC} \end{bmatrix}, \quad \dot{\mathbf{I}}_j = \begin{bmatrix} \dot{I}_{jA} \\ \dot{I}_{jC} \end{bmatrix} \quad (46)$$

Da mesma forma que para a barra do suprimento e as barras dos geradores distribuídos, a Equação 47 apresenta uma barra j trifásica.

$$\dot{\mathbf{V}}_j = \begin{bmatrix} \dot{V}_{jA} \\ \dot{V}_{jB} \\ \dot{V}_{jC} \end{bmatrix}, \quad \dot{\mathbf{I}}_j = \begin{bmatrix} \dot{I}_{jA} \\ \dot{I}_{jB} \\ \dot{I}_{jC} \end{bmatrix} \quad (47)$$

Caso o alimentador seja modelado com o neutro acessível, barras j podem apresentar 4 tensões nodais e correntes injetadas, em concordância com a Equação 48.

$$\dot{\mathbf{V}}_j = \begin{bmatrix} \dot{V}_{jA} \\ \dot{V}_{jB} \\ \dot{V}_{jC} \\ \dot{V}_{jN} \end{bmatrix}, \quad \dot{\mathbf{I}}_j = \begin{bmatrix} \dot{I}_{jA} \\ \dot{I}_{jB} \\ \dot{I}_{jC} \\ \dot{I}_{jN} \end{bmatrix} \quad (48)$$

Vale salientar que para as barras que não apresentam nenhuma geração ou consumidor conectado, as suas correntes injetadas são nulas.

A matriz de impedâncias nodais do alimentador com dimensão $(n+m) \times (n+m)$ é apresentada na Equação 49.

$$\bar{\mathbf{Z}} = \begin{bmatrix} \bar{\mathbf{Z}}_{\text{GD}_1\text{GD}_1} & \dots & \bar{\mathbf{Z}}_{\text{GD}_1\text{GD}_i} & \dots & \bar{\mathbf{Z}}_{\text{GD}_1\text{GD}_n} & \dots & \bar{\mathbf{Z}}_{\text{GD}_1j} & \dots & \bar{\mathbf{Z}}_{\text{GD}_1m} \\ \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ \bar{\mathbf{Z}}_{\text{GD}_i\text{GD}_1} & \dots & \bar{\mathbf{Z}}_{\text{GD}_i\text{GD}_i} & \dots & \bar{\mathbf{Z}}_{\text{GD}_i\text{GD}_n} & \dots & \bar{\mathbf{Z}}_{\text{GD}_ij} & \dots & \bar{\mathbf{Z}}_{\text{GD}_im} \\ \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ \bar{\mathbf{Z}}_{\text{GD}_n\text{GD}_1} & \dots & \bar{\mathbf{Z}}_{\text{GD}_n\text{GD}_i} & \dots & \bar{\mathbf{Z}}_{\text{GD}_n\text{GD}_n} & \dots & \bar{\mathbf{Z}}_{\text{GD}_nj} & \dots & \bar{\mathbf{Z}}_{\text{GD}_nm} \\ \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ \bar{\mathbf{Z}}_{j\text{GD}_1} & \dots & \bar{\mathbf{Z}}_{j\text{GD}_i} & \dots & \bar{\mathbf{Z}}_{j\text{GD}_n} & \dots & \bar{\mathbf{Z}}_{jj} & \dots & \bar{\mathbf{Z}}_{jm} \\ \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ \bar{\mathbf{Z}}_{m\text{GD}_1} & \dots & \bar{\mathbf{Z}}_{m\text{GD}_i} & \dots & \bar{\mathbf{Z}}_{m\text{GD}_n} & \dots & \bar{\mathbf{Z}}_{mj} & \dots & \bar{\mathbf{Z}}_{mm} \end{bmatrix} \quad (49)$$

Onde:

- Impedância de entrada, $\bar{\mathbf{Z}}_{kk}$, é definida pela relação entre as tensões nodais e as correntes injetadas da barra k , quando todas as fontes de tensões e correntes das demais barras são desativadas. Portanto, $\bar{\mathbf{Z}}_{kk} = \frac{\dot{\mathbf{V}}_k}{\dot{\mathbf{I}}_k}$ corresponde a impedância de Thevenin da barra k , $\bar{\mathbf{Z}}_{\text{th}_k}$, conforme a (GRAINGER; STEVENSON, 1994). Essa matriz é quadrada com a dimensão igual a quantidade de fases da barra k , ou seja, monofásica, bifásica, trifásica ou trifásica com neutro;
- Impedância de transferência, $\bar{\mathbf{Z}}_{kl}$, é definida pela relação entre as tensões nodais da barra l e as correntes injetadas da barra k , quando apenas as fontes de correntes da barra k estão ativas, ou seja, $\bar{\mathbf{Z}}_{kl} = \frac{\dot{\mathbf{V}}_l}{\dot{\mathbf{I}}_k}$. A dimensão dessa matriz é igual a quantidade de fases da barra l pela quantidade de fases da barra k .

3.3.2 Cálculo da Elevação das Tensões das Barras do Alimentador

O teorema da superposição de efeitos é utilizado para realizar o cálculo da elevação das tensões das barras do alimentador devido à conexão simultânea de n geradores distribuídos. Segundo (ORSINI; CONSONNI, 2004), o teorema de superposição de efeitos pode ser aplicado se o circuito em análise é linear, que é o caso.

Por meio do teorema da superposição de efeitos, o alimentador da Figura 13 pode ser separado em dois circuitos. O primeiro circuito desconsidera os geradores

distribuídos, isto é, inativa as fontes de correntes das barras GD s e, portanto, como resultado obtêm-se a Equação 50.

$$\begin{bmatrix} \dot{\mathbf{V}}'_{GD_1} \\ \vdots \\ \dot{\mathbf{V}}'_{GD_i} \\ \vdots \\ \dot{\mathbf{V}}'_{GD_n} \\ \vdots \\ \dot{\mathbf{V}}'_j \\ \vdots \\ \dot{\mathbf{V}}'_m \end{bmatrix} = \bar{\mathbf{Z}} \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{0} \\ \vdots \\ \mathbf{0} \\ \vdots \\ \mathbf{0} \\ \vdots \\ \dot{\mathbf{I}}_j \\ \vdots \\ \dot{\mathbf{I}}_m \end{bmatrix} \quad (50)$$

O segundo circuito considera os geradores distribuídos e desconsidera o suprimento e todos os consumidores, pois os últimos também são modelados por meio de fontes de correntes. Dessa forma, pode-se escrever a Equação 51

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\mathbf{V}}_{GD_1} \\ \vdots \\ \Delta \dot{\mathbf{V}}_{GD_i} \\ \vdots \\ \Delta \dot{\mathbf{V}}_{GD_n} \\ \vdots \\ \Delta \dot{\mathbf{V}}_j \\ \vdots \\ \Delta \dot{\mathbf{V}}_m \end{bmatrix} = \bar{\mathbf{Z}} \cdot \begin{bmatrix} \dot{\mathbf{I}}_{GD_1} \\ \vdots \\ \dot{\mathbf{I}}_{GD_i} \\ \vdots \\ \dot{\mathbf{I}}_{GD_n} \\ \vdots \\ \mathbf{0} \\ \vdots \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} \quad (51)$$

Pode-se escrever as correntes injetadas das barras GD s em função das potências ativas e reativas dos geradores, conforme a Equação 52

$$\dot{\mathbf{I}}_{GD_i} = \begin{bmatrix} \dot{I}_{GD_{iA}} \\ \dot{I}_{GD_{iB}} \\ \dot{I}_{GD_{iC}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{P_{GD_{iA}} - jQ_{GD_{iA}}}{\dot{V}_{GD_{iA}}^*} \\ \frac{P_{GD_{iB}} - jQ_{GD_{iB}}}{\dot{V}_{GD_{iB}}^*} \\ \frac{P_{GD_{iC}} - jQ_{GD_{iC}}}{\dot{V}_{GD_{iC}}^*} \end{bmatrix} \quad (52)$$

O teorema da superposição de efeitos garante que as tensões resultantes na barra k equivalem a soma das tensões dessa barra dos dois circuitos, em conformidade com

a Equação 53.

$$\dot{\mathbf{V}}_k = \dot{\mathbf{V}}'_k + \Delta \dot{\mathbf{V}}_k \quad (53)$$

Por fim, a elevação das tensões da barra k pode ser calculada por meio da Equação 55.

$$\Delta \dot{\mathbf{V}}_k = \bar{\mathbf{Z}}_{kGD_1} \times \dot{\mathbf{I}}_{GD_1} + \dots + \bar{\mathbf{Z}}_{kGD_i} \times \dot{\mathbf{I}}_{GD_i} + \dots + \bar{\mathbf{Z}}_{kGD_n} \times \dot{\mathbf{I}}_{GD_n} \quad (54)$$

$$\Delta \dot{\mathbf{V}}_k = \sum_{i=1}^n \bar{\mathbf{Z}}_{kGD_i} \times \begin{bmatrix} \frac{P_{GD_{iA}} - jQ_{GD_{iA}}}{\dot{V}_{GD_{iA}}^*} \\ \frac{P_{GD_{iB}} - jQ_{GD_{iB}}}{\dot{V}_{GD_{iB}}^*} \\ \frac{P_{GD_{iC}} - jQ_{GD_{iC}}}{\dot{V}_{GD_{iC}}^*} \end{bmatrix} \quad (55)$$

Como pode-se observar na Equação 55, a elevação das tensões da barra k depende das potências ativas e reativas dos geradores distribuídos e das matrizes de impedância de transferência da barra k com as barras GD s dos geradores.

Elevação das Tensões das Barras dos Geradores Distribuídos

Considerando apenas a elevação das tensões das n barras onde os geradores são conectados, pode-se escrever a Equação 57.

$$\Delta \dot{\mathbf{V}}_{GD_i} = \bar{\mathbf{Z}}_{GD_iGD_1} \times \dot{\mathbf{I}}_{GD_1} + \dots + \bar{\mathbf{Z}}_{GD_iGD_i} \times \dot{\mathbf{I}}_{GD_i} + \dots + \bar{\mathbf{Z}}_{GD_iGD_n} \times \dot{\mathbf{I}}_{GD_n} \quad (56)$$

$$\Delta \dot{\mathbf{V}}_{GD_i} = \sum_{i=1}^n \bar{\mathbf{Z}}_{GD_iGD_i} \times \begin{bmatrix} \frac{P_{GD_{iA}} - jQ_{GD_{iA}}}{\dot{V}_{GD_{iA}}^*} \\ \frac{P_{GD_{iB}} - jQ_{GD_{iB}}}{\dot{V}_{GD_{iB}}^*} \\ \frac{P_{GD_{iC}} - jQ_{GD_{iC}}}{\dot{V}_{GD_{iC}}^*} \end{bmatrix} \quad (57)$$

A elevação das tensões da barra GD_i depende da impedância de Thévenin dessa barra e das impedâncias de transferência entre essa barra e as outras barras onde os outros geradores estão conectados e, além disso, dos valores de potências ativa e reativa de cada gerador distribuído.

A avaliação da influência dos valores dessas impedâncias são tratadas na Seção 3.3.3.

Elevação das Tensões das Barras do Alimentador Causada por um Gerador Distribuído

A Seção 3.2 descreve como um gerador distribuído eleva as tensões apenas de sua barra de conexão, barra GD . Nessa seção, por meio da Equação 55, pode-se determinar a elevação de tensões de todas as barras do alimentador para essa situação ($n = 1$), conforme apresentado na Equação 59.

$$\Delta \dot{\mathbf{V}}_k = \bar{\mathbf{Z}}_{kGD} \times \dot{\mathbf{I}}_{GD} \quad (58)$$

$$\Delta \dot{\mathbf{V}}_k = \bar{\mathbf{Z}}_{kGD} \times \begin{bmatrix} \frac{P_{GDA} - jQ_{GDA}}{\dot{V}_{GDA}^*} \\ \frac{P_{GDB} - jQ_{GDB}}{\dot{V}_{GDB}^*} \\ \frac{P_{GDC} - jQ_{GDC}}{\dot{V}_{GDC}^*} \end{bmatrix} \quad (59)$$

3.3.3 Influência dos Valores das Impedâncias na Elevação das Tensões

O impacto da elevação das tensões nas barras de um alimentador depende fortemente das suas impedâncias de Thévenin e de transferência.

Essa seção tem, portanto, a finalidade de compreender a relação entre as magnitudes dessas impedâncias presentes na matriz de impedâncias nodais, $\bar{\mathbf{Z}}$. Para isso, sem perda de generalidade, considere o circuito radial da Figura 14 para a montagem da sua $\bar{\mathbf{Z}}$.

Figura 14 – Exemplo de circuito radial

Fonte: autor

3.3.3.1 Montagem da Matriz de Impedâncias Nodais

Como apresentado na Seção 3.3.1, a matriz $\bar{Z}$ relaciona as tensões nodais com as correntes injetadas de um circuito, no entanto, essa matriz só pode ser construída quando considera-se uma de suas barras como referência, ou seja, com tensões fixas. Dessa forma, para esse exemplo, considera-se a barra 0 como referência ou *swing* e, portanto, pode-se expressar a $\bar{Z}$ do circuito na Equação 60.

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_1 \\ \dot{V}_2 \\ \dot{V}_3 \\ \dot{V}_4 \\ \dot{V}_5 \\ \dot{V}_6 \end{bmatrix} = \bar{Z} \cdot \begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \dot{I}_3 \\ \dot{I}_4 \\ \dot{I}_5 \\ \dot{I}_6 \end{bmatrix} \quad (60)$$

Onde:

$$\bar{Z} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{11} & \bar{Z}_{12} & \bar{Z}_{13} & \bar{Z}_{14} & \bar{Z}_{15} & \bar{Z}_{16} \\ \bar{Z}_{12} & \bar{Z}_{22} & \bar{Z}_{23} & \bar{Z}_{24} & \bar{Z}_{25} & \bar{Z}_{26} \\ \bar{Z}_{13} & \bar{Z}_{23} & \bar{Z}_{33} & \bar{Z}_{34} & \bar{Z}_{35} & \bar{Z}_{36} \\ \bar{Z}_{14} & \bar{Z}_{24} & \bar{Z}_{34} & \bar{Z}_{44} & \bar{Z}_{45} & \bar{Z}_{46} \\ \bar{Z}_{15} & \bar{Z}_{25} & \bar{Z}_{35} & \bar{Z}_{45} & \bar{Z}_{55} & \bar{Z}_{56} \\ \bar{Z}_{16} & \bar{Z}_{26} & \bar{Z}_{36} & \bar{Z}_{46} & \bar{Z}_{56} & \bar{Z}_{66} \end{bmatrix} \quad (61)$$

Existem diversas técnicas de montagem da matriz de impedâncias nodais. Porém, neste documento, utiliza-se a técnica chamada de montagem pela definição, segundo a referência (GRAINGER; STEVENSON, 1994).

Esse método permite calcular os valores de uma coluna da $\bar{Z}$ de cada vez. Por exemplo, para calcular a coluna 3 da $\bar{Z}$, deve-se aplicar uma corrente injetada apenas nessa barra, ou seja, $\dot{I}_3 \neq 0$ e $\dot{I}_i = 0$ sendo $i = 1, 2, 4, 5, 6$, conforme Figura 15. Como resultado, pode-se escrever a Equação 62

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_1 \\ \dot{V}_2 \\ \dot{V}_3 \\ \dot{V}_4 \\ \dot{V}_5 \\ \dot{V}_6 \end{bmatrix} = \bar{Z} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \dot{I}_3 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{13} \\ \bar{Z}_{23} \\ \bar{Z}_{33} \\ \bar{Z}_{34} \\ \bar{Z}_{35} \\ \bar{Z}_{36} \end{bmatrix} \cdot \dot{I}_3 \quad (62)$$

Calcula-se a partir da Figura 15 as tensões de todas as barras por meio da segunda lei de Kirchhoff e da lei de Ohm. Nota-se que a barra definida como referência,

$\bar{Z}$ na Equação 70, no qual as colunas estão em ordem crescente.

$$\bar{Z} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_a & \bar{Z}_a & \bar{Z}_a & \bar{Z}_a & \bar{Z}_a & \bar{Z}_a \\ \bar{Z}_a & \bar{Z}_a + \bar{Z}_b & \bar{Z}_a + \bar{Z}_b & \bar{Z}_a + \bar{Z}_b & \bar{Z}_a + \bar{Z}_b & \bar{Z}_a + \bar{Z}_b \\ \bar{Z}_a & \bar{Z}_a + \bar{Z}_b & \bar{Z}_a + \bar{Z}_b + \bar{Z}_c & \bar{Z}_a + \bar{Z}_b & \bar{Z}_a + \bar{Z}_b & \bar{Z}_a + \bar{Z}_b \\ \bar{Z}_a & \bar{Z}_a + \bar{Z}_b & \bar{Z}_a + \bar{Z}_b & \bar{Z}_a + \bar{Z}_b + \bar{Z}_d & \bar{Z}_a + \bar{Z}_b + \bar{Z}_d & \bar{Z}_a + \bar{Z}_b + \bar{Z}_d \\ \bar{Z}_a & \bar{Z}_a + \bar{Z}_b & \bar{Z}_a + \bar{Z}_b & \bar{Z}_a + \bar{Z}_b + \bar{Z}_d & \bar{Z}_a + \bar{Z}_b + \bar{Z}_e & \bar{Z}_a + \bar{Z}_b + \bar{Z}_d \\ \bar{Z}_a & \bar{Z}_a + \bar{Z}_b & \bar{Z}_a + \bar{Z}_b & \bar{Z}_a + \bar{Z}_b + \bar{Z}_d & \bar{Z}_a + \bar{Z}_b + \bar{Z}_d & \bar{Z}_a + \bar{Z}_b + \bar{Z}_d + \bar{Z}_f \end{bmatrix} \quad (70)$$

Características da $\bar{Z}$

Os elementos da diagonal principal correspondem as impedâncias de entrada ou de Thévenin de cada barra, isto é, a medida da impedância do caminho elétrico entre a referência, barra 0, e a barra selecionada. Por exemplo, a Figura 16 apresenta o caminho elétrico, em verde, para a medida da impedância de Thévenin da barra 3, $\bar{Z}_{33}$, que corresponde a $\bar{Z}_a + \bar{Z}_b + \bar{Z}_c$.

Figura 16 – Caminho elétrico para a medida da impedância de Thévenin da barra 3

Fonte: autor

Os elementos fora da diagonal principal correspondem as impedâncias de transferência entre as barras. A impedância de transferência entre duas barras, i e j , é a impedância do caminho elétrico entre a referência e a barra pai comum dessas duas barras. Como exemplo, a Figura 17 apresenta em verde o caminho elétrico para a medida da impedância de transferência entre as barras 3 e 5, $\bar{Z}_{35}$ com valor $\bar{Z}_a + \bar{Z}_b$. Observa-se que esse caminho é definido entre a barra de referência, barra 0, e a barra pai comum, que corresponde a barra 2.

A Figura 17 também apresenta os caminhos elétricos das impedâncias de Thévenin das barras 3 e 5 que correspondem a soma das impedâncias do caminho verde

Figura 17 – Caminho elétrico para a medida da impedância de transferência entre as barras 3 e 5

Fonte: autor

e azul e das impedâncias do caminho verde e laranja, respectivamente. Ou seja, $\bar{Z}_{35} = \bar{Z}_a + \bar{Z}_b$

A partir desses exemplos é possível listar algumas características dos elementos da matriz $\bar{Z}$:

- ❑ A impedância de Thévenin de uma barra i é sempre maior ou igual a qualquer impedância de transferência associada a essa barra i ;
- ❑ A impedância de Thévenin de uma barra i é maior que a impedância de Thévenin de qualquer barra j presente no caminho elétrico entre a referência e a barra i ;
- ❑ A impedância de transferência entre as barras i e j depende apenas da barra pai comum entre elas. Essa barra pai comum pode ser a própria barra i ou a barra j , isso acontece quando uma das duas barras se encontra no caminho elétrico entre a referência e a outra barra. Caso contrário, a barra pai comum está tanto no caminho elétrico entre a referência e a barra i quanto entre a referência e a barra j .

3.3.3.2 Influência das Impedâncias da Matriz $\bar{Z}$ na Elevação das Tensões do Circuito

Considera-se a presença de quatro geradores distribuídos no circuito para o cálculo da elevação das tensões. Para isso, pode-se utilizar apenas o circuito da Figura 18 segundo o teorema de superposição de efeitos.

Figura 18 – Circuito radial com 4 geradores distribuídos para o cálculo da elevação das tensões das suas barras

Fonte: autor

Pode-se representar o circuito da Figura 18 matematicamente, conforme a Equação 71.

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{V}_1 \\ \Delta \dot{V}_2 \\ \Delta \dot{V}_3 \\ \Delta \dot{V}_4 \\ \Delta \dot{V}_5 \\ \Delta \dot{V}_6 \end{bmatrix} = \bar{Z} \cdot \begin{bmatrix} \dot{I}_{GD1} \\ 0 \\ \dot{I}_{GD3} \\ \dot{I}_{GD4} \\ \dot{I}_{GD5} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{11} & \bar{Z}_{13} & \bar{Z}_{14} & \bar{Z}_{15} \\ \bar{Z}_{12} & \bar{Z}_{23} & \bar{Z}_{24} & \bar{Z}_{25} \\ \bar{Z}_{13} & \bar{Z}_{33} & \bar{Z}_{34} & \bar{Z}_{35} \\ \bar{Z}_{14} & \bar{Z}_{34} & \bar{Z}_{44} & \bar{Z}_{45} \\ \bar{Z}_{15} & \bar{Z}_{35} & \bar{Z}_{45} & \bar{Z}_{55} \\ \bar{Z}_{16} & \bar{Z}_{36} & \bar{Z}_{46} & \bar{Z}_{56} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{I}_{GD1} \\ \dot{I}_{GD3} \\ \dot{I}_{GD4} \\ \dot{I}_{GD5} \end{bmatrix} \quad (71)$$

Substituindo os valores das impedâncias de Thévenin e de transferência da Equação 71, obtêm-se a Equação 72.

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{V}_1 \\ \Delta \dot{V}_2 \\ \Delta \dot{V}_3 \\ \Delta \dot{V}_4 \\ \Delta \dot{V}_5 \\ \Delta \dot{V}_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_a & \bar{Z}_a & \bar{Z}_a & \bar{Z}_a \\ \bar{Z}_a & \bar{Z}_a + \bar{Z}_b & \bar{Z}_a + \bar{Z}_b & \bar{Z}_a + \bar{Z}_b \\ \bar{Z}_a & \bar{Z}_a + \bar{Z}_b + \bar{Z}_c & \bar{Z}_a + \bar{Z}_b & \bar{Z}_a + \bar{Z}_b \\ \bar{Z}_a & \bar{Z}_a + \bar{Z}_b & \bar{Z}_a + \bar{Z}_b + \bar{Z}_d & \bar{Z}_a + \bar{Z}_b + \bar{Z}_d \\ \bar{Z}_a & \bar{Z}_a + \bar{Z}_b & \bar{Z}_a + \bar{Z}_b + \bar{Z}_d & \bar{Z}_a + \bar{Z}_b + \bar{Z}_e \\ \bar{Z}_a & \bar{Z}_a + \bar{Z}_b & \bar{Z}_a + \bar{Z}_b + \bar{Z}_d & \bar{Z}_a + \bar{Z}_b + \bar{Z}_d \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{I}_{GD1} \\ \dot{I}_{GD3} \\ \dot{I}_{GD4} \\ \dot{I}_{GD5} \end{bmatrix} \quad (72)$$

Conclusões sobre a influência das impedâncias da matriz $\bar{Z}$ na elevação das tensões desse circuito exemplo são listadas a seguir:

- Um gerador conectado em uma barra j , que se encontra no caminho elétrico entre a referência e uma barra i , impacta essa barra por meio da impedância de Thévenin da barra j . Por exemplo, o impacto do gerador GD_1 nas barras

a jusante da barra 1 é o mesmo, $\bar{Z}_a \times \dot{I}_{GD_1}$, onde $\bar{Z}_a$ é a impedância da barra 1;

- Uma barra i no caminho elétrico entre a referência e um gerador conectado em uma barra j tem sua tensão impactada em função da impedância de transferência entre essas barras, i e j . Dessa forma, quanto mais próxima a barra i está da barra j maior é o impacto sofrido. Por exemplo, o impacto do gerador GD_5 é maior sobre a barra 4, $(\bar{Z}_a + \bar{Z}_b + \bar{Z}_d) \times \dot{I}_{GD_5}$, do que sobre a barra 1, $\bar{Z}_a \times \dot{I}_{GD_5}$;
- Um gerador conectado em uma barra j que não se encontra no caminho elétrico entre a referência e uma barra i impacta essa barra por meio da impedância de transferência entre essas duas barras, i e j , e, portanto, corresponde à medida da impedância entre a referência e a barra pai comum dessas barras. Por exemplo, o gerador GD_3 impacta as barras 4, 5 e 6 da mesma forma, $(\bar{Z}_a + \bar{Z}_b) \times \dot{I}_{GD_5}$. Caso houvesse uma barra a jusante da barra 3, no entanto, esse mesmo gerador impactaria a sua tensão com o seguinte valor, $(\bar{Z}_a + \bar{Z}_b + \bar{Z}_c) \times \dot{I}_{GD_5}$, se enquadrando no primeiro ponto dessa análise.

Resumidamente, pode-se dizer que geradores conectados próximos ao início do alimentador pouco impactam na elevação das tensões das barras do sistema, porém, quando conectados perto do fim do alimentador podem impactar mais as tensões das barras próximas do final do alimentador do que das barras próximas ao seu início.

3.4 Considerações Finais

Esse capítulo teve por objetivo apresentar matematicamente a influência da integração de GD nas tensões da rede.

Observou-se que a elevação de tensão devido à integração de uma GD depende de diversos fatores, dentre eles estão os valores da matriz de impedâncias de Thévenin e os valores de potências ativa e reativa dos sistemas.

Também foi apresentado a elevação da tensão de uma barra devido a integração de diversas GD. Nesse contexto, realizou-se uma análise de como cada gerador impacta as tensões da rede.

Metodologia de Avaliação dos Impactos de Funções Inteligentes em Redes de Distribuição

4.1 Considerações Iniciais

Este capítulo apresenta a metodologia proposta para avaliar como as funções inteligentes de inversores de sistemas fotovoltaicos impactam a operação de redes de distribuição em função do nível de penetração, carregamento do alimentador e radiação solar.

Os níveis de penetração são determinados por meio de uma análise de fluxo de potência estático, que é responsável em resolver o circuito para uma condição de geração e carga fixo, conforme apresentado na Seção 4.3. As operações diárias do alimentador são definidas a partir da combinação de duas curvas de carregamento e duas de radiação solar.

A avaliação consiste em analisar como as combinações de funções inteligentes influenciam na operação do alimentador. Essa avaliação utiliza a análise de fluxo de potência temporal, que é responsável em resolver o circuito para um período definido, por exemplo um dia, conforme apresentado na Seção 4.4 e, portanto, consiste em uma representação matemática mais detalhada e precisa do problema, pois inclui tanto as condições de carga e geração ao longo do tempo como as configurações dos equipamentos automáticos de regulação de tensão.

Por fim, os impactos causados pelas combinações de funções inteligentes são avaliados por meio de dois procedimentos diferentes. O primeiro utiliza diversas métricas para determinar o estado da operação da rede, como por exemplo, máxima tensão, quantidade de operações dos equipamentos automáticos de regulação de

tensão, perdas técnicas, entre outros. O segundo procedimento é realizado por meio da aplicação de metodologia chamada de classificação por qualidade de energia, que tem como principal objetivo ordenar os cenários conforme seus benefícios para a operação da rede.

4.2 Definição das Localizações de Instalação dos Sistemas Fotovoltaicos

Define-se a utilização de 3 sistemas fotovoltaicos ao longo da rede para, portanto, possibilitar que as três funções inteligentes, quais sejam volt-var, volt-watt e fator de potência fixo possam ser alocadas simultaneamente com o número mínimo de localidades.

A metodologia proposta para definir as 3 localidades utiliza o módulo da impedância de sequência positiva medida entre o início do alimentador e a última barra do tronco do alimentador, $|\bar{Z}_{1_{tronco}}|$. Essa metodologia se baseia na definição do tronco do alimentador e, em seguida, na seleção de barras que possuem impedâncias de sequência positiva que sejam frações específicas da impedância de sequência positiva do tronco. Define-se a última barra do tronco do alimentador por meio do processo descrito a seguir:

1. O tronco, por hipótese, é definido considerando apenas as barras de média tensão trifásicas. A Figura 19 apresenta as barras de média tensão trifásicas de um circuito exemplo representado pelas impedâncias de sequência positiva.

Figura 19 – Parte MT do circuito exemplo

Fonte: autor

2. Realiza-se o estudo de curto-circuito com a finalidade de se obter os valores das impedância de curto-circuito para todas as barras, conforme apresentado

na Equação 73.

$$\begin{bmatrix} \bar{Z}_{barra_1} \\ \bar{Z}_{barra_2} \\ \bar{Z}_{barra_3} \\ \bar{Z}_{barra_4} \\ \bar{Z}_{barra_5} \\ \bar{Z}_{barra_6} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_a \\ \bar{Z}_a + \bar{Z}_b \\ \bar{Z}_a + \bar{Z}_b + \bar{Z}_c \\ \bar{Z}_a + \bar{Z}_b + \bar{Z}_d \\ \bar{Z}_a + \bar{Z}_b + \bar{Z}_d + \bar{Z}_e \\ \bar{Z}_a + \bar{Z}_b + \bar{Z}_d + \bar{Z}_f \end{bmatrix} \quad (73)$$

3. Encontra-se a barra com o maior valor de impedância de curto-circuito para definir o caminho principal, que se estende da subestação até essa barra. A Figura 20 apresenta o caminho principal do circuito exemplo, consequentemente, a barra 5 apresenta o maior valor de impedância de curto-circuito, assumindo que $\bar{Z}_e > \bar{Z}_f$ e $\bar{Z}_c < \bar{Z}_d + \bar{Z}_e$.

Figura 20 – Caminho principal do circuito exemplo

Fonte: autor

4. Realiza-se o fluxo de potência estático considerando o carregamento máximo do circuito. Em seguida, são armazenadas tanto a potência de entrada de cada barra (valores em verde na Figura 20) presente no caminho principal quanto diferença entre as potências de entrada de barras seguidas desse caminho, conforme a Tabela 5.

Tabela 5 – Potência de entrada e diferença das potências de entrada

Potência		
Barra	Entrada	Diferença
1	P_1	$P_1 - P_2 = 0$
2	P_2	$P_2 - P_4 > 0$
4	P_4	$P_4 - P_5 > 0$
5	P_5	$P_5 - 0 > 0$

Fonte: autor

5. Define-se a última barra do tronco como sendo aquela que apresenta o valor da coluna Diferença da Tabela 5 mais próximo e menor que 15 % da potência consumida pelo alimentador, P_0 .

Para diferenças maiores do que 15 % do P_0 , considera-se que a ramificação do caminho principal apresenta uma carga elétrica local consideravelmente grande e, portanto, não pode definir como essa a última barra do tronco. Em geral, esse comportamento acontece em barras mais próximas da subestação.

Nesse exemplo, considera-se que $P_4 - P_5$ é o menor mais próximo do valor de 15 % do P_0 , quando comparado com os outros valores de diferença, $P_2 - P_4$ e $P_5 - 0$. A diferença $P_2 - P_4$ apresenta um valor maior que 15 % do P_0 e P_5 é menor que $P_4 - P_5$.

Dessa forma, a última barra do tronco é definida como sendo a barra 4, conforme a Figura 21.

Figura 21 – Tronco do circuito exemplo

Fonte: autor

O valor da impedância de sequência positiva do tronco, $\bar{Z}_{1_{tronco}}$, é definida como sendo o valor da impedância de curto-circuito de sequência positiva dessa barra, $\bar{Z}_a + \bar{Z}_b + \bar{Z}_d$.

Os valores das impedâncias de sequência positiva que definem as 3 localidades são apresentados a seguir:

- ❑ **Início do Alimentador:** Define-se essa localidade como sendo a barra que apresenta o módulo da impedância de sequência positiva de Thévenin aproximadamente igual à 33% da $|\bar{Z}_{1_{tronco}}|$;
- ❑ **Meio do Alimentador:** Define-se essa localidade como sendo a barra que apresenta o módulo da impedância de sequência positiva de Thévenin aproximadamente igual à 66% da $|\bar{Z}_{1_{tronco}}|$;

- **Fim do Alimentador:** Define-se essa localidade como sendo a barra que apresenta o módulo da impedância de sequência positiva de Thévenin correspondente a $|\bar{Z}_{1_{tronco}}|$, isto é, é a própria barra final do tronco.

No circuito exemplo, a barra 1, 2 e 4 corresponderiam as localidades início, meio e fim, respectivamente.

4.3 Análise de Fluxo de Potência Estático

A análise de fluxo de potência estático baseia-se no estudo apresentado em (SMITH; RYLANDER, 2012), no qual são determinados, do ponto de vista de sua máxima tensão, os valores máximo e mínimo de acomodação de sistemas fotovoltaicos pelo alimentador. Na análise realizada nessa dissertação, entretanto, os casos são estabelecidos de forma determinística.

Os casos estabelecidos e simulados apresentam condições de operação que são definidos a partir das curvas de carregamento do alimentador e dos valores de potência instalada dos sistemas fotovoltaicos. Esses casos são definidos com o objetivo de representar as condições de operação extremas do alimentador.

Como resultado dessa análise, três níveis de penetração são determinados para serem utilizados na análise de fluxo de potência temporal.

4.3.1 Carregamento do Alimentador

Duas curvas de carregamento representam os dias com condições extremas de operação, máxima e mínima demanda. A partir dessas duas curvas, são definidos quatro pontos de operação que são utilizados para estabelecer os casos, conforme a lista a seguir:

- **Máximo Absoluto:** Corresponde ao máximo valor de potência entregue ao alimentador, isto é, a máxima demanda do alimentador;
- **Mínimo Absoluto:** Corresponde ao mínimo valor de potência entregue ao alimentador, isto é, a mínima demanda do alimentador;
- **Máximo Meio do Dia:** Corresponde ao máximo valor de potência entregue ao alimentador entre 11:00 e 13:00;
- **Mínimo Meio do Dia:** Corresponde ao mínimo valor de potência entregue ao alimentador entre 11:00 e 13:00.

Os valores Máximo Absoluto e Mínimo Absoluto representam as condições limites de máximo e mínimo carregamento do alimentador, respectivamente. Os valores de Máximo Meio do Dia e Mínimo Meio do dia, por sua vez, correspondem aproximadamente aos valores de máximo e mínimo carregamento do alimentador dos dois dias que coincidem com a máxima geração fotovoltaica.

4.3.2 Geração dos Sistemas Fotovoltaicos

Os casos que são simulados por meio da análise de fluxo de potência estático são definidos pelo incremento da potência instalada.

Nesses casos, o nível de penetração, P , varia de 0 MW até 10 MW , com cada um dos três sistemas fotovoltaicos (início, meio e fim do alimentador conforme a Seção 4.2) com potência instalada igual à $P/3$.

4.3.3 Determinação dos Níveis de Penetração

A determinação dos 3 níveis de penetração de geração distribuída é realizada considerando as piores condições de operação do alimentador. Isto é, considera-se as 4 demandas definidas anteriormente e, além disso, que a geração dos sistemas fotovoltaicos varia de zero aos seus valores máximos instantaneamente e, como consequência, os equipamentos automáticos de regulação de tensão não são capazes de modificar seus estados rapidamente, assim não diminuem os níveis de tensão.

Os seguintes passos são realizados para simular cada caso:

1. Realiza a simulação desprezando os sistemas fotovoltaicos, assim verifica a condição da rede quando a geração é nula, por exemplo, quando existe muitas sombras sobre os painéis;
2. Realiza a simulação considerando os sistemas fotovoltaicos e os estados dos equipamentos automáticos de regulação de tensão travados conforme resultado do item anterior, nesse caso assume-se que as sobras desapareceram rapidamente.

A Figura 22 apresenta o que se espera como resultado após simular todos os casos considerados. Onde para cada penetração existem 4 casos. Na Figura 22 se define os limites mínimo e máximo de acomodação. O limite mínimo de acomodação é definido como sendo a penetração máxima, no qual todos os casos não apresentam tensão máxima do alimentador maior que o seu limite considerado de $1,05\text{ pu}$ (valor que separa as regiões verde e amarela). O máximo de acomodação, entretanto,

é definido como sendo a penetração mínima, no qual todos os casos apresentam tensão máxima no alimentador maior que o seu limite considerado de $1,05 pu$ (valor que separa as regiões amarela e vermelha).

Como pode-se observar, os valores de máximo e mínimo de acomodação definem três regiões: verde; amarela; vermelha. Os valores mínimo e máximo de acomodação correspondem aos níveis de penetrações definidos entre as faixas verde e amarela e entre as faixas amarela e vermelha, respectivamente.

Importante notar na Figura 22 a existência de 4 casos para cada nível de penetração, esses casos correspondem as 4 demandas definidas anteriormente.

Figura 22 – Exemplos de resultados da análise de fluxo de potência estático

Fonte: autor

Os três níveis de penetrações, com isso, são definidos conforme apresentados a seguir:

- ❑ **Penetração Verde, P_{verde} :** Corresponde à metade do valor de mínimo de acomodação;

- **Penetração Amarela, $P_{amarela}$:** Corresponde à média dos valores de máximo e mínimo de acomodação;
- **Penetração Vermelha, $P_{vermelha}$:** Corresponde à soma dos valores de máximo e mínimo de acomodação.

4.4 Análise de Fluxo de Potência Temporal

A análise de fluxo de potência temporal consiste em realizar simulações QSTS considerando um período de simulação de um dia com um passo de simulação de cinco segundos. O objetivo dessa análise constitui-se em avaliar o impacto das combinações das funções inteligentes dos inversores na operação do alimentador, quando são considerados diferentes níveis de penetração e operações diárias.

Nesse estudo são utilizados os 3 níveis de penetração, conforme obtidos na Seção 4.3.3, duas curvas diárias de carregamento do alimentador, que correspondem a condições extremas de operação, e duas curvas diárias de radiação solar, limpa e oscilante.

Pode-se definir, portanto, o que é chamado nesta dissertação de condição. Condição é definida por um nível de penetração e uma operação diária do alimentador, que corresponde a uma curva de carregamento diária e a uma curva de radiação diária. Dessa forma, 12 ($3 \times 2 \times 2$) condições podem ser definidas conforme apresentado na Tabela 6.

Tabela 6 – Condições definidas a partir dos 3 níveis de penetração e 4 operações diárias

Condição ID	Nível de Penetração	Operação Diária	
		Carregamento	Radiação Solar
C1	Baixo	Leve	Limpa
C2	Baixo	Leve	Oscilante
C3	Baixo	Pesado	Limpa
C4	Baixo	Pesado	Oscilante
C5	Médio	Leve	Limpa
C6	Médio	Leve	Oscilante
C7	Médio	Pesado	Limpa
C8	Médio	Pesado	Oscilante
C9	Alto	Leve	Limpa
C10	Alto	Leve	Oscilante
C11	Alto	Pesado	Limpa
C12	Alto	Pesado	Oscilante

Fonte: autor

Para a análise, a potência instalada de cada sistema fotovoltaico (instalados no início, meio e fim do alimentador) é definida como um terço do valor do nível de penetração, ou seja, pode ser igual a $P_{verde}/3$, $P_{amarela}/3$ ou $P_{vermelha}/3$ para os níveis baixo, médio e alto, respectivamente.

Para cada condição, definem-se diferentes cenários os quais são caracterizados pelas combinações das funções inteligentes nos três sistemas fotovoltaicos, conforme apresentados na seção 4.4.1.

4.4.1 Definição dos Cenários

Para cada condição, podem-se definir 27 cenários considerando a presença de três sistemas fotovoltaicos instalados no alimentador com a possibilidade de operar com uma dentre as seguintes funções inteligentes: fator de potência fixo; volt-var; volt-watt. A Tabela 7 apresenta os 27 cenários definidos além do cenário base (BBB), que considera os sistemas fotovoltaicos operando com fator de potência unitário.

Onde:

- B: Base
- P: Função inteligente fator de potência fixo
- V: Função inteligente volt-var
- W: Função inteligente volt-watt

As configurações das funções fator de potência fixo, volt-var e volt-watt são descritas na seção seguinte.

4.4.2 Configurações das Funções Inteligentes Utilizadas

As três funções inteligentes, quais sejam fator de potência fixo, volt-var e volt-watt são utilizadas para definir os cenários e elas são descritas nos itens seguintes.

4.4.2.1 Configurações da Função Fator de Potência Fixo

O inversor deve alterar a potência reativa absorvida ou fornecida para manter o valor configurado do fator de potência fixo.

Para definir o valor do fator de potência, quando se considera 3 sistemas fotovoltaicos presentes no alimentador, deve-se observar, conforme discutido na seção 3.3.2 o cálculo da elevação das tensões nas barras do alimentador devido à conexão

Tabela 7 – Cenários que consideram os 3 sistemas fotovoltaicos

Cenário ID	Nome Cenário	Função Inteligente		
		Início	Meio	Fim
0	BBB	FP=1	FP=1	FP=1
1	PPP	FP	FP	FP
2	PPV	FP	FP	volt-var
3	PPW	FP	FP	volt-watt
4	PVP	FP	volt-var	FP
5	PVV	FP	volt-var	volt-var
6	PVW	FP	volt-var	volt-watt
7	PWP	FP	volt-watt	FP
8	PWV	FP	volt-watt	volt-var
9	PWW	FP	volt-watt	volt-watt
10	VPP	volt-var	FP	FP
11	VPV	volt-var	FP	volt-var
12	VPW	volt-var	FP	volt-watt
13	VVP	volt-var	volt-var	FP
14	VVV	volt-var	volt-var	volt-var
15	VVW	volt-var	volt-var	volt-watt
16	VWP	volt-var	volt-watt	FP
17	VWV	volt-var	volt-watt	volt-var
18	VWW	volt-var	volt-watt	volt-watt
19	WPP	volt-watt	FP	FP
20	WPV	volt-watt	FP	volt-var
21	WPW	volt-watt	FP	volt-watt
22	WVP	volt-watt	volt-var	FP
23	WVV	volt-watt	volt-var	volt-var
24	WVW	volt-watt	volt-var	volt-watt
25	WWP	volt-watt	volt-watt	FP
26	WWV	volt-watt	volt-watt	volt-var
27	WWW	volt-watt	volt-watt	volt-watt

Fonte: autor

simultânea de 3 geradores. Em especial, pode-se escrever a elevação de tensões de uma barra GD_i , conforme Equação 74

$$\bar{\mathbf{Z}}_{GD_i GD_1} \times \begin{bmatrix} \frac{P_{GD_1 A} - jQ_{GD_1 A}}{\dot{V}_{GD_1 A}^*} \\ \frac{P_{GD_1 B} - jQ_{GD_1 B}}{\dot{V}_{GD_1 B}^*} \\ \frac{P_{GD_1 C} - jQ_{GD_1 C}}{\dot{V}_{GD_1 C}^*} \end{bmatrix} + \bar{\mathbf{Z}}_{GD_i GD_i} \times \begin{bmatrix} \frac{P_{GD_i A} - jQ_{GD_i A}}{\dot{V}_{GD_i A}^*} \\ \frac{P_{GD_i B} - jQ_{GD_i B}}{\dot{V}_{GD_i B}^*} \\ \frac{P_{GD_i C} - jQ_{GD_i C}}{\dot{V}_{GD_i C}^*} \end{bmatrix} + \bar{\mathbf{Z}}_{GD_i GD_n} \times \begin{bmatrix} \frac{P_{GD_i A} - jQ_{GD_i A}}{\dot{V}_{GD_n A}^*} \\ \frac{P_{GD_i B} - jQ_{GD_i B}}{\dot{V}_{GD_n B}^*} \\ \frac{P_{GD_i C} - jQ_{GD_i C}}{\dot{V}_{GD_n C}^*} \end{bmatrix} = \Delta \dot{\mathbf{V}}_{GD_i} = \quad (74)$$

Como pode ser observado, calcular um valor de fator de potência que anule

as elevações de tensão das barras *GDs* não é uma tarefa simples. O trabalho de (RYLANDER et al., 2016b) apresenta o valor do fator de potência, Equação 75, que deve ser adotado para os três sistemas fotovoltaicos.

$$FP \simeq \frac{-\left(\frac{X'_1}{R'_1}\right)_{ponderado}}{\sqrt{\left(\frac{X'_1}{R'_1}\right)_{ponderado}^2 + 1}} \quad (75)$$

Onde a relação ponderada entre a reatância e resistência de sequência positiva que já considera as impedâncias dos transformadores de interconexão é calculada conforme a Equação 76.

$$\left(\frac{X'_1}{R'_1}\right)_{ponderado} = \frac{\left(\frac{X'_1}{R'_1}\right)_{início} \times P_{início} + \left(\frac{X'_1}{R'_1}\right)_{meio} \times P_{meio} + \left(\frac{X'_1}{R'_1}\right)_{fim} \times P_{fim}}{P_{início} + P_{meio} + P_{fim}} \quad (76)$$

A relação individual de cada instalação é calculada na Equação 77.

$$\left(\frac{X'_1}{R'_1}\right) = \left(\frac{X_1}{R_1}\right) + \left[\left(\frac{\%loadloss}{100}\right) + \left(\frac{X_1}{R_1}\right) \times \left(\frac{XHL}{100}\right)\right] \times \sqrt{1 + \left(\frac{X_1}{R_1}\right)^2} \quad (77)$$

Onde:

- $\left(\frac{X'_1}{R'_1}\right)_x$ é a relação entre a reatância e resistência de sequência positiva de Thévenin da barra x ;
- $\left(\frac{X'_1}{R'_1}\right)_x$ é a relação entre a reatância e resistência de sequência positiva de Thévenin da barra x , que considera a impedância do transformador de conexão;
- P_x é a potência ativa fornecida pelo sistema fotovoltaico conectado na barra x ;
- $\%loadloss$ representa as perdas no cobre em percentagem da potência aparente nominal do transformador;
- XHL representa a reatância de dispersão em percentagem da impedância de base do transformador.

O nível de penetração é definido de acordo com a Equação 78.

$$P_{início} + P_{meio} + P_{fim} = P_{nível} \quad (78)$$

De acordo como apresentado na Seção 4.4, as potências ativas dos sistemas fotovoltaicos são idênticas, como pode ser observado na Equação 79.

$$P_{início} = P_{meio} = P_{fim} = \frac{P_{nível}}{3} \quad (79)$$

A Equação 76 pode, portanto, ser reescrita na Equação 80.

$$\left(\frac{X'_1}{R'_1}\right)_{ponderado} = \frac{\left(\frac{X'_1}{R'_1}\right)_{início} + \left(\frac{X'_1}{R'_1}\right)_{meio} + \left(\frac{X'_1}{R'_1}\right)_{fim}}{3} \quad (80)$$

4.4.2.2 Configurações da Função volt-var

As configurações da curva volt-var, apresentadas na Figura 23, são definidas pelo subgrupo de regulação de tensão do IEEE1547, conforme (RYLANDER et al., 2016a). Essa função inteligente monitora o valor médio das tensões de fase do ponto de conexão com a finalidade de fornecer ou absorver potência reativa conforme a curva volt-var.

Figura 23 – Curva volt-var definida pelo IEEE1547 *Smart Inverter Working Group*

Fonte: autor

As principais características dessa função são listadas a seguir:

- Banda morta é definida entre $0,98\ pu$ e $1,02\ pu$. Com a tensão no terminal do sistema fotovoltaico dentro desse intervalo, nenhuma potência reativa é fornecida ou absorvida;

- ❑ Para tensão maior que $1,02 pu$, o inversor do sistema fotovoltaico absorve potência reativa;
- ❑ Para tensão menor que $0,98 pu$, o inversor do sistema fotovoltaico fornece potência reativa;
- ❑ Para tensão igual a $1,05 pu$ (ou $0,95 pu$), o inversor absorve (ou fornece) potência reativa igual a 22% da sua capacidade em kVA , respectivamente;
- ❑ A máxima potência reativa, 44% da sua capacidade em kVA , ocorre apenas para tensão menor que $0,92 pu$ ou tensão maior que $1,08 pu$;
- ❑ A máxima potência reativa absorvida ou fornecida aliada com a máxima potência ativa resulta em um fator de potência de aproximadamente 0.9 indutivo ou capacitivo, respectivamente, conforme a Equação 81.

$$P_{max} = \sqrt{kVA^2 - Q_{max}^2} = \sqrt{kVA^2 - (0,44 \times kVA)^2} = 0.8979 \times kVA \quad (81)$$

$$FP = \frac{P_{max}}{kVA} = 0.8979 \quad (82)$$

Para satisfazer essa condição nesse estudo, os inversores são considerados com uma capacidade em kVA igual à 110 % da potência nominal dos painéis.

4.4.2.3 Configurações da Função volt-watt

As configurações da curva volt-watt são apresentadas na Figura 24.

Figura 24 – Curva volt-watt definida

Fonte: autor

As principais características dessa função são listadas a seguir:

- ❑ A potência ativa fornecida só é limitada por essa função quando a tensão do sistema fotovoltaico está acima do limite definido de $1,05 pu$;
- ❑ Para tensão igual a $1,075 pu$, a potência ativa fornecida é limitada ao valor de 50% da capacidade nominal do painel, isto é, se o painel tem capacidade de $1200 kW$, o valor máximo gerado pelo inversor não pode ultrapassar o valor de $600 kW$;
- ❑ Para tensão acima de $1,1 pu$, a potência ativa fornecida se reduz a zero.

4.5 Métricas Monitoradas

Para cada cenário simulado, os resultados das métricas apresentadas na Tabela 8 são armazenados com a finalidade de serem utilizados nas análises.

Tabela 8 – Métricas observadas nas análises

Métrica	Descrição	Abreviação	Melhor
Máxima Tensão MT	Máxima tensão das barras MT	MaxMT	Menor
Máxima Tensão BT	Máxima tensão das barras BT	MaxBT	Menor
Máxima Tensão Início	Máxima tensão do início do alimentador	MaxIaMT	Menor
Máxima Tensão Fim	Máxima tensão da barra MT mais distante da subestação	MaxFaMT	Menor
Mínima Tensão MT	Mínima tensão das barras MT	MinMT	Maior
Mínima Tensão BT	Mínima tensão das barras BT	MinBT	Maior
Mínima Tensão Início	Mínima tensão do início do alimentador	MinIaMT	Maior
Mínima Tensão Fim	Mínima tensão da barra MT mais distante da subestação	MinFaMT	Maior
Tempo em Sobretensão	Período total que o alimentador opere com pelo menos uma barra com tensão maior que 1.05	TAcima	Menor
Tempo em Subtensão	Período total que o alimentador opere com pelo menos uma barra com tensão menor que 0.95	TABAIXO	Menor

Continua na próxima página

Tabela 8 – Sequência da página anterior

Métrica	Descrição	Abreviação	Melhor
VVI Início	Índice de variabilidade da tensão no ponto de conexão do sistema fotovoltaico instalado no início do alimentador	VVI_I	Menor
VVI Meio	Índice de variabilidade da tensão no ponto de conexão do sistema fotovoltaico instalado no meio do alimentador	VVI_M	Menor
VVI Fim	Índice de variabilidade da tensão no ponto de conexão do sistema fotovoltaico instalado no fim do alimentador	VVI_F	Menor
Máximo kW	Máxima potência ativa fornecida ao alimentador	MaxkW	Menor
Máximo $kvar$	Máxima potência reativa fornecida ao alimentador	Maxkvar	Menor
Mínimo FP	Mínimo fator de potência medida no início do alimentador	MinPF	Maior
kWh	Energia fornecida ao alimentador	kWh	Menor
$kvarh$	Energia reativa fornecida ao alimentador	kvarh	Nulo
Perdas kWh	Perdas em kWh do alimentador	Perdas	Menor
Consumo kWh	Consumo em kWh dos consumidores do alimentador	Consum	Menor
Operação Reguladores	Número de operações do LTC e do regulador	TapOp	Menor
Operação Capacitores	Número de operações dos capacitores chaveados	CapOp	Menor

Fonte: autor

As métricas índice de variabilidade da tensão (do inglês, *Voltage Variability Index*

(VVI)) são definidas conforme a Equação 83.

$$VVI = \frac{\sum_{t=1}^T \sqrt{(v_t - v_{t-1})^2}}{\sum_{t=1}^T \sqrt{(v_{BBB_t} - v_{BBB_{t-1}})^2}} \quad (83)$$

Onde:

- v corresponde a tensão do ponto de conexão do sistema fotovoltaico;
- v_{BBB} corresponde a tensão do ponto de conexão do sistema fotovoltaico para o cenário base, BBB;
- T corresponde a quantidade de passos de tempo do período analisado.

4.6 Classificação dos Cenários

Os cenários, definidos como sendo a combinação de funções inteligentes dos 3 inversores dos sistemas fotovoltaicos presentes na rede, são classificados em uma ordem do melhor para o pior dependendo dos seguintes fatores:

- Métrica selecionada;
- Nível de penetração;
- Condição de operação.

Dito isto, os 27 cenários podem ser ordenados para cada conjunto composto por uma métrica selecionada, um nível de penetração e uma condição de operação. Dessa ordem, define-se o melhor como sendo aquele que mais beneficiou a métrica selecionada.

Importante salientar que um dos objetivos desse estudo é verificar se um mesmo cenário é capaz de ser o melhor em diversos conjuntos, no qual cada um é composto por uma métrica selecionada, um nível de penetração e uma condição de operação.

4.7 Metodologia de Classificação por Qualidade de Energia

A metodologia de classificação por qualidade de energia, conforme apresentado em (DING et al., 2017) e em (DING et al., 2016), visa incorporar diferentes aspectos de

qualidade de energia em uma única avaliação, essa chamada de Nota de Qualidade de Energia (NQE).

Seis índices de qualidade de energia, que são capazes de representar a condição do sistema de distribuição, são convertidos em seis notas individuais para serem utilizados como fundamentos para o cálculo da NQE.

Essa seção descreve a metodologia de classificação por qualidade de energia utilizada nessa dissertação, no qual apresenta algumas diferenças entre a apresentada em (DING et al., 2017) e em (DING et al., 2016). A descrição inicia pela definição dos seis índices para, em seguida, proceder a transformação deles em notas individuais e, finalmente, o cálculo da Nota de Qualidade de Energia (NQE).

4.7.1 Índices de Qualidade de Energia

Os seis índices de qualidade de energia são definidos visando observar o comportamento das tensões da rede, a quantidade de operações dos equipamentos automáticos de regulação de tensão, a demanda de potência reativa do sistema e, por fim, a razão entre perdas elétricas e consumo de energia, conforme lista seguinte:

- ❑ Índice de Violação dos Níveis de Tensão (IVNT);
- ❑ Índice de Flutuação de Tensão (IFT);
- ❑ Índice de Desequilíbrio de Tensão (IDT);
- ❑ Índice de Operação dos Controles (IOC);
- ❑ Índice de Demanda de Potência Reativa (IDR);
- ❑ Índice de Perdas Elétricas (IPE).

Nesta seção são apresentados os índices e os seus respectivos valores de mínimo e máximo que são essenciais para a formação da nota individual de cada um deles.

4.7.1.1 Índice de Violação dos Níveis de Tensão (IVNT)

Esse índice reflete a severidade e o período que o sistema como um todo apresenta violações nos níveis de tensão. A Equação 84 apresenta o cálculo da severidade da violação de tensão de uma barra i do sistema para o passo de tempo t .

$$\Delta v_{crítico_i}[t] = \begin{cases} v_i[t] - 1,05, & \text{se } v_i[t] > 1,05 \\ 0, & \text{se } 0,95 < v_i[t] < 1,05 \\ 0,95 - v_i[t], & \text{se } v_i[t] < 0,95 \end{cases} \quad (84)$$

Onde $v_i[t]$ é a média aritmética dos módulos das tensões nodais da barra i no instante t .

A Equação 85, portanto, apresenta o cálculo do IVNT, que representa a média dos desvios no sistema, em um dado período T .

$$\text{IVNT} = \frac{1}{N} \times \frac{1}{T} \times \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T \Delta v_{\text{crítico}_i}[t] \quad (85)$$

Onde T corresponde a quantidade de passos de tempo do período analisado e N a quantidade de barras do sistema.

Valores Mínimo e Máximo do IVNT

O valor mínimo do IVNT é definido como zero, Equação 86, pois esse é o valor desse índice no caso de um sistema que não apresente nenhuma sobretensão ou subtensão durante o período analisado.

$$\text{IVNT}_{\min} = 0 \quad (86)$$

Para ser definido o valor máximo do IVNT, pode-se considerar a condição que todas as barras do sistema apresentam um valor permitido que resulta no $\Delta v_{\text{crítico}_{i_{\max}}}$.

Os valores máximo e mínimo de tensões considerados são os permitidos pela faixa B de tensões de utilização definida na ANSI C84.1-2011, isto é, $v_{\max_{bt}}$ e $v_{\min_{bt}}$ que correspondem a 1,0583 pu e 0,9167 pu, respectivamente.

Posto isso, calcula-se o valor máximo $\Delta v_{\text{crítico}_{i_{\max}}}$, conforme Equação 87.

$$\Delta v_{\text{crítico}_{i_{\max}}} = \max(v_{\max_{BT}} - 1,05, 0,95 - v_{\min_{BT}}) = 0,0333 \quad (87)$$

A Equação 88, portanto, apresenta o valor máximo do IVNT considerando que todas as barras em todos os passos de tempo apresentam o $\Delta v_{\text{crítico}_{i_{\max}}} = 0,0333$ pu

$$\text{IVNT}_{\max} = \frac{1}{N} \times \frac{1}{T} \times \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T 0,0333 = 0,0333 \quad (88)$$

4.7.1.2 Índice de Flutuação de Tensão (IFT)

Esse índice exprime o quanto a tensão do sistema flutua ao longo do período analisado. A Equação 89 apresenta o cálculo da diferença do módulo da tensão da barra i entre os passos de tempo t e $t - 1$.

$$\Delta v_i[t] = |v_i[t] - v_i[t - 1]| \quad (89)$$

A Equação 90, portanto, apresenta o cálculo do IFT, que representa a média dos valores de $\Delta v_i[t]$ para o sistema no período considerado.

$$\text{IFT} = \frac{1}{N} \times \frac{1}{T} \times \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T \Delta v_i[t] \quad (90)$$

Valores Mínimo e Máximo do IFT

O valor mínimo do IFT é definido como zero, Equação 91, pois esse é o valor desse índice no caso de um sistema que não apresente nenhuma flutuação de tensão durante o período analisado.

$$\text{IFT}_{\min} = 0 \quad (91)$$

Define-se o valor máximo do IFT como sendo igual à $0,03 pu$. Esse valor limite é recomendado pela norma IEEE Std 1453-2015 para variações de tensão de curta duração.

$$\text{IFT}_{\max} = 0,03 \quad (92)$$

4.7.1.3 Índice de Desequilíbrio de Tensão (IDT)

Esse índice expressa o quanto as tensões trifásicas do sistema são desequilibradas para o período analisado. A Equação 93 apresenta o cálculo do máximo valor de desequilíbrio da tensão em relação a tensão média para a barra i e passo de tempo t .

$$v_{des_i}[t] = \max \left(\frac{|v_{a_i}[t] - v_i[t]|}{v_i[t]}, \frac{|v_{b_i}[t] - v_i[t]|}{v_i[t]}, \frac{|v_{c_i}[t] - v_i[t]|}{v_i[t]} \right) \quad (93)$$

Onde v_{a_i} , v_{b_i} e v_{c_i} são os módulos das tensões trifásicas da barra i e v_i é a média aritmética desses valores.

A Equação 94, portanto, apresenta o cálculo do IDT.

$$\text{IDT} = \frac{1}{N} \times \frac{1}{T} \times \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T v_{des_i}[t] \quad (94)$$

Valores Mínimo e Máximo do IDT

O valor mínimo do IDT é definido como zero, Equação 95, pois esse é o valor desse índice no caso de um sistema que não apresente nenhum desequilíbrio de tensão durante o período analisado.

$$\text{IDT}_{\min} = 0 \quad (95)$$

Durante operações normais, as tensões trifásicas devem ser encontradas dentro dos limites de $0,95 \text{ pu}$ e $1,05 \text{ pu}$. Nessa condição, o maior desequilíbrio ocorre quando as tensões se encontram nesses valores limites, conforme Tabela 9.

Tabela 9 – Tabela tensão desequilibrada máxima

v_a	v_b	v_c	v_i	v_{des_i}
0,95	0,95	1,05	0,9833	0,0678
0,95	1,05	1,05	1,0167	0,0656

Fonte: autor

Resultando, no valor máximo do IDT igual à $0,0678 \text{ pu}$.

4.7.1.4 Índice de Operação dos Controles (IOC)

Esse índice transparece a quantidade de operações dos equipamentos automáticos de regulação de tensão, ou seja, os LTC, os reguladores de tensão e os bancos de capacitores chaveados durante o período T .

Para a operação dos LTC e reguladores de tensão, a Equação 96 apresenta o cálculo do IOC, o IOC_{reg} .

$$\text{IOC}_{\text{reg}} = \frac{\sum_{j=1}^{N_{\text{reg}}} \text{Num. Operações}_{\text{reg}_j}}{T \times N_{\text{reg}}} \quad (96)$$

Já para os capacitores, a Equação 97 apresenta o cálculo do IOC, o IOC_{cap} .

$$\text{IOC}_{\text{cap}} = \frac{\sum_{j=1}^{N_{\text{cap}}} \text{Num. Operações}_{\text{cap}_j}}{T \times N_{\text{cap}}} \quad (97)$$

Onde N_{reg} representa a quantidade de LTC e reguladores e N_{cap} a quantidade de capacitores. $\text{Num. Operações}_{\text{reg}_j}$ e $\text{Num. Operações}_{\text{cap}_j}$ correspondem a quantidade de operações de todos os reguladores e capacitores presentes na rede, respectivamente.

Valores Mínimo e Máximo do IOC

O valor mínimo do IOC tanto para os *Load Tap Changer* (LTC) e reguladores de tensão como para os capacitores são definidos como zero, Equações 98 e 99, pois esse é o valor desse índice no caso de um sistema que não apresente nenhuma operação desses equipamentos automáticos de regulação de tensão durante o período considerado.

$$\text{IOC}_{\text{reg}_{\min}} = 0 \quad (98)$$

$$\text{IOC}_{\text{cap}_{\min}} = 0 \quad (99)$$

Para a operação dos LTC e reguladores, o valor máximo definido é igual a 10000 operações por ano, conforme (HARLOW, 2004). Dessa forma, o valor máximo do IOC para esses equipamentos é de 30 operações diárias.

Já para a operação dos capacitores, o valor máximo definido é igual a 4 operações diárias, conforme (DING et al., 2017) e em (DING et al., 2016).

Dessa forma, para um período analisado de um dia, os valor máximos para $\text{IOC}_{\text{reg}_{\max}}$ e $\text{IOC}_{\text{cap}_{\max}}$ correspondem a 30 e 4, respectivamente.

4.7.1.5 Índice de Demanda de Potência Reativa (IDR)

Esse índice aponta a troca líquida de energia reativa entre o sistema e o seu provedor de energia (Subestação). A Equação 100 apresenta o cálculo do IDR.

$$\text{IDR} = \left| \sum_{t=1}^T Q_{\text{sub}}[t] \times t \right| \quad (100)$$

Onde:

$Q_{\text{sub}}[t]$ corresponde a potência reativa fornecida ou absorvida pela rede elétrica no instante t .

Vale salientar que esse índice não está diferente da referência.

Valores Mínimo e Máximo do IDR

O valor mínimo do IDR é definido como zero, Equação 101, pois esse é o valor desse índice no caso de um sistema que não apresente troca de energia reativa líquido com o seu provedor de energia. Isto é, a soma de energia reativa que são absorvida e fornecida pela rede é nula.

$$\text{IDR}_{\min} = 0 \quad (101)$$

O valor máximo de energia reativa é calculado considerando um fator de potência de 0,92 na soma do consumo das cargas, da energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos e das perdas elétricas. Assim, supõe-se que tanto as cargas como os sistemas fotovoltaicos consomem potência reativa. Dessa forma, calcula-se $IDR_{\max}$ conforme a Equação 102.

$$IDR_{\max} = (consumo + energia_{pv}) \times \sqrt{\frac{1}{FP^2} - 1} + perdas \times \sqrt{\frac{1}{FP_{perdas}^2} - 1} \quad (102)$$

Onde FP_{perdas} é definido como 0,46 e FP como 0,92.

4.7.1.6 Índice de Perdas Elétricas (IPE)

Esse índice apresenta a relação entre as perdas de energia e o consumo das cargas do sistema para o período analisado. A Equação 103 apresenta o cálculo desse índice.

$$IPE = \frac{perdas}{consumo} \quad (103)$$

Valores Mínimo e Máximo do IPE

O valor mínimo do IPE é definido como zero, Equação 104, pois esse é o valor desse índice em caso ideal de um sistema sem perdas elétricas.

$$IPE_{\min} = 0 \quad (104)$$

Define-se o valor máximo do IPE como sendo igual à 9%. Essa valor é resultado do projeto *EPRI Greenn Circuit projects*, conforme (SHORT, 2014).

4.7.2 Nota de Qualidade de Energia

Os seis índices de qualidade de energia são convertidos em notas individuais. Essas notas são computadas considerando, para cada índice, que seus valores mínimo e máximo representam as notas iguais 10 e 0, respectivamente, conforme pode-se observar na Figura 25.

Caso o índice apresente uma valor maior que o seu valor máximo, a sua nota individual será nula. Por outro lado, se fosse possível o valor do índice ser menor que o mínimo, sua nota continuaria sendo 10. Essa última condição não existe, pois todos os valores mínimos são iguais à zero.

Figura 25 – Reta que converte o índice em nota individual

Fonte: autor

O cálculo do valor do índice em uma nota individual é apresentada na Equação 105.

$$\text{Nota}_{\text{índice}} = 10 - \frac{10 \times (\text{índice} - \text{índice}_{\min})}{\text{índice}_{\max} - \text{índice}_{\min}} = 10 \times \frac{(\text{índice}_{\max} - \text{índice})}{\text{índice}_{\max} - \text{índice}_{\min}} \quad (105)$$

Para o IOC, o cálculo da sua nota individual é realizado por meio da média aritmética das notas individuais das suas duas partes, IOC_{reg} e IOC_{cap} , conforme a Equação 106.

$$\text{Nota}_{\text{IOC}} = \frac{\text{Nota}_{\text{IOC}_{\text{reg}}} + \text{Nota}_{\text{IOC}_{\text{cap}}}}{2} \quad (106)$$

A Nota de Qualidade de Energia (NQE) é uma combinação linear das seis notas individuais, conforme apresentado na Equação 107

$$\begin{aligned} \text{NQE} = & \alpha_{\text{IVNT}} \times \text{Nota}_{\text{IVNT}} + \alpha_{\text{IFT}} \times \text{Nota}_{\text{IFT}} + \alpha_{\text{IDT}} \times \text{Nota}_{\text{IDT}} + \\ & \alpha_{\text{IOC}} \times \text{Nota}_{\text{IOC}} + \alpha_{\text{IDR}} \times \text{Nota}_{\text{IDR}} + \alpha_{\text{IDE}} \times \text{Nota}_{\text{IDE}} \end{aligned} \quad (107)$$

Para essa análise, os fatores α são considerados todos iguais com valor de $1/6$. Porém, como pode ser observado na Equação 107, os α podem ser alterados para criar uma ordem de importância para os índices, desde que $\alpha_{\text{IVNT}} + \alpha_{\text{IFT}} + \alpha_{\text{IDT}} + \alpha_{\text{IOC}} + \alpha_{\text{IDR}} + \alpha_{\text{IDE}} = 1$.

4.7.3 Correspondência entre os Índices e as Métricas

As métricas monitoradas na seção 4.5 podem ser vinculadas aos seis índices de qualidade de energia. A Tabela 10 apresenta as métricas que apresentam uma correspondência ao índice da mesma coluna.

Tabela 10 – Relação entre as métricas e os índices

IVNT	IFT	IDT	IOC	IDR	IPE
MaxMT	VVI_I		TapOp	kWh	Perdas
MaxBT	VVI_M		CapOp	kvarh	Consumo
MaxIaMT	VVI_F				
MaxFaMT					
MinMT					
MinBT					
MinIaMT					
MinFaMT					
TAcima					
TAbaixo					

As métricas MaxkW, Maxkvar e MinPF não apresentam uma relação direta a nenhum dos seis índices.

Estudo de Caso e Resultados

5.1 Considerações Iniciais

Este capítulo, inicialmente, apresenta a descrição do alimentador real. Em seguida, analisam-se os resultados da influência da combinação das funções inteligentes dos 3 inversores, com base nas métricas e na metodologia de classificação de qualidade de energia, conforme apresentadas no Capítulo 4.

5.2 Características do Alimentador

O alimentador real considerado nesse estudo é descrito em (SMITH et al., 2015a) como o alimentador 683 e o seu diagrama unifilar é apresentado na Figura 26. Esse alimentador possui tensão primária de 12 kV e estende-se por aproximadamente 18 km a partir de sua subestação. Além disso, ele fornece energia para aproximadamente 1107 clientes residenciais e 132 comerciais.

As tensões ao longo do alimentador são reguladas por meio de um LTC instalado na subestação, um banco de capacitores chaveados trifásico e um regulador de tensão trifásico, conforme pode ser verificado na Figura 26. As configurações desses elementos de controle estão listadas na Tabela 11.

Onde:

- RTP: Relação de Transformação do Transformador de Potencial
- TR: Tensão de Referência

Figura 26 – Alimentador real e seus equipamentos automáticos de regulação de tensão

Fonte: autor

Tabela 11 – Configuração dos equipamentos automáticos de regulação de tensão

Equipamento	Configurações
LTC	RTP = 57.73
	TR = 120.5V
	Largura de Faixa = 3V
	Temporização = 45s
Regulador	RTP = 100
	TR = 121V
	Largura de Faixa = 4V
	Temporização = 60s
Capacitor	RTP = 57.75
	Tensão Liga = 119V
	Tensão Desliga = 124V
	Temporização Liga = 30s
	Temporização Desliga = 15s

Fonte: autor

5.2.1 Carregamento do Alimentador

O estudo utiliza duas curvas de carga que são selecionadas a partir de um ano de medições da potência ativa no início do alimentador, essas medições apresentam uma frequência de amostragem de 15 min e uma demanda máxima anual de 3,8 MW. Essas duas curvas, mostradas na Figura 27, possuem as medidas da máxima/pesada e da mínima/leve demanda anual do alimentador em *pu*.

A curva de carga pesada é a curva que apresenta a demanda máxima anual normalizada em 1 *pu*, ou seja, possui o valor de 1 *pu*. Já a curva de carga leve apresenta a demanda mínima anual que, em *pu* corresponde a 0,41.

Para reproduzir o dia de demanda máxima, também chamada de condição de car-

Figura 27 – Curvas de carga para as demandas máxima e mínima anual do alimentador

Fonte: autor

regamento pesado, todos os consumidores são modelados possuindo a mesma curva de carga. De forma equivalente se faz para reproduzir o dia de carregamento leve, isto é, associa-se a todos os consumidores a curva de carga leve. Dessa forma, a modelagem considera que o fator de diversidade das cargas é, para qualquer hora do dia, unitário, conforme explicado em (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010) e (KERSTING, 2012).

Outro elemento importante para as simulações está no modo de como as cargas são modeladas. O modelo de carga considerando é o um ZIP que apresenta a sua potência elétrica consumida em função da tensão aplicada. O modelo apresenta reduções de 0,8% e 3% das potências ativa e reativa a cada 1% de redução da tensão aplicada.

5.2.2 Curvas de Radiação Solar

As duas curvas de radiações solar consideradas neste estudo são mostradas na Figura 28. Ambas são resultados de medições com frequência de amostragem de 1 s de um sistema fotovoltaico instalado nos Estados Unidos, esses dados foram disponibilizados pelo EPRI.

A curva vermelha, chamada de limpa, corresponde ao dia ensolarado, enquanto a azul ao dia parcialmente nublado, chamada de oscilante. Essas duas curvas são selecionadas com o objetivo de representar dois cenários extremos de variabilidade solar durante o dia.

Figura 28 – Curvas de radiação solar para um dia ensolarado e um nublado

Fonte: autor

5.3 Aplicação da Metodologia

A metodologia apresentada no Capítulo 4 é aplicada no alimentador real apresentado nesse capítulo.

5.3.1 Definição das Localizações dos Sistemas Fotovoltaicos

Os 3 locais para a instalação dos sistemas fotovoltaicos são definidos conforme o procedimento descrito na Seção 4.2. A Figura 29 apresenta as localidades selecionadas.

O tronco desse alimentador é o caminho entre a subestação e a localização Fim, ponto vermelho na Figura 29. A Tabela 12 apresenta as distâncias da subestação e as informações elétricas das localidades selecionadas.

Tabela 12 – Informações das localidades

	Locais		
	Início	Meio	Fim
Distância (<i>km</i>)	5,49	9,12	11,78
R_1 (Ω)	0,58	2,99	6,54
X_1 (Ω)	3,09	5,56	6,93
X_1/R_1	5,31	1,86	1,06
Z_1 (Ω)	3,14	6,31	9,53
X'_1/R'_1	6,97	2,09	1,16

Fonte: autor

Figura 29 – Localidades dos sistemas fotovoltaicos

Fonte: autor

Onde X'_1/R'_1 é a relação entre a reatância e resistência de sequência positiva de Thévenin da localidade, quando se considera a impedância do transformador de conexão, conforme Equação 77.

5.3.2 Análise de Fluxo de Potência Estático

A Seção 4.3 descreve o procedimento que determina 3 níveis de penetração para serem utilizados na análise de fluxo de potência temporal. Esse procedimento possui como dados de entrada 4 valores de demandas para esse alimentador. Esses valores são apresentados na Tabela 13.

Tabela 13 – Demandas definidas para a análise de fluxo de potência estático

	Penetração	
	<i>pu</i>	<i>MW</i>
Máximo Absoluto	1,00	3,80
Mínimo Absoluto	0,41	1,57
Máximo Meio do Dia	0,84	3,19
Mínimo Meio do Dia	0,49	1,86

Fonte: autor

Como se pode verificar na Tabela 13, o Máximo Absoluto corresponde a máxima demanda anual de 3,8 MW e o Mínimo Absoluto, a mínima demanda anual com valor de 1,57 MW. Já o Máximo Meio do Dia e o Mínimo Meio do Dia correspondem a demanda máxima e mínima anual entre as horas 11:00 e 13:00, respectivamente.

5.3.2.1 Níveis de Penetração

Os 3 níveis de penetração são definidos por meio dos resultados da tensão máxima do alimentador em função da penetração, isto é, aumenta-se a penetração e armazena-se o resultado de tensão máxima de cada simulação estática, conforme apresentado na Figura 30.

Figura 30 – Resultados da análise de fluxo de potência estático

Fonte: autor

A Figura 30 apresenta as 3 regiões, verde, amarela e vermelha e, como resultado, os 3 níveis de penetração de acordo com as linhas verde, amarela e vermelha. Esses valores são apresentados na Tabela 14.

5.3.3 Análise de Fluxo de Potência Temporal

Essa análise, descrita na Seção 4.4, consiste em realizar simulações QSTS considerando diferentes níveis de penetração e operações diárias, conforme as 12 condições

Tabela 14 – Níveis de penetração

Nível de penetração	Penetração (kW)
Baixo	900
Médio	2430
Alto	4770

Fonte: autor

definidas na Tabela 15.

Tabela 15 – Condições definidas a partir dos 3 níveis de penetração e 4 operações diárias

Condição ID	Nível de Penetração	Operação Diária	
		Carregamento	Radiação Solar
C1	Baixo	Leve	Limpa
C2	Baixo	Leve	Oscilante
C3	Baixo	Pesado	Limpa
C4	Baixo	Pesado	Oscilante
C5	Médio	Leve	Limpa
C6	Médio	Leve	Oscilante
C7	Médio	Pesado	Limpa
C8	Médio	Pesado	Oscilante
C9	Alto	Leve	Limpa
C10	Alto	Leve	Oscilante
C11	Alto	Pesado	Limpa
C12	Alto	Pesado	Oscilante

Fonte: autor

Além do cenário base, os 27 cenários de cada condição são definidos considerando a combinação das funções inteligentes volt-var, volt-watt e fator de potência fixo. Para as funções volt-var e volt-watt, suas curvas são definidas conforme apresentado nas seções 4.4.2.2 e 4.4.2.3. Já para a função fator de potência fixo, o seu valor de $-0,97$ é calculado conforme Equação 75.

Com as condições e seus cenários definidos, as simulações QSTS são realizadas considerando um período de simulação de um dia com passo de tempo de 5 s .

Os resultados dessas simulações são discutidos na Seção 5.4.

5.4 Resultados

Esta seção examina o impacto da combinação de funções inteligentes dos 3 inversores dos sistemas fotovoltaicos presentes na rede, com base nas métricas apresentadas na Seção 4.5 e na metodologia de classificação da qualidade de energia, discutida na Seção 4.7.

5.4.1 Resultados com Base nas Métricas

Os resultados com base nas métricas são discutidos considerando três partes. A primeira analisa como os cenários são capazes de alterar os valores das métricas. Nesse sentido, são apresentadas as métricas que não são alteradas pelos 27 cenários considerando qualquer condição, outras que são alteradas em apenas algumas condições e, por fim, as que são alteradas em todas as condições. A segunda parte visa explorar os resultados das métricas em uma condição escolhida. Por fim, a terceira parte investiga como a operação diária e o nível de penetração alteram a influência dos cenários nas métricas. No entanto, antes de iniciar a discussão dessas partes, explica-se o diagrama de caixa que, em geral, é utilizado para apresentar os resultados.

Diagrama de Caixa pode ser utilizado para representar a dispersão de dados por meio de quartis. Os quartis dividem os dados em 4 grupos, o primeiro quartil, Q_1 , divide os dados entre os 25% menores, o segundo quartil, Q_2 , separa os dados ao meio, isto é, esse quartil representa a mediana e, por fim, o terceiro quartil, Q_3 , separa os dados entre os 25% maiores.

Além da mediana, definem-se outros dois parâmetros estatísticos que representam a dispersão dos dados. Eles são o Amplitude Interquartil (IIQ) e o Coeficiente de Variação Quartil (CVQ), conforme a Equação 108 e a Equação 109, respectivamente.

$$IIQ = Q_3 - Q_1 \quad (108)$$

$$CVQ = \frac{(Q_3 - Q_1)}{(Q_1 + Q_3)} \times 100 \quad (109)$$

Os resultados das próximas seções, em geral, são apresentados em diagramas de caixa combinado com os seus resultados também mostrados em pontos, conforme a Figura 31. Nela pode-se notar os 3 quartis que separar os dados em 4 partes, duas partes se encontram dentro da caixa.

Como pode ser observado na Figura 31, os resultados dos 28 cenários são apresentados para a métrica MaxBT. O círculo amarelo mostra o resultado do cenário base (cenário BBB). Os triângulos vermelho (seta para cima), roxo (seta para esquerda) e azul (seta para a direita) mostram cenários nos quais as funções inteligentes dos inversores são idênticas e iguais a fator de potência fixo (cenário PPP), volt-var (cenário VVV) e volt-watt (cenário WWW), respectivamente. Os outros 24 pontos correspondem aos resultados dos outros cenários, que são definidos por meio da combinação das três funções inteligentes.

Figura 31 – Diagrama de caixa com os resultados dos 28 cenários de uma condição para a métrica MaxBT

Fonte: autor

5.4.1.1 Influência dos Cenários nas Métricas

Cada métrica é influenciada pelos 27 cenários de uma condição específica de forma particular. Algumas delas, independente da condição, não altera o seu resultado entre os cenários, isto é, não são impactadas em nenhuma circunstância. Por outro lado, outras podem apresentar resultados bem diferentes para algumas ou todas as condições.

Sendo assim, pode-se separar as métricas em 3 grupos distintos. No qual cada grupo possui as métricas que são influenciadas pelos cenários de forma similar. Esses grupos são apresentados a seguir:

❑ Nenhuma influência

As métricas desse grupo não variam significativamente entre cenários em qualquer condição.

❑ Influência distinta entre condições

As métricas desse grupo apresentam uma dependência da condição quando se observa a magnitude do impacto dos cenários.

□ Influência independente da condição

As métricas desse grupo são impactadas de forma similar pelos cenários de qualquer condição.

As próximas seções discutem as métricas presentes nos 3 grupos por meio de resultados estatísticos e diagramas de caixa.

Nenhuma Influência

As métricas que apresentam seus resultados invariantes entre os cenários de qualquer condição são os MaxkW, kWh, Consum, MaxIaMT e MinIaMT.

A Tabela 16 apresenta a mediana, o IIQ e o CVQ para as métricas kWh, Consum e MaxkW.

Tabela 16 – Resultado estatísticos das métricas consum, kWh e MaxkW

Condição	Consum			kWh			MaxkW		
	Mediana	IIQ	CVQ	Mediana	IIQ	CVQ	Mediana	IIQ	CVQ
C1	48865,1	31,8	0,03	43803,7	40,2	0,05	2762,1	0,12	0,00
C2	48859,0	25,4	0,03	44944,1	33,0	0,04	2755,5	0,16	0,00
C3	66758,2	53,8	0,04	62227,4	58,8	0,05	3782,2	0,85	0,01
C4	66744,0	44,8	0,03	63374,4	49,5	0,04	3755,3	0,80	0,01
C5	48814,5	131,2	0,13	31991,9	152,4	0,24	2735,2	2,63	0,05
C6	48855,3	102,1	0,10	35054,4	118,0	0,17	2710,2	0,48	0,01
C7	66894,9	114,6	0,09	50471,1	114,0	0,11	3738,4	2,09	0,03
C8	66866,0	93,2	0,07	53503,5	95,0	0,09	3700,3	1,49	0,02
C9	48763,8	168,3	0,17	14634,0	144,5	0,49	2735,2	2,65	0,05
C10	48748,2	138,3	0,14	20370,5	120,4	0,30	2707,4	0,00	0,00
C11	66903,0	155,7	0,12	32938,9	96,2	0,15	3673,9	2,46	0,03
C12	66952,6	112,1	0,08	38768,5	97,1	0,13	3616,8	2,01	0,03

Fonte: autor

Como se pode observar, a dispersão dos resultados em torno da mediana, expressa pelos valores de IIQ e CVQ, é insignificante. Dessa forma, conclui-se que os cenários não são capazes de influenciar essas métricas. Em outras palavras, a escolha da combinação das funções inteligentes nas três localidades é indiferente.

Essas métricas ostentam em comum a característica de representar, de alguma forma, a potência ativa do sistema. Nesse sentido, percebe-se que as funções inteligentes dos inversores são pouco eficazes em corrigir problemas relacionados com a potência ativa.

Consum Pode-se notar na Tabela 16 que a métrica Consum, apresenta praticamente dois níveis de resultados para a mediana, graças a existência dos dois níveis de carregamento, leve e pesado. O carregamento varia entre dois pares de

condições consecutivas, como C1-C2 e C3-C4, C5-C6 e C7-C8 e, finalmente, C9-C10 e C11-C12. O primeiro par representa o carregamento leve, o que leva a uma menor energia consumida pelo alimentador.

kWh A Figura 32 apresenta os resultados dos cenários das 12 condições para a métrica kWh.

Figura 32 – Resultados dos 28 cenários das 12 condições para a métrica kWh

Fonte: autor

Pode-se observar na Figura 32 que mesmo não existindo impacto dos cenários em nenhuma condição, isto é, os resultados continuam iguais aos cenários base, os resultados dessa métrica entre condições são diferentes. Isso por razões dos diferentes níveis de penetração e operações diárias. O nível de penetração aumenta a cada 4 condições, C1-C4, C5-C8, C9-C12, que correspondem a baixo, médio e alto nível de penetração. Em níveis de penetração mais altos, menor é a energia requerida pelo alimentador por conta da maior quantidade de energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos. A operação diária é definida pelo valor do carregamento do alimentador e da radiação solar.

A radiação solar, por sua vez, varia entre duas condições consecutivas, por exemplo, C1-C2, C3-C4 e assim por diante. A primeira condição do par é a radiação so-

lar limpa, o que significa que mais energia é produzida e, conseqüentemente, menos energia é necessária para o alimentador.

MaxkW Com relação a métrica MaxkW, o motivo dela não sofrer nenhum impacto dos cenários está relacionado ao momento que acontece a máxima potência ativa. Ela acontece no final da tarde quando a geração dos sistemas fotovoltaicos são pequenas e, portanto, suas funções inteligentes são pouco requeridas. Esse fato pode ser verificado na Figura 27 que apresenta os valores máximos de carregamento das duas curvas próximos das 18 horas. Além disso, pode-se perceber a existência de praticamente dois valores de mediana entre as condições semelhantemente a Consum.

Para estas métricas, portanto, a variação percebida entre as condições é essencialmente devido as diferentes operações diárias e nos níveis de penetração.

A Tabela 17 apresenta os valores de mediana, IIQ e CVQ para as métricas MaxIaMT e MinIaMT.

Tabela 17 – Resultado estatísticos das métricas MaxIaMT e MinIaMT

Condição	MaxIaMT			MinIaMT		
	Mediana	IIQ	CVQ	Mediana	IIQ	CVQ
C1	1,0265	0,0	0,0000	1,0239	0,0000	0,0002
C2	1,0265	0,0	0,0000	1,0239	0,0000	0,0003
C3	1,0262	0,0	0,0000	1,0225	0,0000	0,0009
C4	1,0262	0,0	0,0000	1,0225	0,0000	0,0007
C5	1,0265	0,0	0,0000	1,0230	0,0011	0,0557
C6	1,0265	0,0	0,0006	1,0229	0,0011	0,0543
C7	1,0262	0,0	0,0000	1,0225	0,0000	0,0020
C8	1,0262	0,0	0,0000	1,0225	0,0000	0,0014
C9	1,0265	0,0	0,0000	1,0224	0,0010	0,0509
C10	1,0265	0,0	0,0000	1,0222	0,0010	0,0497
C11	1,0262	0,0	0,0000	1,0222	0,0006	0,0296
C12	1,0262	0,0	0,0048	1,0222	0,0006	0,0296

Fonte: autor

Como apresentado na seção 3.3.2, as tensões da região inicial do alimentador são pouco impactadas por GD conectadas ao longo da rede. A razão disso está relacionada com os seus pequenos valores das impedâncias de curto-circuito.

As métricas presentes nesse grupo não são consideradas nos próximos pontos dessa dissertação por não serem influenciadas pelos cenários em nenhuma condição. Ou seja, a escolha da combinação das funções inteligentes é irrelevante.

Influência Distinta entre Condições

Nessa seção são apresentadas as métricas que são impactadas de forma bem distinta dependendo da condição. A maioria das métricas se enquadra nessa categoria, sendo elas: MaxMT, MaxBT, MaxFaMT, MinMT, MinBT, MinFaMT, TAcima, TAbaixo, VVI_I, Maxkvar, MinFP, kvarh, Perdas, TapOp, CapOp.

A Tabela 18 apresenta os valores da mediana, IIQ e CVQ para algumas das métricas desse grupo, sendo elas: TapOp, VVI_I e MaxFaMT.

Tabela 18 – Resultado estatísticos das métricas TapOp, VVI_I e MaxFaMT

Condição	TapOp			VVI_I			MaxFaMT		
	Mediana	IIQ	CVQ	Mediana	IIQ	CVQ	Mediana	IIQ	CVQ
C1	1,0	0,0	0,0	0,97	0,06	2,9	1,0184	0,0006	0,03
C2	1,0	0,0	0,0	0,90	0,38	20,0	1,0188	0,0007	0,03
C3	1,0	0,0	0,0	0,98	0,05	2,6	1,0026	0,0034	0,17
C4	1,0	0,0	0,0	1,00	0,29	15,4	1,0023	0,0031	0,15
C5	7,0	5,0	55,6	0,92	0,35	21,2	1,0297	0,0019	0,09
C6	10,0	40,0	90,9	0,59	0,43	41,6	1,0323	0,0145	0,70
C7	3,0	2,0	50,0	0,91	0,14	7,3	1,0257	0,0024	0,12
C8	3,0	2,0	50,0	0,64	0,38	23,9	1,0252	0,0026	0,13
C9	7,0	3,0	27,3	0,95	0,13	6,5	1,0434	0,0098	0,47
C10	38,0	43,0	84,3	0,78	0,46	24,5	1,0570	0,0111	0,53
C11	7,0	5,0	38,5	0,78	0,43	26,8	1,0423	0,0028	0,14
C12	7,0	9,0	52,9	0,46	0,47	44,4	1,0430	0,0095	0,46

Fonte: autor

Os resultados apresentados na Tabela 18 mostram que a magnitude de dispersão de cada métrica depende da condição. Por exemplo, a TapOp não apresenta nenhuma operação para os cenários das 4 primeiras condições. De forma bem similar, pode-se observar o valor baixo de dispersão nas condições C1 e C3 da métrica VVI_I e nas condições C1 e C2 para a MaxFaMT.

Em geral, quanto maior o nível de penetração, maior é a chance dos cenários alterarem os valores das métricas. Por exemplo, a Figura 33 apresenta os diagramas de caixa para as 12 condições da métrica TapOp e, como se pode perceber, a quantidade de operações pode apresentar uma variação maior que 50 vezes para algumas condições, para outras a variação se encontra entre no máximo 20 operações e nas condições com nível de penetração baixo, como já mencionado, nenhuma operação é registrada.

Para essa métrica, portanto, a escolha da combinação pode modificar completamente a quantidade de operações do LTC e regulador da rede para as condições C6, C10 e C12. Essas condições apresentam como dado comum a radiação solar oscilante, que naturalmente estressa mais esses equipamentos automáticos.

Figura 33 – Resultados dos cenários das 12 condições para a métrica TapOp

Fonte: autor

Para as métricas desse grupo, portanto, a escolha da combinação das funções inteligentes é fundamental em apenas algumas condições.

Influência Independente da Condição

As métricas que apresentam impacto semelhantes em todas as condições são VVI_M e VVI_F. A Tabela 19 apresenta os valores da mediana, IIQ e CVQ para essas métricas.

Pode-se observar nos resultados da Tabela 19 que a magnitude de dispersão, verificado em IIQ e CVQ, são semelhantes entre as condições.

A Figura 34 apresenta os resultados para a métrica VVI_F e, pode-se verificar, os cenários são capazes de variar os resultados dessa métrica em qualquer condição.

Para essas duas métricas, portanto, a escolha da combinação das funções inteligentes é fundamental e independente do nível de penetração e da operação diária.

5.4.1.2 Desempenho do Sistema para uma Única Condição

A finalidade da análise dessa seção é verificar o impacto dos cenários, por meio dos resultados das métricas, na operação do alimentador em uma condição espe-

Tabela 19 – Resultado estatísticos das métricas, VVI_M e VVI_F

Condição	VVI_M			VVI_F		
	Mediana	IIQ	CVQ	Mediana	IIQ	CVQ
C1	0,95	0,22	12,2	0,95	0,24	13,9
C2	0,82	0,55	42,9	0,88	0,76	65,8
C3	0,95	0,18	9,7	0,97	0,21	11,8
C4	0,83	0,66	49,2	0,88	0,78	64,4
C5	0,93	0,49	33,3	0,92	0,34	20,9
C6	0,44	0,54	59,5	0,57	0,40	33,9
C7	0,84	0,29	18,5	0,88	0,29	17,7
C8	0,77	0,60	48,3	0,86	0,38	26,6
C9	0,85	0,41	29,3	0,85	0,26	16,5
C10	0,70	0,48	43,8	0,67	0,36	26,3
C11	0,65	0,40	28,2	0,74	0,30	19,3
C12	0,53	0,32	34,7	0,56	0,19	15,2

Fonte: autor

Figura 34 – Resultados dos cenários das 12 condições para a métrica VVI_F

Fonte: autor

cífica. A condição C10 é selecionada para uma análise detalhada, devido ao fato de ser a condição na qual o alimentador é submetido as situações mais extremas do ponto de vista de níveis e flutuações de tensão, consequência da combinação do nível

de penetração alto com uma operação diária composta pelo carregamento leve e a radiação solar oscilante.

Importância da Escolha da Combinação

Os resultados das métricas MaxMT e kvarh, mostrados na Figura 35 e na Figura 36, são utilizados como exemplos para verificar alguns pontos importante relacionados a escolha da combinação das funções inteligentes.

Figura 35 – Resultados dos cenários da condição C10 para a métrica MaxMT

Fonte: autor

Primeiro ponto que pode ser notado, em ambos os resultados, é que existem cenários que apresentam resultados menores e outros maiores que do cenário BBB, ou seja, dependendo da escolha da combinação, é possível modificar positivamente ou negativamente essas métricas.

Outro ponto que vale notar é que o melhor cenário para a métrica MaxMT, isto é, o que possui o menor valor de tensão, é composto pela função fator de potência fixo nas três localidades, no entanto, o custo que ele paga por isso pode ser visto nos resultados da métrica kvarh apresentados na Figura 36. Nesse caso, o PPP não se encontra entre os melhores cenários, isto é, que resulta em uma energia reativa perto de zero. Constatando assim o terceiro ponto importante que mostra que o melhor cenário pode ser diferente para diferentes métricas.

Figura 36 – Resultados dos cenários da condição C10 para a métrica kvarh

Fonte: autor

Para a kvarh, o melhor cenário é o VWW que é composto pelas funções volt-var, volt-watt e volt-watt nas localidades início, meio e fim, respectivamente. Isso mostra o último ponto, em que cenários que combinam diferentes funções inteligentes podem ser aqueles que melhor beneficiam as métricas.

Sumarizando esses pontos, têm-se:

- ❑ Cenários podem beneficiar ou piorar o cenário base;
- ❑ Cenário formado pela mesma funcionalidade pode ser o melhor;
- ❑ O melhor cenário de uma métrica não necessariamente é o melhor de outras;
- ❑ Cenário formado por diferentes funcionalidades pode ser o melhor.

Melhores Cenários

Com o intuito de verificar esses 4 pontos, nesse item, os melhores cenários das 17 métricas consideradas da condição C10 são apresentados, conforme a Tabela 20.

Tabela 20 – Melhores cenários da condição C10

Métrica	Cenário	Valor
MaxMT	PPP	1,0483
MaxBT	PPP	1,0466
MaxFaMT	PPP	1,0436
MinMT	PPP	0,9736
MinBT	PPP	0,9660
MinFaMT	PWW	0,9582
TAcima	PPP	0
TAbaixo	****	0
VVI_I	VPV	0,44
VVI_M	PPV	0,15
VVI_F	PPP	0,3
Maxkvar	WPV	618,3
MinFP	VPP,WPP	-0,0062
kvarh	VWW	104462,8
Perdas	WWW	2346,5
TapOp	PPP	1
CapOp	*	0

Fonte: autor

Onde:

- **** indica que todos os cenários apresentam o mesmo resultado;
- *** indica que entre 21 e 27 cenários apresentam o mesmo resultado;
- ** indica que entre 11 e 20 cenários apresentam o mesmo resultado;
- * indica que entre 6 e 10 cenários apresentam o mesmo resultado.

Vale notar na Tabela 20 que cenários compostos por combinações de funções são os melhores para 7 métricas, porém nenhum se repete. Por outro lado, o PPP é o que mais aparece entre os melhores, 8 vezes. Outro fator que pode ser notado é que o melhor cenário para a métrica Perdas é o WWW, esse é o único cenário que não requer nenhuma potência reativa. Já o VVV não é o melhor cenário em nenhuma métrica.

A explicação de o PPP não figurar entre os melhores cenários para as métricas Maxkvar e kvarh está no fato de que esse cenário requer uma energia reativa elevada.

5.4.1.3 Desempenho do Sistema para todas as Condições

Nessa seção, investiga-se os resultados considerando o desempenho do alimentador para as 12 condições. Nesse contexto, pode-se verificar se há alguma mudança em como os mesmos cenários afetam a operação do alimentador em função das operações diárias e dos níveis de penetração. Basicamente, a pergunta que se quer responder é como o impacto de um cenário em uma métrica varia de acordo com a condição escolhida.

Figura 37 – Resultados dos 28 cenários das 12 condições para a métrica kvarh

Fonte: autor

Por exemplo, a Figura 37 apresenta os resultados dos 28 cenários das 12 condições para a métrica kvarh. Pode-se observar que a influência dos cenários varia em magnitude dependendo da condição, conforme já discutido na seção 5.4.1.1. Para condições com nível de penetração baixo, C1 à C4, os resultados dos 28 cenários não são tão diferentes, ou seja, a escolha da combinação das funções inteligentes não é um fator determinante para melhorar o resultado dessa métrica. Por outro lado, para as condições com nível de penetração alto, C9 à C12, a escolha do cenário pode levar a uma melhora ou piora no resultado dessa métrica.

Outro fato interessante que pode ser visto facilmente na Figura 37 é como o cenário PPP é um dos melhores para o nível de penetração leve, isto é, aquele que

apresenta o resultado mais perto do zero, e se torna um dos piores para a combinação do nível de penetração alto com a operação com carregamento pesado. Ou seja, esse é um exemplo de cenário que é melhor ou pior dependendo da condição.

Desse exemplo, pode-se concluir outro fato importante:

- O melhor cenário de uma métrica em uma condição pode não ser o melhor para a mesma métrica em outra condição.

Nesta seção, a influência das condições é dividida em duas análises. Primeiro, varia-se a operação diária para um nível de penetração fixo. E, em seguida, varia-se os níveis de penetração fixando uma operação diária.

Operação Diária

Devido ao fato de que, em geral, os cenários têm um impacto mais significativo em níveis mais altos de penetração, as condições C9 à C12 são consideradas para avaliar como as 4 operações diárias alteram o impacto dos cenários nas métricas.

Os resultados das métricas MaxMT, TABaixo e TAcima para as condições com nível de penetração alto, mostrados nas Figuras 38, 39 e 40, respectivamente, são utilizados como exemplos para verificar como as operações diárias influenciam a escolha da combinação das funções inteligentes.

Para a métrica MaxMT, o PPP está entre os melhores cenários para as três últimas condições, mas para a C9 existem cenários melhores. Isso mostra que o melhor cenário de uma métrica em uma condição pode não ser o melhor para a mesma métrica em outra condição, ou de forma mais geral, a ordem dos melhores cenários para uma métrica pode ser diferente entre condições. Esse fato também pode ser verificado na métrica TABaixo, apresentada na Figura 39, no qual o cenário PPP se encontra entre os melhores para as condições C9 e C10, enquanto é uma das piores para as condições C11 e C12. Nesse sentido, a escolha da combinação das funções inteligentes fator de potência fixo nas três localidades (cenário PPP) é capaz de ser a melhor escolha tanto para a MaxMT quanto para a TABaixo apenas na condição C10.

Outro exemplo que mostra como a operação diária pode alterar a influência dos cenários nas métricas é verificada na métrica TAcima, apresentada na Figura 40. Nesse caso, o cenário VVV é um dos melhores para as condições C9 e C10, porém para as condições com carregamento pesado, C11 e C12, é uma das piores. Essa fato pode ser explicado, pois enquanto a função fator de potência fixo tende a consumir o mesmo valor de potência reativa independente da operação diária, porque só depende

Figura 38 – Resultados dos 28 cenários das 4 condições com nível de penetração alto para a métrica MaxMT

Fonte: autor

da potência ativa gerada e do valor do fator de potência configurado, a função voltar consome mais potência reativa quanto maior o nível de tensão do ponto de conexão, ou seja, para carregamentos menores, a tensão do inversor aumenta para níveis mais distantes da banda morta da curva volt-var, consequentemente, o inversor absorve mais potência reativa.

Vale notar que os resultados do cenário WWW, em geral, estão muito próximos dos resultados do cenário BBB, ou seja, a função volt-watt, além de não consumir potência reativa por natureza, não operou significativamente. Uma exceção é visto na condição C12 para a métrica MaxMT, onde se nota que o WWW diminuiu a tensão, consequência de ter cortado parte da geração dos sistemas fotovoltaicos.

Com a finalidade de estender essa análise para as 17 métricas consideradas, a Tabela 21 apresenta os melhores cenários delas para as condições com nível de penetração alto, C9 à C12.

Figura 39 – Resultados dos 28 cenários das 4 condições com nível de penetração alto para a métrica TAbaixo

Fonte: autor

Tabela 21 – Melhores cenários das condições com nível de penetração alta

Métrica	C9	C10	C11	C12
MaxMT	WWV	PPP	PPP	PPP
MaxBT	WWV	PPP	PPP	PPP
MaxFaMT	VWP	PPP	PPP	PPP
MinMT	VVV	PPP	WPP	PPW
MinBT	PVV	PPP	WVV	VVV
MinFaMT	PPV	PWW	VVV, VWV, WVV, WWV	VWW
TAcima	**	PPP	**	**
TAbaixo	****	****	PVV, PWV	PPV
VVI_I	WPP	VPV	VPW	WPP
VVI_M	PPP	PPV	PPP	PPP

Continua na próxima página

Tabela 21 – Sequência da página anterior

Métrica	C9	C10	C11	C12
VVI_F	PPP	PPP	PPP	PPP
Maxkvar	VPV, WPV	WPV	PWW	PWW
MinFP	PPV	VPP, WPP	PWW	VPW, WPW
kvarh	PPV	VWW	PWW	PWW
Perdas	PPW	WWW	VPW	VPW
TapOp	PPP	PPP	PPP, PPV	PPP, PPV
CapOp	*	*	**	**

Fonte: autor

Onde:

- **** indica que todos os cenários apresentam o mesmo resultado;
- *** indica que entre 21 e 27 cenários apresentam o mesmo resultado;
- ** indica que entre 11 e 20 cenários apresentam o mesmo resultado;
- * indica que entre 6 e 10 cenários apresentam o mesmo resultado.

Pode-se observar que, em geral, os melhores cenários de uma métrica são diferentes entre as condições. Por exemplo, para as métricas de mínima tensão, os melhores cenários não se repetem em nenhuma condição.

Outro fato interessante que pode ser visto na Tabela 21 é a semelhança entre os melhores cenários dependendo dos componentes das operações diárias, isto é, carregamento leve (C9 e C10), carregamento pesado (C11 e C12), radiação limpa (C9 e C11) e, por fim, radiação oscilante (C10 e C12). Considerando apenas as métricas que possuem menos do que 6 melhores cenários, pode-se verificar a quantidade de métricas que possuem melhores cenários semelhantes, conforme a Tabela 22.

Tabela 22 – Quantidade de métricas com semelhança do melhor cenário

	Semelhantes
Carregamento leve	3
Carregamento pesado	9
Radiação limpa	3
Radiação oscilante	4

Fonte: autor

Figura 40 – Resultados dos 28 cenários das 4 condições com nível de penetração alto para a métrica TAcima

Fonte: autor

Esse fato mostra que existe uma semelhança maior para o carregamento pesado. Além disso, pode-se notar que o melhor cenário mais comum é o PPP. Isso justifica-se pela característica da função inteligente fator de potência fixo que sempre consome uma potência reativa que depende apenas da potência ativa e do valor do fator de potência, enquanto que a função volt-var depende dos níveis de tensão para consumir mais ou menos potência reativa e, como consequência, é menos eficiente nas condições com carregamento pesado.

Nível de Penetração

Observar um nível de penetração específico é útil quando ele é conhecido, no entanto, analisar a operação da rede considerando diferentes níveis de penetração pode ajudar a estimar a quantidade de RED que pode ser acomodada no alimentador, portanto, uma análise semelhante àquela mostrada para na seção 5.4.1.3 é realizada para investigar como os diferentes níveis de penetração afetam as influências dos cenários sobre as métricas. A operação diária nessa seção é fixada com carregamento pesado e radiação solar oscilante.

A Figura 41 apresenta os resultados dos cenários das condições C4, C8 e C12 para a métrica VVI_M.

Figura 41 – Resultados dos 28 cenários das 4 condições com carregamento pesado para a métrica VVI_M

Fonte: autor

Pode-se observar que a melhoria nas 3 condições são bem próximas, valores próximos de 0,2, mas os melhores cenários não são os mesmos entre as condições. Por exemplo, com o aumento do nível de penetração, o VVV vai deixando de ser um dos piores cenários, enquanto que o PPP vai se tornando um dos melhores. Para a condição C4, as tensões dos inversores se encontram dentro da banda morta e, portanto, o cenário VVV se comporta da mesma forma que o BBB, por outro lado, para o cenário PPP, os inversores absorvem potência reativa, independentemente do nível de tensão, resultando assim em uma melhora no valor da métrica VVI_M.

Novamente, pode-se concluir que:

- ❑ O melhor cenário de uma métrica em uma condição pode não ser o melhor para a mesma métrica em outra condição.

Com o objetivo de verificar os melhores cenários das 17 métricas consideradas, a Tabela 23 é apresentada.

Tabela 23 – Melhores cenários das condição com carregamento pesado

Métrica	C4	C8	C12
MaxMT	****	PPP, VPP, WPP	PPP
MaxBT	**	PPP	PPP
MaxFaMT	**	PPP	PPP
MinMT	VPV	PPV	PPW
MinBT	WVV	VVV	VVV
MinFaMT	PPP	PPP	VWW
TAcima	****	****	**
TAbaixo	VVV, VWV, WVV, WWV	BBB, VVW, VWW, WVW, WWW	PPV
VVI_I	WPP	WPP	WPP
VVI_M	VPV, WPV	VPP	PPP
VVI_F	PPP	PPP	PPP
Maxkvar	VVV, VWV, WVV, WWV	VVV, VWV, WVV, WWV	PWW
MinFP	****	PPP	VPW, WPW
kvarh	PPP	PPV	PWW
Perdas	PPV	VPW	VPW
TapOp	****	**	PPP, PPV
CapOp	****	****	**

Fonte: autor

Onde:

- **** indica que todos os cenários apresentam o mesmo resultado;
- *** indica que entre 21 e 27 cenários apresentam o mesmo resultado;
- ** indica que entre 11 e 20 cenários apresentam o mesmo resultado;
- * indica que entre 6 e 10 cenários apresentam o mesmo resultado.

Considerando apenas as métricas que possuem menos do que 6 melhores cenários, a quantidade delas que possuem melhores cenários semelhantes para os grupos de níveis de penetração baixo e médio, médio e alto e baixo, médio e alto são 3, 5 e

2, respectivamente. Isso mostra que há uma diferença bem significativa entre os melhores cenários quando se altera o nível de penetração.

Outro fato que também pode ser notado é que o cenário PPP aparece frequentemente como o melhor cenário para as métricas, mas isso deve-se, em parte, a limitação do funcionamento da função volt-var devido a sua banda morta, especialmente para níveis de penetração menores, como já mencionado. Além disso, pode-se notar para a C4 que o melhor cenário para a kvarh é o PPP, o que não parece ser intuitivo. Isso ocorre porque o consumo de potência reativa por parte dos sistemas fotovoltaicos são de origem da produção do capacitor presente na rede e, conseqüentemente, o alimentador fornece ou absorve energia reativa perto de zero.

Observando os melhores cenários tanto da operação diária quanto do nível de penetração, pode-se concluir:

- ❑ Os melhores cenários se alteram mais nas condições que mudam o nível de penetração.

5.4.1.4 Melhores Cenários das Métricas de todas as Condições

A Tabela 24 apresenta os melhores cenários para as 17 métricas para todas as condições.

As seguintes conclusões podem ser feitas considerando os resultados da Tabela 24:

- ❑ O cenário PPP é o melhor cenário na maioria das condições/métricas;
- ❑ Para as métricas de máxima tensão, índice da variabilidade de tensão e a TapOp, em geral, o PPP é o melhor, quando não, duas das funções da combinação são fator de potência fixo;
- ❑ Para as métricas de mínima tensão e TAbaixo, os cenários compostos pelas funções volt-var e volt-watt são, em geral, os melhores. Mesmo para essas métricas, em algumas condições, o PPP é o melhor;
- ❑ O melhor cenário se repete de forma considerável entre as condições para as métricas de máxima tensão, VVI_M, VVI_F e TapOP;
- ❑ De forma geral, percebe-se que as combinações de diferentes funções inteligentes são melhores em mais da metade das condições/métricas.

Tabela 24 – Melhores cenários de todas as condições/métricas

Métrica	C1 Cenário	C2 Cenário	C3 Cenário	C4 Cenário	C5 Cenário	C6 Cenário	C7 Cenário	C8 Cenário	C9 Cenário	C10 Cenário	C11 Cenário	C12 Cenário
MaxMT	PPP, VPP, WPP	PPP, VPP, WPP	****	****	PPP	PPP	PPP, VPP, WPP	PPP, VPP, WPP	WWV	PPP	PPP	PPP
MaxBT	PPP, VPP, WPP	PPP, VPP, WPP	**	**	VPP	PPP	PPP	PPP	WWV	PPP	PPP	PPP
MaxFaMT	PPP	PPP	**	**	BBB, WWW	PWP	PPP	PPP	VWP	PPP	PPP	PPP
MinMT	PPP	PPP	VVV	VPV	VVV	PPP	PPV	PPV	VVV	PPP	WPP	PPW
MinBT	PPP	PPP	VVV	WVV	VVV	PPP	VVV	VVV	PVV	PPP	WVV	VVV
MinFaMT	VPP, WPP	VPP, WPP	PPP	PPP	VPP, WPP	VWV	PPP	PPP	PPV	PWW	VVV, VWV, WVV, WWV	VWW
TAcima	****	****	****	****	****	**	****	****	**	PPP	**	**
TABAixo	****	****	VVV, VWV, WVV, WWV	VVV, VWV, WVV, WWV	****	****	VVV, VWV, WVV, WWV	BBB, VWV, VWW, WVV, WWV	****	****	PVV, PWV	PPV
VVI_I	WPP	VPP	WPP	WPP	WPP	VPP	WPP	WPP	WPP	VPV	VPW	WPP
VVI_M	PPP	WPW	VPW, WPW	VPV, WPV	PPP	VPP	PPP	VPP	PPP	PPV	PPP	PPP
VVI_F	PPP	PPP	PPP	PPP	PPP	PPP	PPP	PPP	PPP	PPP	PPP	PPP
Maxkvar	VWV, VWW, WWV, WWW	*	VVV, VWV, WVV, WWV	VVV, VWV, WVV, WWV	VVP	WVP	VVV, VWV, WVV, WWV	VVV, VWV, WVV, WWV	VPV, WVP	WVP	PWW	PWW
MinFP	BBB, WWW	BBB, WWW	****	****	PVP	WVP	PPP	PPP	PPV	VPP, WPP	PWW	VPW, WPW
kvarh	PPP	PPP	PPP	PPP	BBB	BBB	PPW	PPV	PPV	VWW	PWW	PWW
Perdas	PPP	PPP	PPV	PPV	BBB	WWW	VPW	VPW	PPW	WWW	VPW	VPW
TapOp	PPP	PPP	****	****	PPP	PPP	**	**	PPP	PPP	PPP, PPV	PPP, PPV
CapOp	****	****	****	****	*	**	****	****	*	*	**	**

Fonte: autor

5.4.1.5 Considerações

Sintetizando os principais aspectos relacionados a escolha da combinação das funções inteligentes, têm-se:

- ❑ Os cenários pouco impactam métricas relacionadas a potência ativa do sistema;
- ❑ Para uma mesma condição:
 - Cenários podem beneficiar ou piorar o cenário base;
 - Cenário formado pela mesma funcionalidade pode ser o melhor;
 - O melhor cenário de uma métrica não necessariamente é o melhor de outras;
 - Cenário formado por diferentes funcionalidades pode ser o melhor.
- ❑ O melhor cenário de uma métrica em uma condição pode não ser o melhor para a mesma métrica em outra condição;
- ❑ Os cenários, em geral, pouco impactam as métricas para condições com nível de penetração baixo;
- ❑ Os melhores cenários se alteram mais nas condições que mudam o nível de penetração.

5.4.2 Resultados com Base na Metodologia por Classificação da Qualidade de Energia

As combinações das funções inteligentes são analisadas nessa seção por meio da metodologia de classificação da qualidade de energia. A primeira parte dessa seção, dedica-se em analisar o desempenho do sistema considerando uma única condição, para isso, os passos da metodologia são aplicados. Por fim, apresentam-se os os melhores cenários para todas as condições, segundo essa metodologia.

5.4.2.1 Desempenho do Sistema para uma Única Condição

Verifica-se nessa seção a influência dos cenários na operação do alimentador em uma condição específica aplicando a metodologia de classificação de qualidade de energia. De modo igual ao realizado na seção 5.4.1.2, a condição C10 é selecionada.

Cálculo dos Índices de Qualidade Energia

O primeiro passo da metodologia de classificação de qualidade de energia corresponde ao cálculo dos índices de qualidade de energia discutidos na seção 4.7.1. A lista deles segue abaixo:

- ❑ Índice de Violação dos Níveis de Tensão (IVNT);
- ❑ Índice de Flutuação de Tensão (IFT);
- ❑ Índice de Desequilíbrio de Tensão (IDT);
- ❑ Índice de Operação dos Controles (IOC);
- ❑ Índice de Demanda de Potência Reativa (IDR);
- ❑ Índice de Perdas Elétricas (IPE).

Assim sendo, a Tabela 25 apresenta o resultado dos índices para os cenários da condição C10.

Tabela 25 – Valores dos índices de qualidade para os cenários da condição C10

Cenário	IVNT	IFT	IDT	IOC _{reg}	IOC _{cap}	IDR	IPE
BBB	6,e-07	1,5e-03	1,1e-03	19,0	22,0	17,76	4,8e-02
PPP	0,e+00	8,8e-04	1,1e-03	0,5	0,0	37,52	5,e-02
PPV	0,e+00	8,6e-04	1,1e-03	1,0	0,0	113,26	4,9e-02
PPW	4,6e-08	8,5e-04	1,1e-03	2,0	0,0	172,26	4,8e-02
PVP	0,e+00	8,1e-04	1,1e-03	2,0	0,0	163,42	4,9e-02
PVV	1,2e-08	9,3e-04	1,1e-03	7,0	4,0	120,90	4,9e-02
PVW	7,3e-07	1,4e-03	1,1e-03	29,0	26,0	66,74	4,9e-02
PWP	0,e+00	8,1e-04	1,1e-03	2,0	0,0	171,88	4,9e-02
PWV	2,9e-09	1,1e-03	1,1e-03	23,0	12,0	28,31	4,9e-02
PWW	2,8e-09	1,4e-03	1,1e-03	23,0	32,0	75,26	4,9e-02
VPP	0,e+00	7,6e-04	1,1e-03	2,0	0,0	170,03	4,9e-02
VPV	0,e+00	8,0e-04	1,1e-03	2,0	0,0	240,95	4,9e-02
VPW	3,1e-07	1,4e-03	1,1e-03	24,0	30,0	37,72	5,e-02
VVP	5,7e-07	1,2e-03	1,1e-03	34,0	24,0	22,82	5,1e-02
VVV	2,3e-07	1,2e-03	1,1e-03	20,0	14,0	25,87	4,9e-02
VVW	9,3e-08	1,5e-03	1,1e-03	20,5	22,0	21,81	4,8e-02

Continua na próxima página

Tabela 25 – Sequência da página anterior

Cenário	IVNT	IFT	IDT	IOC _{reg}	IOC _{cap}	IDR	IPE
VWP	8,2e-08	1,3e-03	1,1e-03	24,0	30,0	37,97	5,1e-02
VWV	0,e+00	1,2e-03	1,1e-03	17,0	18,0	33,14	4,9e-02
VWW	1,6e-07	1,5e-03	1,1e-03	19,0	22,0	13,47	4,8e-02
WPP	0,e+00	7,6e-04	1,1e-03	2,0	0,0	170,08	4,9e-02
WPV	0,e+00	8,1e-04	1,1e-03	2,0	0,0	242,65	4,9e-02
WPW	2,9e-07	1,4e-03	1,1e-03	24,0	30,0	37,09	5,e-02
WVP	5,7e-07	1,3e-03	1,1e-03	37,0	26,0	27,30	5,1e-02
WVV	2,3e-07	1,2e-03	1,1e-03	26,0	16,0	33,13	4,9e-02
WVW	9,5e-08	1,5e-03	1,1e-03	19,5	22,0	22,61	4,8e-02
WWP	1,0e-07	1,3e-03	1,1e-03	22,0	30,0	37,51	5,1e-02
WWV	0,e+00	1,3e-03	1,1e-03	19,0	20,0	38,05	4,9e-02
WWW	2,1e-07	1,5e-03	1,1e-03	19,0	22,0	17,62	4,8e-02

Fonte: autor

Pode-se verificar na Tabela 25 que os índices que apresentam maior dispersão entre os cenários são os IOC_{reg}, IOC_{cap} e IDR. Por outro lado, o IDT não sofre nenhuma alteração entre os cenários. Já para os outros índices, IVNT, IFT e IPE as dispersões são pequenas.

Cálculo das notas individuais

Os seis índices de qualidade de energia são convertidos em notas individuais por meio dos valores mínimo e máximo de cada índice apresentados na seção 4.7.1. A Equação 110, portanto, apresenta como o cálculo é realizado.

$$\text{Nota}_{\text{índice}} = 10 - \frac{10 \times (\text{índice} - \text{índice}_{\min})}{\text{índice}_{\max} - \text{índice}_{\min}} = 10 \times \frac{(\text{índice}_{\max} - \text{índice})}{\text{índice}_{\max} - \text{índice}_{\min}} \quad (110)$$

Consequentemente, as notas individuais para os cenários da C10 são apresentadas na Tabela 26

Tabela 26 – Notas individuais para os cenários da C10

Cenário	Nota _{IVNT}	Nota _{IFT}	Nota _{IDT}	Nota _{IOC_{reg}}	Nota _{IOC_{cap}}	Nota _{IDR}	Nota _{IPE}
BBB	10,0	9,49	9,84	3,06	0,0	9,99	4,65
PPP	10,0	9,71	9,84	9,82	10,0	9,99	4,47

Continua na próxima página

Tabela 26 – Sequência da página anterior

Cenário	Nota _{IVNT}	Nota _{IFT}	Nota _{IDT}	Nota _{IOC_{reg}}	Nota _{IOC_{cap}}	Nota _{IDR}	Nota _{IPE}
PPV	10,0	9,71	9,84	9,63	10,0	9,96	4,57
PPW	10,0	9,72	9,84	9,27	10,0	9,94	4,64
PVP	10,0	9,73	9,84	9,27	10,0	9,95	4,54
PVV	10,0	9,69	9,84	7,45	0,0	9,96	4,58
PVW	10,0	9,54	9,84	0,0	0,0	9,98	4,56
PWP	10,0	9,73	9,84	9,27	10,0	9,94	4,55
PWV	10,0	9,64	9,84	1,61	0,0	9,99	4,52
PWW	10,0	9,52	9,84	1,61	0,0	9,98	4,56
VPP	10,0	9,75	9,84	9,27	10,0	9,94	4,52
VPV	10,0	9,73	9,84	9,27	10,0	9,92	4,61
VPW	10,0	9,55	9,84	1,24	0,0	9,99	4,48
VVP	10,0	9,59	9,84	0,0	0,0	9,99	4,39
VVV	10,0	9,62	9,84	2,70	0,0	9,99	4,55
VVW	10,0	9,51	9,84	2,52	0,0	9,99	4,64
VWP	10,0	9,56	9,84	1,24	0,0	9,99	4,38
VWV	10,0	9,59	9,84	3,79	0,0	9,99	4,55
VWW	10,0	9,49	9,84	3,06	0,0	10,00	4,65
WPP	10,0	9,75	9,84	9,27	10,0	9,94	4,52
WPV	10,0	9,73	9,84	9,27	10,0	9,92	4,61
WPW	10,0	9,55	9,84	1,24	0,0	9,99	4,48
WVP	10,0	9,58	9,84	0,0	0,0	9,99	4,39
WVV	10,0	9,60	9,84	0,51	0,0	9,99	4,55
WVW	10,0	9,51	9,84	2,88	0,0	9,99	4,64
WWP	10,0	9,56	9,84	1,97	0,0	9,99	4,38
WWV	10,0	9,57	9,84	3,06	0,0	9,99	4,55
WWW	10,0	9,50	9,84	3,06	0,0	9,99	4,65

Fonte: autor

Os resultados da Tabela 26 mostram que as notas que mais variam entre os cenários são as Nota_{IOC_{reg}} e Nota_{IOC_{cap}} e, portanto, essas notas apresentam uma influência maior na decisão do melhor cenário. Diferente das notas Nota_{IFT}, Nota_{IDR} e Nota_{IPE} que possuem notas próximas para os diferentes cenários. No extremo, têm-se as notas Nota_{IVNT} e Nota_{IDT} que são idênticas para todos os cenários.

Cálculo da Nota de Qualidade de Energia

Por fim, calcula-se a nota de qualidade de energia segundo a Equação 111 e apresentam-se os resultados para a condição C10 na Tabela 27.

$$\begin{aligned} \text{NQE} = & \alpha_{\text{IVNT}} \times \text{Nota}_{\text{IVNT}} + \alpha_{\text{IFT}} \times \text{Nota}_{\text{IFT}} + \alpha_{\text{IDT}} \times \text{Nota}_{\text{IDT}} + \\ & \alpha_{\text{IOC}} \times \text{Nota}_{\text{IOC}} + \alpha_{\text{IDR}} \times \text{Nota}_{\text{IDR}} + \alpha_{\text{IDE}} \times \text{Nota}_{\text{IDE}} \end{aligned} \quad (111)$$

Onde: Os fatores α são considerados todos iguais com valor de $1/6$ e $\alpha_{\text{IVNT}} + \alpha_{\text{IFT}} + \alpha_{\text{IDT}} + \alpha_{\text{IOC}} + \alpha_{\text{IDR}} + \alpha_{\text{IDE}} = 1$.

Tabela 27 – Notas de qualidade de energia para os cenários da condição C10

Cenário	NQE
BBB	7,58
PPP	8,99
PPV	8,98
PPW	8,96
PVP	8,95
PVV	7,97
PVW	7,32
PWP	8,95
PWV	7,47
PWW	7,45
VPP	8,95
VPV	8,96
VPW	7,41
VVP	7,30
VVV	7,56
VVW	7,54
VWP	7,40
VWV	7,64
VWW	7,59
WPP	8,95
WPV	8,96
WPW	7,41
WVP	7,30

Continua na próxima página

Tabela 27 – Sequência da página anterior

Cenário	NQE
WVV	7,37
WVW	7,57
WWP	7,46
WWV	7,58
WWW	7,59

Fonte: autor

O melhor cenário, segundo a Tabela 27, é o PPP com NQE igual a 8,99. Para os cenários com NQE maior que 8, todos possuem pelo menos uma das localidades com a função inteligente fator de potência fixo. Esses são os cenários que apresentam uma quantidade baixa de operação dos equipamentos automáticos de regulação de tensão. Os piores cenários são aqueles que não possuem, em geral, a função inteligente fator de potência fixo em nenhuma localidade.

5.4.2.2 Desempenho do Sistema para todas as Condições

Estendendo a aplicação da metodologia de classificação de qualidade de energia para todas as condições, têm-se os melhores, os piores e o cenário base com suas NQE para cada condição apresentados na Tabela 28.

Tabela 28 – Melhores, piores e cenário base para as 12 condições

Condição	Melhor		Pior		Base	
	Cenário	NQE	Cenário	NQE	Cenário	NQE
C1	PPP	9,17	WWW	9,13	BBB	9,13
C2	PPP	9,13	WWW	9,08	BBB	9,08
C3	PPP	9,26	WWV	9,24	BBB	9,24
C4	PPP	9,24	WWV	9,21	BBB	9,21
C5	PPP	9,20	VWP	8,68	BBB	8,74
C6	PPP	9,19	WVW	7,36	BBB	7,57
C7	PPW	9,30	WWW	9,23	BBB	9,23
C8	PPV	9,28	WWW	9,18	BBB	9,18
C9	PPV	8,92	WWP	8,37	BBB	8,44
C10	PPP	8,99	WVP	7,30	BBB	7,58
C11	PPV	9,14	WVW	8,57	BBB	8,60
C12	PPV	9,16	WVW	6,91	BBB	7,11

Fonte: autor

As seguintes conclusões apresentadas são resultado de uma análise dos resultados da Tabela 28.

Importância da Escolha do Cenário

A importância da escolha do cenário pode ser definida como sendo a diferença entre as NQE dos cenários melhor e pior. Nessa circunstância, claramente pode perceber que a escolha da combinação das funções inteligentes é mais importante para as condições C6, C10 e C12. Essas três condições apresentam em comum a radiação oscilante fazendo com que os equipamentos automáticos de regulação de tensão estejam bem estressados no cenário base e, portanto, a escolha do cenário pode reduzir drasticamente a quantidade dessas operações.

Por outro lado, as condições com nível de penetração baixo são as que apresentam a menor diferença entre as NQE dos cenários melhor e pior. O que mostra que para baixos níveis de penetração, a escolha da combinação das funções inteligentes não é capaz de influenciar a operação da rede de forma significativa.

Cuidado com a Escolha do Cenário

Em 6 condições, percebe-se que os cenários sempre melhoram o cenário base, ou pelo menos, não piora. No entanto, existem cenários que possuem NQE menores que o cenário base para as condições C5, C6, C9, C10, C11 e C12. As últimos 4 condições apresentam em comum o nível de penetração alto. Já as C5 e C6 são as condições que apresentam o carregamento leve em comum para o mesmo nível de penetração médio, isto é, essas condições são aquelas que apresentam a maior diferença entre a potência fornecida pelos sistemas e a potência consumida pelas cargas, depois é claro, das condições com nível de penetração alto.

Constata-se, portanto, que para maiores níveis de penetração maior é a possibilidade da escolha do cenário causar malefícios ao cenário base.

Característica dos Melhores Cenários

A partir da Tabela 28, percebe-se que o cenário PPP é o melhor para a maioria das condições, se não, pelo menos 2 das localidades possuem a função inteligente fator de potência fixo.

O motivo da dominância dessa função nos resultados dessa metodologia é fruto da sua característica de ser capaz de consumir potência reativa independente dos níveis de tensão da rede. Isso fica claro quando se observa as condições com nível de penetração baixo, no qual esse cenário é sempre o melhor, pois ele é o que mais consome potência reativa comparado com os outros 27.

Outro ponto que contribui com esse fato de que, em geral, o melhor cenário consome mais potência reativa é verificada nas condições C8, C9, C11 e C12 que

apresentam a função volt-var no seus melhores cenários. Essa função está sempre localizada no final do alimentador, que em geral apresenta o maior nível de tensão, fazendo com que essa função, segundo a sua curva, consuma mais potência reativa.

Também vale mencionar que embora consumir um elevado valor de potência reativa não seja algo positivo, a melhora que isso traz na quantidade de operações dos equipamentos automáticos é o fator soberano na contabilização da NQE.

Característica dos Piores Cenários

Contrário do que foi apresentado como característica dos melhores cenários, os piores são aqueles que consomem, em geral, a menor quantidade de potência reativa. Consequentemente, a função volt-watt figura sempre entre esses cenários, assim como também a volt-var para nas condições com níveis de penetração baixo e/ou carregamento pesado, a razão disso é que essa função não opera consideravelmente quando os níveis de tensão são baixos.

Nota-se também que existem piores cenários compostos pela função inteligente fator de potência fixo, a razão disso se dá pelo fato de que a quantidade de operações dos equipamentos automáticos não alteram entre os piores cenários e, consequentemente, o fator que decide o pior cenário é a nota associada a demanda de potência reativa, Nota_{IDR} .

5.5 Considerações Finais

Esse capítulo apresentou um estudo de caso sobre a influência da combinação de funções inteligentes em um alimentador real. Primeiramente foi aplicado a metodologia descrita no Capítulo 4. Em seguida, os resultados foram analisados segundo as métricas e, por fim, os resultados da metodologia de classificação por qualidade de energia foram apresentados.

Os resultados provenientes das métricas mostram uma forma de se encontrar o melhor cenário a partir da seleção de uma única métrica em uma situação de operação de um alimentador, porém pode acontecer que esse cenário também seja o melhor para outras métricas. Dito isto, caso o grupo de operação ou planejamento da rede deseja melhorar mais de uma métrica, essa metodologia (em seu estado atual) talvez não seja a mais aconselhada pelos seguintes motivos, ela é muito detalhada e também não possui um mecanismo claro para definir um melhor cenário considerando um conjunto de métricas.

Com isso em mente, a metodologia de classificação por qualidade de energia apresentada nesse trabalho visa simplificar os resultados incorporando todas os índices

(que apresentam relações com as métricas) em uma única nota final, porém ainda fornecendo a flexibilidade para o operador ou planejador escolher quais impactos são mais relevantes por meio dos pesos.

Conclusão

Os impactos causados em redes de distribuição por conta do alto nível de penetração de sistemas fotovoltaicos podem ser mitigados pela utilização de funções inteligentes de seus inversores.

O desenvolvimento desse trabalho concentrou-se em investigar a influência que diferentes combinações de funções inteligentes causam em diferentes condições de operação de um alimentador real. Para isso, definiram-se 12 condições que são compostas pela combinação de três níveis de penetração e quatro operações diárias e 27 cenários formados pela combinação de três sistemas fotovoltaicos e três funções inteligentes, fator de potência fixo, volt-var e volt-watt. A influência desses cenários nas diferentes condições foram verificadas por meio de métricas que refletem a operação da rede e também pela utilização da metodologia de classificação da qualidade de energia.

6.1 Metodologia com Base nas Métricas

A partir dos resultados da metodologia com base nas métricas, verificou-se que os cenários pouco impactam as métricas que estão relacionadas com a potência ativa do sistema, entre elas estão o consumo de energia das cargas, energia fornecida pelo alimentador e a máxima potência ativa verificada no início do alimentador. Para uma mesma condição foram verificados que os cenários podem melhorar ou piorar o resultado do cenário base (aquele que os sistemas fotovoltaicos operam com fator de potência unitário). O melhor cenário para uma métrica não necessariamente é o melhor para as outras. O melhor cenário pode ser formado pela mesma ou diferentes funções nas três localidades. Em seguida, considerando mais de uma condição, puderam-se verificar três pontos fundamentais. O primeiro apresenta que o melhor cenário de uma métrica em uma condição pode não ser o melhor para a

mesma métrica em uma outra condição. O segundo mostra que os cenários, em geral, pouco impactam as métricas para condições com nível de penetração baixo e, por fim, que os melhores cenários se alteram mais entre as condições que mudam o nível de penetração do que a operação diária.

Para esse estudo específico, os melhores cenários para a maioria das métricas, em geral, são aqueles que absorvem potência reativa independente dos níveis de tensão e, portanto, são aqueles que apresentam a função inteligente fator de potência fixo em pelo menos duas localidades. Esse fato é resultado da capacidade de se diminuir a tensão da rede por meio da absorção de reativos que são provenientes da transmissão ou de capacitores ligados na rede de distribuição. A função volt-var não figura entre os melhores cenários, pois ela fornece ou absorve potência reativa em função do nível de tensão do ponto de conexão do inversor, isto é, ela consome mais potência reativa quanto maior é esse nível, o que não aconteceu de forma significativa nesse estudo

6.2 Metodologia por Classificação da Qualidade de Energia

A partir dos resultados oriundos da metodologia por classificação da qualidade de energia, puderam-se concluir que os valores máximos e mínimos dos índices e também os pesos das notas individuais são extremamente cruciais para o resultado final da Nota de Qualidade de Energia (NQE). Igualmente ao visto nos resultados das métricas, uma boa escolha da combinação das funções inteligentes se torna mais importante com o aumento do nível de penetração. Aliás, para altos níveis de penetração, maior é a probabilidade de existir cenários que pioram o resultado do cenário base. Ainda, conclui-se que os melhores cenários são aqueles que consomem mais potência reativa. Os resultados, em geral, mostram que a função fator de potência é a que mais consome potência reativa comparada com a volt-var e, portanto, aparece frequentemente entre os melhores cenários, igualmente aos resultados da metodologia com base nas métricas.

O interessante dessa metodologia é que ela consegue incorporar todos os índices (apresentam relação direta com as métricas) em uma única nota final e, consequentemente, simplifica a decisão de qual é o melhor cenário.

6.3 Considerações Finais

Os impactos da conexão de sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição são dependentes de diversos fatores que incluem a localização das conexões, potência instalada, característica da rede, existência de equipamentos automáticos de controle de tensão, dentre outros. Os principais impactos estão associados a problemas de tensões, sobrecarga e aumento da operação dos equipamentos automáticos de controle de tensão.

Uma alternativa para diminuir esses impactos sem a necessidade de melhorias na rede elétrica é a utilização de funções inteligentes dos inversores que conectam os painéis solares à rede de distribuição. Nesse sentido, essa dissertação apresentou que além das funções beneficiarem a operação da rede por meio do monitoramento de métricas ou índices, ela adicionou uma dimensão a esse problema que consiste na aplicação de combinações de funções inteligentes dos inversores dos existentes sistemas.

Os benefícios das combinações dependem basicamente dos mesmos fatores que influenciam os impactos da conexão desses sistemas. Isto é, algumas combinações são melhores do que outras para beneficiar uma métrica ou até um conjunto. Além disso, um ponto muito importante é que, em muitos casos, os resultados mostram que a melhor combinação é composta por diferentes funções e isso está mais claro em alto níveis de penetração. Portanto, pode-se dizer que este trabalho atendeu o seu objetivo principal de apresentar como a combinação de funções inteligentes podem beneficiar a operação de redes de distribuição.

Importante deixar claro que os resultados poderiam ser totalmente diferentes se qualquer umas das variáveis a seguir fossem alteradas: alimentador, número de sistemas, localização das conexões, nível de penetração, condições de operação, adição ou exclusão de equipamentos automáticos de controle de tensão. No entanto, a importância da escolha da combinação das funções permanece e fica mais clara com o aumento dos níveis de penetração.

6.3.1 Trabalhos Futuros

Os itens seguintes listam algumas sugestões para trabalhos futuros:

- ❑ Definir uma metodologia capaz de encontrar a melhor condição dado um conjunto de métricas selecionadas;
- ❑ Aumentar o número de sistemas fotovoltaicos para os mesmos níveis de penetração;

- ❑ Considerar configurações mais agressivas para as funções volt-var e volt-watt;
- ❑ Aplicar a metodologia por classificação da qualidade de energia em um alimentador que não apresente equipamentos automáticos de regulação de tensão;
- ❑ Avaliar como os pesos das notas individuais alteram os resultados.

6.3.2 Publicações

A pesquisa realizada para elaborar essa dissertação produziu dois artigos que foram publicados em 2 congressos:

- ❑ Distribution Impacts using a Mix of Smart Inverter Functions on a High Penetration PV feeder (Radatz et al., 2019);
- ❑ Assessing maximum DG penetration levels in a real distribution feeder by using OpenDSS (Radatz et al., 2016);

Referências

ABATE, S. R. et al. Smart inverter settings for improving distribution feeder performance. In: 2015 IEEE POWER ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING. **Proceedings...** [S.l.], 2015. p. 1–5. ISSN 1932-5517.

ANEEL. **no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST): Módulo 7-Cálculo de Persas na Distribuição.** [S.l.], 2014.

DING, F. et al. **Photovoltaic impact assessment of smart inverter volt-var control on distribution system conservation voltage reduction and power quality.** [S.l.], 2016.

DING, F. et al. Application of autonomous smart inverter volt-var function for voltage reduction energy savings and power quality in electric distribution systems. In: 2017 IEEE POWER ENERGY SOCIETY INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES CONFERENCE (ISGT). **Proceedings...** [S.l.], 2017. p. 1–5. ISSN 2472-8152.

_____. Voltage support study of smart pv inverters on a high-photovoltaic penetration utility distribution feeder. In: 2016 IEEE 43RD PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE (PVSC). **Proceedings...** [S.l.], 2016. p. 1375–1380.

DUGAN, R. **OpenDSS Circuit Solution Technique.** [S.l.], 2016. Disponível em: <<http://sourceforge.net/p/electricdss/code/HEAD/tree/trunk/Doc/OpenDSS%20Solution%20Technique.docx>>.

DUGAN, R.; SUNDERMAN, W.; SEAL, B. Advanced inverter controls for distributed resources. In: . [S.l.]: IET, 2013.

DUGAN, R. C. **OpenDSS Manual.** Março 2016. <http://sourceforge.net/p/electricdss/code/HEAD/tree/trunk/Distrib/Doc/OpenDSSManual.pdf>.

DUGAN, R. C.; MCDERMOTT, T. E. An open source platform for collaborating on smart grid research. In: POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 2011 IEEE. **Proceedings...** [S.l.], 2011. p. 1–7.

- _____. An open source platform for collaborating on smart grid research. In: POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 2011 IEEE. **Proceedings...** [S.l.], 2011. p. 1–7.
- GRAINGER, J. J.; STEVENSON, W. D. **Power system analysis**. [S.l.]: McGraw-Hill New York, 1994.
- HARLOW, J. **Electric power transformer engineering-Book Review**. [S.l.]: IEEE Electrical Insulation Magazine, 2004. 64–64 p.
- IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. 2018. IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003), p. 1–138, April 2018.
- KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. de; ROBBA, E. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2. ed. São Paulo: Edgard Blucher, 2010.
- KAGAN, N.; ROBBA, E. J.; SCHMIDT, H. P. **Estimação de indicadores de qualidade da energia elétrica**. [S.l.]: Editora Blucher, 2009.
- KERSTING, W. H. **Distribution System Modeling and Analysis**. [S.l.]: CRC Press, 2012. 455 p.
- MATHER, B.; GEBEYEHU, A. Field demonstration of using advanced pv inverter functionality to mitigate the impacts of high-penetration pv grid integration on the distribution system. In: 2015 IEEE 42ND PHOTOVOLTAIC SPECIALIST CONFERENCE (PVSC). **Proceedings...** [S.l.], 2015. p. 1–6.
- MATHER, B.; YUAN, G. Going to the next level: The growth of distributed energy resources [guest editorial]. 2018. IEEE Power and Energy Magazine, v. 16, n. 6, p. 12–16, 2018.
- MCDERMOTT, T. E. **KLUSolve**. 2019. http://sourceforge.net/projects/klusolve/?source=typ_redirect.
- OLIVEIRA, C. C. B. et al. **Introdução a Sistemas Elétricos de Potência**. [S.l.]: Ed. Edgard Blucher, 2ª edição, 2000.
- ORSINI, L.; CONSONNI, D. **Curso de Circuitos Elétricos-Volume 2**. [S.l.]: São Paulo: Editora Blucher, 2004.
- PALMINTIER, B. et al. **On the Path to SunShot. Emerging Issues and Challenges in Integrating Solar with the Distribution System**. [S.l.], 2016.
- PARAJELES, M. J.; TORTOS, J. Q.; VALVERDE, G. Assessing the performance of smart inverters in large-scale distribution networks with pv systems. In: 2017 IEEE PES INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES CONFERENCE - LATIN AMERICA (ISGT LATIN AMERICA). **Proceedings...** [S.l.], 2017. p. 1–6.
- RADATZ, C. R. P. **Nota Técnica - Algoritmo de Fluxo de Potencia do OpenDSS**. [S.l.], Setembro 2017.

Radatz, P. et al. Assessing maximum dg penetration levels in a real distribution feeder by using opendss. In: 2016 17TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON HARMONICS AND QUALITY OF POWER (ICHQP). **Proceedings...** [S.l.], 2016. p. 71–76.

_____. Distribution impacts using a mix of smart inverter functions on a high penetration pv feeder. In: IEEE PES INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES LATIN AMERICA 2019. **Proceedings...** [S.l.], 2019.

REN21. **Renewables 2018 - Global Status Report**. [S.l.], 2018. Disponível em: <www.ren21.net>.

ROGERS, L. et al. **Smart grid inverters to support photovoltaic in New York distribution systems**. [S.l.], 2015. v. 3002006278.

RYLANDER, M. et al. **Alternatives to the 15% Rule**. [S.l.], 2015.

_____. Default volt-var inverter settings to improve distribution system performance. In: 2016 IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING (PESGM). **Proceedings...** [S.l.], 2016. p. 1–5.

_____. Methods to determine recommended feeder-wide advanced inverter settings for improving distribution system performance. In: 2016 IEEE 43RD PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE (PVSC). **Proceedings...** [S.l.], 2016. p. 1393–1398.

_____. Voltage impacts from distributed photovoltaics on two distribution feeders. In: 2013 IEEE POWER ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING. **Proceedings...** [S.l.], 2013. p. 1–5. ISSN 1932-5517.

RYLANDER, M.; SMITH, J.; SUNDERMAN, W. Streamlined method for determining distribution system hosting capacity. 2016. IEEE Transactions on Industry Applications, v. 52, n. 1, p. 105–111, Jan 2016. ISSN 0093-9994.

SCHWAEGERL, C. et al. Voltage control in distribution systems as a limitation of the hosting capacity for distributed energy resources. In: CIRED 2005 - 18TH INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION ON ELECTRICITY DISTRIBUTION. **Proceedings...** [S.l.], 2005. p. 1–5.

SEAL, B. **Standard language protocols for photovoltaics and storage grid integration**. [S.l.], 2010.

_____. **Common functions for smart inverters**. [S.l.], 2016. v. 3002008217.

SEGUIN, R. et al. **High-penetration PV integration handbook for distribution engineers**. [S.l.], 2016.

SHORT, T. A. **Electric power distribution handbook**. [S.l.]: CRC press, 2014.

SMITH, J. **Modeling high-penetration PV for distribution interconnection studies**. [S.l.], 2013.

SMITH, J. et al. **Analysis to inform california grid integration rules for photovoltaics**. [S.l.], 2016. v. 3002008300.

_____. **Modeling high-penetration PV for distribution interconnection studies**. [S.l.], 2017.

_____. Time and location: What matters most when valuing distributed energy resources. 2017. IEEE Power and Energy Magazine, v. 15, n. 2, p. 29–39, March 2017. ISSN 1540-7977.

SMITH, J.; RYLANDER, M. Stochastic analysis to determine feeder hosting capacity for distributed solar pv. **Electric Power Research Inst., Palo Alto, CA, Tech. Rep**, 2012. v. 1026640, p. 0885–8950, 2012.

SMITH, J. et al. **Alternatives to the 15% Rule: Modeling and Hosting Capacity Analysis of 16 Feeders**. [S.l.], 2015.

_____. It's all in the plans: Maximizing the benefits and minimizing the impacts of ders in an integrated grid. 2015. IEEE Power and Energy Magazine, v. 13, n. 2, p. 20–29, March 2015. ISSN 1540-7977.

_____. Simulation of solar generation with advanced volt-var control. In: 21ST INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION. **Proceedings...** [S.l.], 2011. p. 6–9.

SMITH, J. W.; DUGAN, R.; SUNDERMAN, W. Distribution modeling and analysis of high penetration pv. In: 2011 IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING. **Proceedings...** [S.l.], 2011. p. 1–7. ISSN 1932-5517.

SMITH, J. W. et al. Smart inverter volt/var control functions for high penetration of pv on distribution systems. In: 2011 IEEE/PES POWER SYSTEMS CONFERENCE AND EXPOSITION. **Proceedings...** [S.l.], 2011. p. 1–6.

SUNDERMAN, W.; DUGAN, R. C.; SMITH, J. Open source modeling of advanced inverter functions for solar photovoltaic installations. In: T&D CONFERENCE AND EXPOSITION, 2014 IEEE PES. **Proceedings...** [S.l.], 2014. p. 1–5.

APÊNDICE **A**

OpenDSS**A.1 Considerações Iniciais**

Esse apêndice inicia apresentando uma visão geral do *software* OpenDSS e descreve suas principais características. Em seguida, os passos do processo de simulação QSTS do OpenDSS são detalhados, com foco no laço de controle que é o mecanismo que capacita o OpenDSS modelar os elementos de controle de forma separada dos elementos de circuito. Nessa dissertação, todas as simulações foram realizadas utilizando o OpenDSS em sua versão *Dynamic-link Library* (DLL) sendo controlado pelo Python.

A.2 História do *Software* OpenDSS

O desenvolvimento do *Distribution System Simulator* (DSS) iniciou-se em 1997 na *Electrotek Concepts, Inc.* por Roger Dugan e Thomas McDemontt.

Segundo a referência (DUGAN; MCDERMOTT, 2011b), as principais finalidades do *software* naquele momento consistiam em dar apoio às análises de redes com a presença de GD, ser uma ferramenta flexível capaz de realizar análises que outras ferramentas não realizavam e ter um desenvolvimento constante com o objetivo de criar soluções para novos desafios relativos aos sistemas de distribuição.

Em 2004, o DSS foi comprado pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI) e, em 2008, o EPRI apresentou sob licença de código livre e aberto o chamado *software* OpenDSS, a fim de contribuir para o desenvolvimento da área de *Smart Grids*.

A.3 O OpenDSS

O OpenDSS é um *software* de simulação de sistemas elétricos de distribuição que trabalha no domínio da frequência, ou seja, as tensões e as correntes elétricas estão em Regime Permanente Senoidal (RPS) e, portanto, podem ser representadas por fasores, (DUGAN, 2016).

Nesse contexto, os algoritmos de soluções do OpenDSS, por exemplo o do fluxo de potência, resolvem equações algébricas que se baseiam na matriz de admitância nodal da rede e nos fasores tanto de tensões nodais como de correntes injetadas.

A.3.1 Características Fundamentais do *Software*

O simulador continua recebendo novos modelos e funcionalidades até hoje, porém sempre visando manter algumas características importantes tanto para atender as necessidades dos estudos realizados em redes de distribuição como as exigências dos usuários. As características fundamentais são listadas a seguir:

- ❑ Possui licença de código livre e aberto;
- ❑ Realiza simulações QSTS;
- ❑ Possibilidade de ser controlado por programas externos;
- ❑ Capacidade de modelar linhas de n fases e transformadores de p fases e q enrolamentos;
- ❑ Valores por unidade e componentes simétricas não são utilizados no algoritmos de soluções;
- ❑ Modela equipamentos de controle de forma diferente dos elementos de circuito, no entanto, os elementos de controle são sempre associados aos seus elementos elétricos que são controlados.

A.3.1.1 Controlando o OpenDSS por meio de Programas Externos

O OpenDSS apresenta, além da versão *Standalone*, duas versões que podem ser controladas por programas externos, permitindo assim que usuários desenvolvam soluções customizadas. A primeira versão pode ser controlada por meio da interface *Component Object Model* (COM) da *Microsoft* (MS) e a segunda por meio da versão DLL. Essas versões podem ser controladas por programas como Python, *MATrix LABORatory* (MATLAB), dentre outros e, também, por ferramentas do MS *Office*, em destaque o *Visual Basic for Applications* (VBA).

A.4 Processo de Simulação no OpenDSS

O processo de simulação, apresentado na Figura 42, atende duas características fundamentais do OpenDSS. A primeira, a sua capacidade de realizar simulações QSTS e, a segunda, a de modelar os equipamentos de controle de forma separada dos elementos elétricos.

Figura 42 – Fluxograma do processo de simulação do OpenDSS

Fonte: autor

A primeira característica é atendida por meio do laço de passo de tempo que é responsável por resolver cada passo de tempo de forma sequencial, começando no passo de tempo t_{ini} e terminando no passo t_{fim} , isto é, o passo de tempo $t + 1$ é resolvido após a resolução do passo de tempo anterior, t . Uma característica

importante de simulações QSTS é que a solução do passo de tempo t pode depender das soluções dos passos anteriores.

A possibilidade de se modelar os equipamentos de controle de forma separada dos elementos elétricos durante o processo de simulação é resultado da utilização do laço de controle que é descrito na seção A.4.1, atendendo assim a segunda característica fundamental do simulador.

O passos presentes no fluxograma da Figura 42 são descritos a seguir:

❑ **Passo 1: Inicia uma simulação QSTS**

Inicia-se o processo de simulação QSTS considerando o passo de tempo inicial, como sendo o t_{ini} . Por padrão t_{ini} é igual à 1.

❑ **Passo 2: Inicializa valores do laço de controle**

O contador do laço de controle é inicializado a cada iteração do laço de passo de tempo.

❑ **Passo 3: Laço de controle**

Componente principal do processo de simulação, sua descrição detalhada é realizada na seção A.4.1.

❑ **Passo 4: Amostra resultados e atualiza variáveis**

Armazena os resultados do passo de tempo t para os monitores e medidores presentes na rede. Além disso, atualiza variáveis que são integradas ao longo dos passos de tempo, por exemplo, a carga do elemento *Storage*.

❑ **Passo 5: Comparação $t = t_{fim}$**

O laço de passo de tempo converge quando o último passo de tempo, t_{fim} , é resolvido e, em seguida, executa o Passo 6. Caso contrário o passo de tempo atual, t , é incrementado para o passo de tempo $t + 1$ e segue, então, para o Passo 2.

❑ **Passo 6: Salva Resultados**

Os resultados dos monitores, medidores e do último passo de tempo são salvos.

❑ **Passo 7: Finaliza a simulação**

A simulação é finalizada.

A.4.1 Laço de Controle

O laço de controle, apresentado na Figura 43, é composto pelos passos que capacitam o OpenDSS modelar os equipamentos de controle, por exemplo reguladores e religadores, de forma separada dos equipamentos de circuito. Basicamente, os equipamentos de circuito são modelados por suas matrizes de admitância nodal primitivas e/ou fontes de corrente de Norton. Já os equipamentos de controle são modelados de forma a amostrar resultados de fluxo de potência e verificar se é necessário atuar em seu elemento de circuito controlado. Caso isso seja necessário, o elemento de circuito tem sua matriz de admitância nodal primitiva e/ou fontes de corrente de Norton alteradas.

Figura 43 – Fluxograma do laço de controle

Fonte: autor

Os passos presentes no fluxograma da Figura 43 são descritos a seguir:

❑ **Passo 1: Início do passo de tempo t**

Inicia-se a solução do passo de tempo t considerando a primeira iteração de controle, $j = 1$.

❑ **Passo 2: Fluxo de potência**

Realiza-se o fluxo de potência conforme descrito na seção A.4.2.

❑ **Passo 3: Comparação $j > j_{max}$**

Se o resultado dessa comparação resultar em sim, o processo é abortado no Passo 4. Caso contrário, o processo segue para o Passo 5.

❑ **Passo 4: Processo abortado**

A laço de controle não convergiu em j_{max} iterações de controle.

❑ **Passo 5: Amostra controles**

As ações de controle necessárias são definidas pelos elementos de controle considerando os resultados do fluxo de potência amostrados por cada um. Em seguida, essas ações necessárias, juntos com seus possíveis atrasos, são enviadas para a lista de controle.

❑ **Passo 6: Comparação Ações em t feitas**

Verifica-se se existe alguma ação de controle que deve ser executada no passo de tempo atual, t . Caso não exista, o Passo 8 é executado. Caso contrário, segue-se para o Passo 7.

❑ **Passo 7: Executa ações em t**

As ações do passo de tempo t da lista de controle são executadas e, em seguida, incrementa-se a iteração de controle j para $j + 1$ e, então, segue para o Passo 2.

❑ **Passo 8: Passo de tempo t resolvido**

A simulação do passo de tempo t é finalizada.

A.4.2 Fluxo de Potência no OpenDSS

O OpenDSS possui dois métodos de fluxo de potência, o principal e mais utilizado chamado de *Normal* e o outro chamado de *Newton*, esse último não deve ser

confundido com o método de *Newton Raphson* clássico. Por questão de importância, apenas o algoritmo *Normal* é abordado nesse apêndice.

O algoritmo *Normal* utiliza como base a Equação 112, conforme (DUGAN, 2016).

$$\dot{\mathbf{I}} = \bar{\mathbf{Y}} \times \dot{\mathbf{V}} \quad (112)$$

Onde:

- $\dot{\mathbf{I}}$: vetor de correntes injetadas;
- $\bar{\mathbf{Y}}$: matriz de admitância nodal do sistema;
- $\dot{\mathbf{V}}$: vetor de tensões nodais.

Uma descrição mais aprofundada sobre o fluxo de potência no OpenDSS pode ser encontrada em (RADATZ, 2017).

A.4.2.1 A Corrente de Compensação

A corrente de compensação em um nó é função da corrente que “entra” ou “saí” desse nó, chamada de corrente de terminal. Os elementos de conversão de energia, os *Power Conversion Element* (PC) do OpenDSS, como geradores, cargas e armazenadores de energia, são os responsáveis por injetarem correntes nos terminais da rede e, portanto, nos nós que esses elementos são conectados se calcula as correntes de compensação.

Essas correntes de compensação, calculadas para os PC, são as correntes que populam o vetor de correntes injetadas, $\dot{\mathbf{I}}$. Para fontes de tensão e de corrente, as suas correntes nos terminais são as próprias correntes de compensação.

A.4.2.2 A Matriz de Admitância Nodal

A matriz de admitância nodal considerada no OpenDSS é construída a partir das matrizes de admitância nodal primitiva de cada elemento da rede. Basicamente, essa matriz primitiva é a matriz que relaciona correntes injetadas com as tensões nodais de cada elemento.

A montagem da matriz de admitância nodal acontece em um outro *software* chamado *KLUSolve*. O *KLUSolve* é uma biblioteca de funções relacionadas a matrizes complexas esparsas adaptado a sistemas elétricos de potência, (MCDERMOTT, 2019).

O OpenDSS é responsável por montar a matriz de admitância primitiva de cada elemento e repassá-las ao *KLUSolve* juntamente com a informação dos nós representados por cada linha e coluna dessas matrizes.

A.4.3 Algoritmo de Fluxo de Potência

O método de solução do fluxo de potência *Normal* do OpenDSS emprega um simples método do ponto fixo iterativo. O fluxograma da Figura 44 apresenta os passos desse algoritmo que são descritos a seguir:

Figura 44 – Fluxograma do algoritmo de solução do fluxo de potência

Fonte: autor

□ Passo 1: Chute Inicial

O chute inicial consiste em realizar o cálculo do vetor de tensões nodais considerando apenas as corrente de compensação das fontes de tensões e de correntes no vetor de correntes injetadas. Para simulações temporais, o chute inicial é a solução do passo de tempo anterior, exceto o para o primeiro passo de tempo.

❑ Passo 2: Cálculo do vetor de correntes injetadas $\dot{\mathbf{I}}$

O OpenDSS calcula a corrente de compensação para cada elemento. Assim, todas as correntes de compensação na rede são organizadas no vetor de correntes injetadas.

❑ Passo 3: Solução para um novo vetor de tensões nodais $\dot{\mathbf{V}}$

Com o vetor de correntes injetadas, $\dot{\mathbf{I}}$, uma nova solução do sistema $\dot{\mathbf{V}} = [\bar{\mathbf{Y}}]^{-1} \times \dot{\mathbf{I}}$ é calculada.

❑ Passo 4: Teste de convergência

Nesse passo, é verificado se o algoritmo convergiu ou não. Caso afirmativo, o processo segue para o Passo 5. Caso contrário, o processo segue para o Passo 6.

O critério de convergência no OpenDSS para cada nó i é:

$$erro_i^{(k)} = \begin{cases} \frac{||\dot{V}_i^{(k)}| - |\dot{V}_i^{(k-1)}||}{V_{base_i}}, & \text{se a barra a qual o nó } i \text{ pertence possui } V_{base} \\ \frac{||\dot{V}_i^{(k)}| - |\dot{V}_i^{(k-1)}||}{|\dot{V}_i^{(k)}|}, & \text{senão} \end{cases}$$

Onde:

- V_{base} : Tensão de base definida pelo usuário;
- $|\dot{V}_i^{(k)}|$: Tensão em volts do nó i na iteração k ;
- $|\dot{V}_i^{(k-1)}|$: Tensão em volts do nó i na iteração $k - 1$.

Em qualquer um dos casos, por padrão, o algoritmo de solução do fluxo de potência converge quando $erro_i < 0,0001 \forall i$.

❑ Passo 5: Fluxo de potência resolvido

O algoritmo resolveu o fluxo de potência.

□ Passo 6: Comparação $k \geq k_{\max}$

Se o resultado dessa comparação resultar em sim, o processo é abortado no Passo 7. Caso contrário, incrementa-se o k e segue para o Passo 2.

□ Passo 7: Processo abortado

O algoritmo não resolveu o fluxo de potência em $k_{\max}$.

A.5 Considerações Finais

Este apêndice apresentou o *software* OpenDSS que é utilizado nessa dissertação. Inicialmente, as características principais do OpenDSS foram apresentadas, em especial, a sua capacidade de realizar simulações QSTS, modelar os elementos de controle de forma particular e a possibilidade de ser controlado por outros programas. Nessa dissertação o Python é o programa que controla o OpenDSS para realizar as simulações. Por fim, o processo de simulação do OpenDSS é descrito enfatizando o laço de controle e o fluxo de potência.

Sistema Fotovoltaico e Funções Inteligentes de Inversores no OpenDSS

B.1 Considerações Iniciais

Este apêndice apresenta a descrição e a modelagem do sistema fotovoltaico e das principais funções inteligentes de inversores presentes no OpenDSS. O autor desta dissertação foi um dos principais desenvolvedores da presente versão dos elementos *PVSystem2* e *InvControl2* apresentados neste apêndice. Esses modelos são utilizados na aplicação final desta dissertação.

B.2 Modelo do Sistema Fotovoltaico no OpenDSS

A Figura 45 mostra o diagrama esquemático do elemento *PVSystem2* modelado no *software* OpenDSS. Esse *Power Conversion Element* (PC), combina o painel fotovoltaico e o inversor. O modelo assume que o inversor é capaz de rastrear o ponto de máxima potência rapidamente permitindo o adequado uso em simulações QSTS com um passo de tempo de no mínimo um segundo. Isso facilita consideravelmente a modelagem do sistema e é uma simplificação adequada para a maioria dos estudos de impacto nas redes de distribuição, conforme (SMITH; DUGAN; SUNDERMAN, 2011).

B.2.1 Dados de Entrada

Os dados necessários para definir o elemento *PVSystem2* podem ser classificados em 3 grupos:

Figura 45 – Diagrama esquemático do modelo do sistema fotovoltaico implementado no *software* OpenDSS

Fonte: autor

1. Dados do painel;
2. Dados do inversor;
3. Condição de operação temporal ou estática.

Esses grupos são descritos separadamente a seguir.

B.2.1.1 Dados do Painel

Os dados do painel que devem ser definidos no modelo são:

- P_{mpp} : Potência nominal *Direct Current* (DC) do painel em kW ;
- $P\text{-}TCurve$: Curva do fator de correção da potência gerada pelo painel em função de sua temperatura. Como pode-se observar na Figura 46, o fator de correção é unitário para a temperatura nominal do painel, nesse caso $25\text{ }^{\circ}\text{C}$. O painel gera sua potência nominal, P_{mpp} , operando com essa temperatura combinado com uma radiação solar de $1\text{ }kW/m^2$. Para definir essa curva no OpenDSS, o usuário deve utilizar o objeto $XYCurve$, conforme apresentado a seguir.

```
New XYCurve.FatorPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1.0
.8 .6]
```

Figura 46 – Curva fator de correção da potência gerada pelo painel em função de sua temperatura

Fonte: autor

B.2.1.2 Dados do Inversor

Os dados do inversor que podem ser definidos no modelo são:

- ❑ kVA : Potência aparente nominal do inversor em kVA , valor que define sua capacidade;
- ❑ kV : Tensão *Alternating Current* (AC) nominal do inversor em kV ;
- ❑ *Phases*: Quantidade de fases do sistema fotovoltaico;
- ❑ *bus1*: Barra em que o sistema fotovoltaico está conectado;
- ❑ *conn*: Conexão do sistema fotovoltaico trifásico;
- ❑ PF : Fator de potência de operação. A função inteligente fator de potência fixo do inversor é habilitada por meio da utilização desse parâmetro. Por definição, quando esse valor é negativo, o inversor absorve potência reativa (característica indutiva) e, quando positivo, fornece potência reativa (característica capacitiva);
- ❑ $kvar$: Valor fixo da potência reativa absorvida ou fornecida pelo sistema. Quando esse valor é negativo, o inversor absorve potência reativa (característica indutiva) e, quando positivo, fornece potência reativa (característica capacitiva);

- ❑ *pctPmpp*: Potência máxima que pode ser gerada em percentagem do *Pmpp*. Esse parâmetro é utilizado para a função inteligente limite de máxima geração;
- ❑ *%cutin*: Percentagem da potência nominal do inversor, *kVA*. Quando o inversor está desabilitado, ou seja, sem geração de potência ativa, a potência gerada pelos painéis deve superar esse valor para que o inversor seja habilitado;
- ❑ *%cutout*: Percentagem da potência nominal do inversor, *kVA*. O inversor é desabilitado, isto é, deixa de gerar potência ativa, quando a geração dos painéis é menor que esse valor;
- ❑ *kvarLimit*: Máximo valor de potência reativa em *kvar* que o inversor pode fornecer à rede;
- ❑ *kvarLimitneg*: Máximo valor de potência reativa em *kvar* que o inversor pode absorver da rede. Atenção: Esse valor deve ser positivo;
- ❑ *VarFollowInverter*: Determina se o sistema fotovoltaico pode absorver ou fornecer potência reativa enquanto ele estiver desabilitado, ou seja, sem geração de potência ativa;
- ❑ *WattPriority*: Determina se o inversor deve priorizar a potência ativa ou reativa quando sua capacidade, *kVA*, for excedida;
- ❑ *PFPriority*: Fixa o valor do fator de potência ao seu valor nominal quando sua capacidade, *kVA*, for excedida. Essa propriedade, caso ativada, tem prioridade em relação à *WattPriority*;
- ❑ *pctPminNoVars*: Percentagem do *Pmpp*. O inversor é proibido de fornecer ou absorver potência reativa quando a sua potência ativa gerada for menor que esse valor;
- ❑ *pctPminkvarLimit*: Percentagem de *Pmpp*. O inversor pode fornecer ou absorver potência reativa em sua capacidade máxima *kvarLimit* ou *kvarLimitneg*, respectivamente, quando a sua potência ativa gerada for maior que esse valor;
- ❑ *EffCurve*: Curva de eficiência do inversor. Essa curva caracteriza a variação da eficiência do inversor em função de sua potência de entrada, ou seja, potência de saída dos painéis, P_{dc} , como pode-se observar na Figura 47. Para cada tensão do barramento DC existe uma curva de eficiência do inversor, no entanto, a presente versão do modelo define apenas uma curva que, geralmente, corresponde àquela associada a tensão nominal do barramento DC. Essa é

uma simplificação na modelagem desse elemento. Para definir essa curva no OpenDSS, o usuário deve utilizar o objeto *XYCurve*, conforme apresentado a seguir.

```
New XYCurve.Eff npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray=[.86 .9 .93 .97]
```

Figura 47 – Curva de eficiência do inversor

Fonte: autor

B.2.1.3 Condição de Operação Temporal ou Estática

A radiação solar sobre o painel e sua temperatura no período analisado são os dados que definem a condição de operação.

Radiação Solar

Os parâmetros para definir a radiação solar do período analisado são:

- ❑ *irradiance*: Radiação de base em kW/m^2 para simulações QSTS e radiação de operação para simulações estáticas;
- ❑ *yearly* ou *daily* ou *duty*: Curvas de radiação anual, diária ou temporal, respectivamente. Essas curvas são definidas em *pu* do valor definido no parâmetro *irradiance*. Para definir essa curva no OpenDSS, Figura 48, deve-se utilizar o objeto *LoadShape*, conforme apresentado a seguir.

```
New Loadshape.Irrad npts=24 interval=1
~ mult=[0 0 0 0 0 0 .1 .2 .3 .5 .8 .9 1.0 1.0 .99 .9 .7 .4 .1 0 0
0 0 0]
```

Figura 48 – Curva de radiação diária

Fonte: autor

Temperatura

- ❑ *temperature*: Temperatura de operação do painel. Esse dado é utilizado apenas em simulações estáticas, para simulações QSTS é utilizada a curva *Tshape* descrita a seguir;
- ❑ *Tshape*: Curva da temperatura, em °C, do painel em função do período selecionado. Para definir essa curva no OpenDSS, deve-se utilizar o objeto *LoadShape*, conforme apresentado a seguir.

```
New Tshape.Temp npts=24 interval=1
~ temp=[25 25 25 25 25 25 25 25 25 35 40 45 50 60 60 55 40 35 30 25
25 25 25 25 25]
```

B.2.2 Interação com a Rede

Esse elemento é modelado por um Norton equivalente para a realização do cálculo do fluxo de potência no OpenDSS. Os valores desse Norton equivalente dependem da potência entregue à rede, conforme apresenta-se na seção B.2.2.1, e dos dados nominais do *PVSystem2*.

Figura 49 – Curva da temperatura diária do painel

Fonte: autor

B.2.2.1 Potência Entregue à Rede

Nessa seção são apresentados os passos realizados para se obter a potência entregue à rede, em um passo de tempo t . Esse processo pode se repetir múltiplas vezes para o mesmo passo de tempo t , dentro do laço de controle, caso haja um elemento *InvControl2* controlando esse *PVSystem2*. A descrição do laço de controle se encontra na seção A.4.1.

Passo 1: Cálculo da Potência de Saída do Pannel A radiação solar em um passo de tempo t é convertida em energia elétrica DC com valor de potência, $P_{dc}[t]$, conforme a Equação 113.

$$P_{dc}[t] = P_{mpp} \times irradiance \times irradiance[t] \times PTCurve(Temperature[t]) \quad (113)$$

Onde:

- *irradiance*: Radiação de base em kW/m^2 . Para simulações estáticas, esse valor é utilizado como radiação de operação e, portanto, não há necessidade da definição do parâmetro *irradiance(t)*;
- *irradiance[t]*: Valor da curva de radiação anual, diária ou temporal no passo de tempo t ;
- *PTCurve(Temperature[t])*: Valor que representa o fator de correção da potência do pannel, em um passo de tempo t , devido à temperatura *Temperature[t]*;

- $Temperature[t]$: Valor da curva de temperatura no passo de tempo t . Para simulações estáticas, no entanto, deve-se definir a temperatura de operação $Temperature$ no lugar desse parâmetro.

Outra simplificação do modelo considera que a relação entre potência fornecida pelo painel, P_{dc} , e a radiação solar é linear, como pode-se observar na curva simplificada da Figura 50, no entanto, a relação entre a potência fornecida pelo painel, curva real, não é constante para toda a faixa de valores de radiação. Vale salientar que a curva real da Figura 50 não corresponde a uma curva medida de um painel fotovoltaico, é apenas uma figura ilustrativa.

Figura 50 – Potência do painel em função da radiação para temperatura nominal

Fonte: autor

Passo 2: Verificação se o Inversor está Habilitado A verificação se o inversor está habilitado depende do seu estado no passo de tempo $t - 1$, conforme apresentado a seguir.

Quando o inversor está desabilitado em $t - 1$, isto é, $P_{ac}[t - 1] = 0$. Ele é habilitado em t de acordo com a Equação 114.

$$Habilitado[t] = \begin{cases} Sim, & se \ P_{dc}[t] \geq \frac{\%cutin \times kVA}{100} \\ Não, & senão \end{cases} \quad (114)$$

Caso o inversor está habilitado em $t - 1$, isto é, $P_{ac}[t - 1] > 0$. Ele continua habilitado em t de acordo com a Equação 115.

$$Habilitado[t] = \begin{cases} \text{N\~{a}o}, & \text{se } P_{dc}[t] < \frac{\%cutout \times kVA}{100} \\ \text{Sim}, & \text{sen\~{a}o} \end{cases} \quad (115)$$

Uma restrição é a necessidade de se ter $\%cutout$ menor que $\%cutin$.

Passo 3: Cálculo da potência ativa desejada de saída do inversor A potência ativa desejada de saída do inversor é calculada por meio da Equação 116. Nesse passo já é realizado a verificação de limite de potência ativa máxima por meio do parâmetro $pctPmpp$ e o limite de potência ativa resultado da função inteligente volt-watt, esse último, caso haja um elemento *InvControl2* controlando esse *PVSystem2* por meio dessa função. A Equação 117 apresenta o cálculo da limitação mais restritiva.

$$P'_{ac}[t] = \begin{cases} 0, & \text{caso o inversor esteja desabilitado} \\ P_{LimiteMin}[t], & \text{se } P_{dc}[t] \times EffCurve \geq P_{LimiteMin}[t] \\ P_{dc}[t] \times EffCurve, & \text{sen\~{a}o} \end{cases} \quad (116)$$

$$P_{LimiteMin}[t] = \begin{cases} \min\left(\frac{pctPmpp \times Pmpp}{100}, P_{Limite}[t]\right), & \text{com volt-watt} \\ \frac{pctPmpp \times Pmpp}{100}, & \text{sen\~{a}o} \end{cases} \quad (117)$$

Onde $P_{Limite}[t]$ corresponde ao limite de potência ativa resultado da operação da função inteligente volt-watt.

Passo 4: Especificação da potência reativa desejada O valor desejado da potência reativa fornecida ou absorvida, Q'_{ac} , é definido separadamente da potência ativa e pode ser especificada como um valor fixo, utilizando a propriedade *kvar*, ou em função de um fator de potência fixo, utilizando o parâmetro *PF*. No primeiro caso, o inversor deve tentar manter o valor da potência reativa constante, independente do valor presente da potência ativa do painel. No segundo caso, que corresponde a função inteligente fator de potência fixo, o inversor altera a potência reativa para manter o fator de potência constante. Outra forma de definir o valor desejado da potência reativa fornecida ou absorvida, Q'_{ac} , é feito por meio de algumas funções do elemento *InvControl2*, conforme apresentado na seção B.3.

Passo 5: Verificação dos limites para a potência reativa A potência reativa desejada após a verificação dos seus limites é apresentada nas equações 118 e 119. A Equação 118 é utilizada quando a potência reativa desejada, $Q'_{ac}[t]$, é positiva e, a Equação 119, quando negativa.

$$Q''_{ac}[t] = \begin{cases} Q'_{ac}[t], & \text{se } Q'_{ac}[t] < |Q_{Limite}[t]| \\ |Q_{Limite}[t]|, & \text{se } Q'_{ac}[t] \geq |Q_{Limite}[t]| \end{cases} \quad (118)$$

$$Q''_{ac}[t] = \begin{cases} -|Q_{Limite_{neg}}[t]|, & \text{se } Q'_{ac}[t] < -|Q_{Limite_{neg}}[t]| \\ Q'_{ac}[t], & \text{se } -|Q_{Limite_{neg}}[t]| \leq Q'_{ac}[t] \end{cases} \quad (119)$$

A Equação 120 e Equação 121 apresentam os limites de potência reativa fornecida e absorvida, respectivamente, em função da potência ativa entregue à rede.

$$|Q_{Limite}[t]| = \begin{cases} 0, & \text{se } P_{ac}[t] < P_{min} \\ \frac{kvarLimit \times P_{ac}[t]}{pctPminNoVars}, & \text{se } P_{min} \leq P_{ac}[t] < P_{max} \\ kvarLimit, & \text{se } P_{ac}[t] \geq P_{max} \end{cases} \quad (120)$$

$$|Q_{Limite_{neg}}[t]| = \begin{cases} 0, & \text{se } P_{ac}[t] < P_{min} \\ \frac{kvarLimitNeg \times P_{ac}[t]}{pctPminNoVars}, & \text{se } P_{min} \leq P_{ac}[t] < P_{max} \\ kvarLimitNeg, & \text{se } P_{ac}[t] \geq P_{max} \end{cases} \quad (121)$$

Onde:

$$\square P_{min} = \frac{pctPminNoVars \times Pmpp}{100}$$

$$\square P_{max} = \frac{pctPminkvarLimit \times Pmpp}{100}$$

Caso o inversor esteja desabilitado, o valor $Q''_{ac}[t]$ só pode ser diferente de zero quando o parâmetro *VarFollowInverter* estiver configurado como não.

Passo 6: Verificação do limite físico O inversor apresenta como limite físico a sua capacidade máxima de potência aparente, kVA . As potências ativa e reativa entregues à rede podem ser definidas segundo as Equações 122 e 123 quando a capacidade do inversor não é excedida.

$$P_{ac}[t] = P'_{ac}[t] \quad (122)$$

$$Q_{ac}[t] = Q''_{ac}[t] \quad (123)$$

Caso essa capacidade é excedida, o inversor limita o valor de $|\bar{S}[t]|$ no valor da propriedade kVA . Como resultado, $P'_{ac}[t]$ e/ou $Q''_{ac}[t]$ devem ser reduzidos para atender umas das 3 prioridades apresentadas a seguir:

- **Prioridade para o fator de potência** As Equações 124 e 125 apresentam os valores das potências ativa e reativa entregues à rede quando a capacidade do inversor é excedida sob prioridade do fator de potência.

$$P_{ac}[t] = kVA \times |fp| \quad (124)$$

$$Q_{ac}[t] = kVA \times \sqrt{1 - fp^2} * sinal(fp) \quad (125)$$

- **Prioridade para a potência ativa** A Equação 127 apresenta o novo valor reduzido da potência reativa entregue à rede quando a capacidade do inversor é excedida sob prioridade da potência ativa. Caso a potência ativa seja igual ou maior que a capacidade do inversor, o novo valor da potência ativa entregue à rede torna-se a própria capacidade do inversor e, portanto, não há potência reativa absorvida ou fornecida, conforme Equação 126.

$$P_{ac}[t] = \begin{cases} kVA, & \text{se } P'_{ac}[t] \geq kVA \\ P'_{ac}[t], & \text{senão} \end{cases} \quad (126)$$

$$Q_{ac}[t] = \sqrt{kVA^2 - P_{ac}[t]^2} \quad (127)$$

- **Prioridade potência reativa** A Equação 128 apresenta o novo valor reduzido da potência ativa entregue à rede quando a capacidade do inversor é excedida sob prioridade da potência reativa. Caso a potência reativa seja igual ou maior que a capacidade do inversor, o novo valor da potência reativa torna-se a própria capacidade do inversor, porém isso só pode acontecer se o inversor estiver habilitado a fornecer ou absorver potência reativa sem geração de potência ativa, conforme Equação 129.

$$P_{ac}[t] = \sqrt{kVA^2 - Q_{ac}[t]^2} \quad (128)$$

$$Q_{ac}[t] = \begin{cases} kVA \times \text{sinal}(Q''_{ac}[t]), & \text{se } |Q''_{ac}[t]| \geq kVA \\ Q''_{ac}[t], & \text{senão} \end{cases} \quad (129)$$

A potência aparente fornecida pelo sistema fotovoltaico em um passo de tempo t pode ser escrita conforme a Equação 130.

$$\bar{S}[t] = P_{ac}[t] + jQ_{ac}[t] \quad (130)$$

B.2.2.2 Norton Equivalente

Nessa seção apresenta-se a definição do Norton equivalente para um sistema fotovoltaico trifásico conectado à rede por meio da barra de conexão, conforme apresentado na Figura 51.

Observando a Figura 51, pode-se definir as seguintes grandezas elétricas:

□ Tensões nodais da barra de interface:

$$\dot{\mathbf{V}} = \begin{bmatrix} \dot{V}_1 \\ \dot{V}_2 \\ \dot{V}_3 \end{bmatrix} \quad (131)$$

□ Correntes injetadas na barra de interface:

$$\dot{\mathbf{I}}_{\text{term}} = \begin{bmatrix} \dot{I}_{\text{term}_1} \\ \dot{I}_{\text{term}_2} \\ \dot{I}_{\text{term}_3} \end{bmatrix} \quad (132)$$

□ Correntes de Norton ou de compensação:

$$\dot{\mathbf{I}}_{\text{comp}} = \begin{bmatrix} \dot{I}_{\text{comp}_1} \\ \dot{I}_{\text{comp}_2} \\ \dot{I}_{\text{comp}_3} \end{bmatrix} \quad (133)$$

□ Correntes lineares que fluem pelas admitâncias de Norton, $\bar{Y}_{\text{linear}}$:

$$\dot{\mathbf{I}}_{\text{linear}} = \begin{bmatrix} \dot{I}_{\text{linear}_1} \\ \dot{I}_{\text{linear}_2} \\ \dot{I}_{\text{linear}_3} \end{bmatrix} \quad (134)$$

Conforme apresentado na seção A.4.2, o OpenDSS utiliza as correntes de compensação no vetor de correntes injetadas para os elementos PC em processo de cálculo

Figura 51 – Sistema fotovoltaico trifásico representado como um norton equivalente

Fonte: autor

do fluxo de potência. Dessa forma, o objetivo principal desta seção é calcular quais são os valores das fontes de corrente de Norton, $\dot{I}_{comp1}$, $\dot{I}_{comp2}$ e $\dot{I}_{comp3}$.

Primeiramente, pode-se por meio da primeira lei de Kirchhoff expressar essas correntes em função das correntes lineares e dos terminais, conforme apresentado na Equação 135.

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{comp1} \\ \dot{I}_{comp2} \\ \dot{I}_{comp3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{I}_{term1} \\ \dot{I}_{term2} \\ \dot{I}_{term3} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \dot{I}_{linear1} \\ \dot{I}_{linear2} \\ \dot{I}_{linear3} \end{bmatrix} \quad (135)$$

Pode-se apresentar, no entanto, as correntes lineares em função das tensões nodais, Equação 136, e as correntes dos terminais em função tanto da potência aparente

trifásica, $\bar{S}_{3\phi}$, fornecida pelo sistema quanto também das tensões nodais, Equação 137.

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{linear_1} \\ \dot{I}_{linear_2} \\ \dot{I}_{linear_3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{linear} & 0 & 0 \\ 0 & \bar{Y}_{linear} & 0 \\ 0 & 0 & \bar{Y}_{linear} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{V}_1 \\ \dot{V}_2 \\ \dot{V}_3 \end{bmatrix} \quad (136)$$

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{term_1} \\ \dot{I}_{term_2} \\ \dot{I}_{term_3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\bar{S}_{3\phi}^*}{3} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{\bar{S}_{3\phi}^*}{3} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{\bar{S}_{3\phi}^*}{3} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1/\dot{V}_1^* \\ 1/\dot{V}_2^* \\ 1/\dot{V}_3^* \end{bmatrix} \quad (137)$$

Calcula-se a admitância linear, $\bar{Y}_{linear}$, utilizando a potência aparente fornecida pelo elemento *PVSystem2*, conforme a Equação 138.

$$\bar{Y}_{linear} = \frac{\bar{S}_{3\phi}^*}{V_n^2} \quad (138)$$

Onde:

□ V_n : Corresponde a tensão de linha nominal do sistema fotovoltaico.

A expressão final para o cálculo das correntes de Norton, portanto, apresenta-se na Equação 139.

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{comp_1} \\ \dot{I}_{comp_2} \\ \dot{I}_{comp_3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\bar{S}_{3\phi}^*}{3} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{\bar{S}_{3\phi}^*}{3} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{\bar{S}_{3\phi}^*}{3} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1/\dot{V}_1^* \\ 1/\dot{V}_2^* \\ 1/\dot{V}_3^* \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{\bar{S}_{3\phi}^*}{V_n^2} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{\bar{S}_{3\phi}^*}{V_n^2} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{\bar{S}_{3\phi}^*}{V_n^2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{V}_1 \\ \dot{V}_2 \\ \dot{V}_3 \end{bmatrix} \quad (139)$$

Esse cálculo para as correntes de Norton é utilizado quando seu parâmetro *model* é configurado igual à 1, valor padrão do OpenDSS para operação com potência constante, e a tensão de cada fase de operação encontram-se dentro do intervalo definido pelos parâmetros V_{minpu} e V_{maxpu} , que por padrão são 0.9 e 1.1, respectivamente. Fora desse intervalo, modelam-se as fases desse elemento *PVSystem2* por meio do modelo de impedância constante, conforme apresentado a seguir.

Alteração para o Modelo de Impedância Constante

Com a intenção de melhorar a convergência do fluxo de potência para tensões muito altas e muito baixas, o OpenDSS converte os modelos dos seus elementos PC para impedância constante. Para o elemento *PVSystem2*, essa alteração acontece quando se tem tensões de fase fora da faixa entre os valores dos parâmetros V_{minpu} e V_{maxpu} .

O Norton equivalente quando utiliza-se o modelo de impedância constante se resume apenas em uma admitância constante e, portanto, a fonte de Norton ou de compensação apresenta valor nulo.

□ Para tensão de fase i , $\dot{V}_i$, maior que V_{maxpu} :

Calcula-se a admitância constante, $\bar{Y}_{V_{maxpu}}$, para a condição de potência aparente constante entregue, $\bar{S}$, à rede com tensão igual à V_{maxpu} , conforme Equação 140.

$$\bar{Y}_{V_{maxpu}} = \frac{\bar{Y}_{linear}}{V_{maxpu}^2} \quad (140)$$

Obtém-se, portanto, a corrente do terminal da fase i e a potência aparente entregue à rede por essa fase, conforme as Equações 141 e 142, respectivamente.

$$\dot{I}_{term_i} = \bar{Y}_{V_{maxpu}} \times \dot{V}_i \quad (141)$$

$$\bar{S}_i = \bar{Y}_{V_{maxpu}}^* \times V_i^2 \quad (142)$$

□ Para tensão de fase i , $\dot{V}_i$, menor que V_{minpu} :

Calcula-se a admitância constante, $\bar{Y}_{V_{minpu}}$, para a condição de potência aparente constante entregue, $\bar{S}$, à rede com tensão igual à V_{minpu} , conforme Equação 143.

$$\bar{Y}_{V_{minpu}} = \frac{\bar{Y}_{linear}}{V_{minpu}^2} \quad (143)$$

Obtém-se, portanto, a corrente do terminal da fase i e a potência aparente entregue à rede por essa fase, conforme as Equações 144 e 145, respectivamente.

$$\dot{I}_{term_i} = \bar{Y}_{V_{minpu}} \times \dot{V}_i \quad (144)$$

$$\bar{S}_i = \bar{Y}_{Vminpu}^* \times V_i^2 \quad (145)$$

B.3 Modelo Matemático das Funções Inteligentes de Inversores no OpenDSS

As funcionalidades de inversores modeladas no OpenDSS podem ser separadas em dois grupos. O primeiro consiste nas funcionalidades modeladas no próprio elemento PC, *PVSystem2* e *Storage*. E o segundo possui as funcionalidades que são modeladas no elemento *InvControl2* do OpenDSS, essas descritas nessa seção.

Essa separação é feita devido a natureza das funcionalidades do ponto de vista do processo de simulação do OpenDSS. As funcionalidades do primeiro grupo são capazes de alterar o valor da potência do elemento PC sem a necessidade de nenhum resultado de fluxo de potência. Dois exemplos de funções desse grupo são as funções inteligentes fator de potência fixo e limite máximo de potência ativa. Por outro lado, as funcionalidades do segundo grupo precisam de um resultado do fluxo de potência para, em seguida, verificar se é necessário ou não alterar a potência desse elemento. Para isso, precisa-se dos passos presentes no laço de controle, conforme discutido na seção A.4.1

Para o *InvControl2*, tensões elétricas são amostradas para verificar se é necessário alguma ação de controle. Essas tensões podem ser as tensões nos terminais do *PVSystem2* ou *Storage* ou, uma segunda alternativa, as tensões de fase ou linha de uma barra ou barras monitoradas. Na descrição das propriedades a seguir, utiliza-se, de forma genérica, o termo tensão monitorada para se referir a uma das 2 opções. A seção B.3.4 apresenta uma explicação mais detalhada sobre a forma que essa tensão é calculada.

Para utilizar o elemento *InvControl2* é necessário definir dois conjuntos de dados, o primeiro corresponde ao conjunto que é comum a todas as funções inteligentes e, o segundo, corresponde ao conjunto de dados específicos para cada função inteligente.

B.3.1 Conjunto de Dados Comuns

Os dados comuns que devem ser definidos no elemento *InvControl2* são listados a seguir:

- *DERList*: Lista dos elementos *PVSystem2* e ou *Storage* que são controlados pelo mesmo *InvControl2*;

- *mode*: Função inteligente habilitada, conforme opções a seguir:
 - *VOLTVAR*: Função inteligente volt-var;
 - *VOLTWATT*: Função inteligente volt-watt;
 - *DYNAMICREACCURR*: Função inteligente DRC.
- *Combimode*: Função inteligente combinada a ser habilitada, conforme opções a seguir:
 - *VV_VW*: Função inteligente combinada volt-var e volt-watt;
 - *VV_DRC*: Função inteligente combinada volt-var e DRC.
- *voltage_curve_ref*: Tensão de base que é considerada para calcular a tensão monitorada em *pu*, as opções são listadas a seguir:
 - *rated*: Utiliza como tensão de base a tensão nominal monitorada;
 - *avg*: Utiliza um valor médio como tensão de base. Esse valor médio é calculado utilizando os valores de tensão monitorada de passos de tempo anteriores que são armazenados em uma janela móvel. Essa janela apresenta um comprimento em unidades de tempo, definido na propriedade *avgwindowlen*;
 - *ravg*: Utiliza como tensão de base a tensão nominal monitorada. Porém, o valor que é utilizado para calcular a tensão monitorada em *pu* é o valor médio da janela móvel descrito na opção *avg*.
- *avgwindowlen*: Comprimento da janela móvel em escala de tempo;
- *VoltageChangeTolerance*: Tolerância em *pu* da convergência do laço de controle associado a tensão monitorada. Esse valor é comparado com a diferença da tensão monitorada em *pu* da iteração atual de controle com o valor da tensão monitorada em *pu* da iteração anterior;
- *RateofChangeMode*: Opção auxiliar que visa limitar as alterações da potência reativa desejada e do limite de potência ativa entre passos de tempo, as alternativas são listadas a seguir:
 - *LPF*: A potência reativa desejada e/ou o limite de potência ativa são aplicados em um filtro passa baixa de primeira ordem com constante de tempo definido na propriedade *LPFTau*;

- *RISEFALL*: A variação da potência reativa desejada e/ou do limite de potência ativa são limitados a uma constante em *pu* por tempo definida na propriedade *RiseFallLimit*.
- *RiseFallLimit*: Constante em *pu* por tempo usado pela opção *RISEFALL* da propriedade *RateofChangeMode*. O valor de base para essa constante é definido na propriedade *RefReactivePower* e/ou na *VoltwattYAxis*;
- *LPFTau*: Constante de tempo do filtro da opção *LPF* da propriedade *RateofChangeMode*;
- *monBus*: Lista de barras com os seus nós que devem ser monitoradas. Essa lista pode apresentar tensões de fase e/ou de linhas de barras distintas;
- *monBusVbase*: Lista de tensões nominais das barras e seus nós presentes na lista da propriedade *monBus*;
- *monVoltageCalc*: Opções de calculo da tensão monitorada em *V*. Essas opções podem ser aplicadas nas tensões nodais do elemento controlado ou da lista de tensões definida na propriedade *monBusVbase*:
 - *AVG*: Calcula a média das tensões;
 - *MAX*: Armazena a tensão máxima;
 - *MIN*: Armazena a tensão mínima.

Considerando que a lista definida em *monBusVbase* pode apresentar valores de tensões de magnitude diferentes, a lista que é utilizada nesse passo corresponde a lista definida com as tensões de base corrigidas para a tensão de base do próprio elemento controlado, portanto, as opções listadas são calculadas com tensões em *V* equivalentes. O Passo 3 da seção B.3.4 apresenta esse processo de forma mais detalhada.

B.3.2 Conjunto de dados das Funções que Controlam a Potência Reativa

As funções que controlam a potência reativa dos elementos *PVSystem2* ou *Storage* apresentam, em comum, uma propriedade que define a potência reativa de base e duas que estão associadas a convergência do laço de controle. As funções que controlam a potência reativa são volt-var, DRC e as combinadas que utilizam uma dessas duas, sendo elas a volt-watt combinado com volt-var e volt-var combinado com DRC.

- ❑ *RefReactivePower*: Define as potências de base para as potência reativa fornecida e absorvida, conforme uma das opções a seguir:
 - *VARAVAL*: As potências de base para a potência reativa fornecida e absorvida são iguais a potência reativa disponível;
 - *VARMAX*: A potência reativa fornecida de base é igual à *kvarLimit* e a absorvida, igual à *kvarLimitNeg*.
- ❑ *VarChangeTolerance*: Tolerância em *pu* da convergência do laço de controle associado a potência reativa. Para a mesma iteração de controle, esse valor é comparado com a diferença entre o valor de potência reativa desejada em *pu* com a potência reativa absorvida/fornecida em *pu* do elemento controlado;
- ❑ *deltaQ_factor*: Valor que limita o quanto pode ser alterado de potência reativa em *pu* da diferença entre o valor da potência reativa desejada de uma iteração de controle com da potência reativa fornecida/absorvida do *PVSystem2* ou *Storage* da iteração de controle anterior.

B.3.2.1 Dados da Função Inteligente volt-var

A lista a seguir apresenta as propriedades que devem ser definidas quando a função volt-var é habilitada. Ela pode ser habilitada em uma das 3 opções: volt-var, volt-watt combinado com volt-var ou volt-var combinado com DRC.

- ❑ *vvc_curve1*: Nome do objeto *XYCurve* que contém a curva volt-var. Os valores positivos do eixo *y* da curva volt-var representam valores em *pu* da potência reativa de base fornecida. Já os valores negativos do eixo *y*, são valores em *pu* da potência reativa de base absorvida. Essas definidas na propriedade *RefReactivePower*;
- ❑ *hysteresis_offset*: Diferença em *pu* das tensões da *vvc_curve1*.

B.3.2.2 Dados da Função Inteligente DRC

A lista a seguir apresenta as propriedades que devem ser definidas quando a função DRC é habilitada. Ela pode ser habilitada em uma das 3 opções: DRC ou volt-var combinado com DRC.

- ❑ *DbvMin*: Limite inferior da tensão em *pu* da banda morta da função DRC. Quando as tensões estão dentro dessa banda morta, nenhuma potência reativa pode ser absorvida ou fornecida;

- ❑ *DbvMax*: Limite superior da tensão em *pu* da banda morta da função DRC. Quando as tensões estão dentro dessa banda morta, nenhuma potência reativa pode ser absorvida ou fornecida;
- ❑ *ArGraLowV*: Razão entre a potência reativa fornecida ou absorvida e a diferença entre a tensão monitorada e a tensão média da janela móvel da função DRC. Essa taxa é aplicada quando a tensão monitorada é menor que *DbvMin*;
- ❑ *ArGraHiV*: Razão entre a potência reativa fornecida ou absorvida e a diferença entre a tensão monitorada e a tensão média da janela móvel da função DRC. Essa taxa é aplicada quando a tensão monitorada é maior que *DbvMax*;
- ❑ *DynReacavgwindowlen*: Comprimento da janela móvel da função DRC em escala de tempo.

B.3.3 Conjunto de dados das Funções que Limitam a Potência Ativa

As funções que limitam a potência ativa dos elementos *PVSystem2* ou *Storage* apresentam duas propriedades em comum que estão associadas a convergência do laço de controle. As funções que limitam a potência ativa são volt-watt e volt-watt combinado com volt-var.

- ❑ *ActivePChangeTolerance*: Tolerância em *pu* da convergência do processo de controle associado a potência ativa. Para a mesma iteração de controle, esse valor é comparado com a diferença entre o valor limite de potência ativa em *pu* resultado do processo de convergência com o limite de potência ativa em *pu* resultado da função volt-watt;
- ❑ *deltaP_factor*: Valor que limita o quanto pode ser alterado do limite de potência ativa em *pu* da diferença entre o valor limite de potência ativa de uma iteração de controle com o limite de potência ativa da iteração de controle anterior.

B.3.3.1 Dados da Função Inteligente volt-watt

A lista a seguir apresenta as propriedades que devem ser definidas quando a função volt-watt é habilitada. Ela pode ser habilitada em uma das 2 opções: volt-watt ou volt-watt combinado com volt-var.

- *voltwatt_curve*: Corresponde ao nome do objeto *XYCurve* que contém a curva volt-watt;
- *VoltwattYAxis*: Define o eixo *y* em *pu* da curva volt-watt. As opções para esse parâmetro são listadas a seguir:
 - *PMPPPU*: O eixo *y* corresponde ao valor em *pu* do parâmetro *Pmpp* do *PVSystem2*;
 - *PAVAILABLEPU*: O eixo *y* corresponde ao valor em *pu* da potência ativa disponível;
 - *PCTPMPPPU*: O eixo *y* corresponde ao valor em *pu* da potência *Pmpp* multiplicada pelo parâmetro *pctPmpp* do *PVSystem2*;
 - *KVARATINGPU*: O eixo *y* corresponde ao valor em *pu* do parâmetro *kVA* do *PVSystem2*.

B.3.4 Operação do InvControl no Laço de Controle

Essa seção apresenta o funcionamento do laço de controle quando existe apenas elementos *InvControl2*. Apresenta-se na seção A.4.1 a descrição completa do laço de controle. A Figura 52 apresenta o fluxograma do laço de controle.

Como pode ser observado na Figura 52, não existem ações com atraso quando apenas elementos de controle *InvControl2* são considerados, eles não modelam nenhum atraso em suas ações.

O funcionamento do *InvControl2* é descrito para o passo de tempo *t* e iteração de controle *j*. A seguir estão listados os principais passos realizados no laço de controle que são descritos:

1. Passo 1: Fluxo de Potência;
2. Passo 2: Amostra controles;
3. Passo 3: Ações em *t* feitas?;
4. Passo 4: Executa ações em *t*.

Passo 1: Fluxo de Potência As potências ativa, $P_{ac}[t]_j$, e reativa, $Q_{ac}[t]_j$, do elemento *PVSystem2* são calculadas de acordo com os seis passos descritos na seção B.2.2.1.

Com cálculo do fluxo de potência finalizado, têm-se como resultado as tensões nodais da rede.

Figura 52 – Fluxograma do laço de controle para elementos *InvControl*

Fonte: autor

Passo 2: Amostra controles O *InvControl2* amostra tensões que são utilizadas para verificar a necessidade de uma ação de controle. Se esse for o caso, o *InvControl2* inclui essa ação na lista de controle. Os processos realizados nesse passo são apresentados nos itens a seguir:

□ Cálculo da Tensão Monitora em Volts

As tensões amostradas pelo *InvControl2* podem ser as tensões nodais do terminal do elemento controlado, *PVSystem2* ou *Storage*, ou de tensões de fase e/ou de linha de uma barra ou barras monitoradas.

O OpenDSS faz por padrão a amostragem das tensões nodais do elemento controlado. Por exemplo, para um elemento trifásico, as tensões monitoradas

em V podem ser escritas de acordo com a Equação 146.

$$[V_{mon_1}[t]_j, V_{mon_2}[t]_j, V_{mon_3}[t]_j] \quad (146)$$

Para monitorar tensões de barras, as propriedades *monBus* e *monBusVBase* do *InvControl2* devem ser utilizadas. Na propriedade *monBus* define-se, em uma lista, as barras com seus nós que devem ser monitoradas. Já a propriedade *monBusVBase* armazena a lista com as tensões de base para cada tensão monitorada. Por exemplo, a Equação 147 apresenta a lista com duas tensões monitoradas e a Equação 148 a lista com suas respectivas tensões de base.

$$[V_{monBarraA_1}[t]_j, V_{monBarraB_{12}}[t]_j] \quad (147)$$

$$[V_{base_1}, V_{base_2}] \quad (148)$$

Onde:

- $V_{monBarraA_1}[t]_j$ corresponde a tensão de fase do nó 1 da barra A ;
- $V_{monBarraB_{12}}[t]_j$ corresponde a tensão de linha entre os nós 1 e 2 da barra B .

Os valores da lista da propriedade *monBusVBase* podem apresentar tensões de base com valores distintos e, portanto, essa lista deve ter seus valores corrigidos para uma mesma tensão de base, conforme apresentado na Equação 149. Isso é necessário para que o cálculo da tensão monitorada em V seja feita considerando tensões de mesma dimensão.

$$[V_{monBarraA_1}[t]_j \times \frac{V_{elemento_{base}}}{V_{base_1}}, V_{monBarraB_{12}}[t]_j \times \frac{V_{elemento_{base}}}{V_{base_2}}] \quad (149)$$

Onde:

- $V_{elemento_{base}}$ corresponde a tensão de base do elemento controlado, isto é, o valor da propriedade *kV* do elemento *PVSystem2* ou *Storage*.

Uma única tensão monitorada em V deve ser selecionada utilizando uma das duas listas presentes nas Equações 146 e 149. As opções para essa seleção estão presentes na propriedade *monVoltageCalc* e são aplicadas na lista para calcular o valor máximo, mínimo ou médio, conforme opções descritas a seguir:

- Para *AVG*, a tensão monitorada média é calculada aplicando a média na lista;
- Para *MAX*, a tensão monitorada é o valor máximo presente na lista;
- Para *MIN*, a tensão monitorada é o valor mínimo presente na lista.

Assim, como resultado se define a tensão monitorada em V como $V_{mon}[t]_j$.

□ Cálculo da Tensão Monitora em pu

A tensão em pu , $v_{mon}[t]_j$, aplicada nas funções inteligentes volt-var e volt-watt, é calculada utilizando a tensão monitorada em V , $V_{mon}[t]_j$, seguindo uma das opções presentes na propriedade *voltage_curve_ref* apresentadas abaixo:

- Para *rated*, a tensão em pu é calculada conforme a Equação 150.

$$v_{mon}[t]_j = \frac{V_{mon}[t]_j}{V_{elemento_{base}}} \quad (150)$$

- Para *avg*, a tensão em pu é calculada conforme a Equação 151.

$$v_{mon}[t]_j = \frac{V_{mon}[t]_j}{V_{mon_{avg}}[t]} \quad (151)$$

- Para *ravg*, a tensão em pu é calculada conforme a Equação 152.

$$v_{mon}[t]_j = \frac{V_{mon_{avg}}[t]}{V_{elemento_{base}}} \quad (152)$$

Onde:

- $V_{mon_{avg}}[t]$ é o valor médio das tensões monitoradas em pu dos m passos de tempo anteriores que podem ser armazenadas na janela móvel com comprimento definido na propriedade *avgwindowlen*. Essa tensão é calculada de forma genérica na Equação 153.

$$V_{mon_{avg}}[t] = \frac{1}{m} \times \sum_{k=1}^m v_{mon}[t-k]_j \quad (153)$$

Por exemplo, para uma janela móvel de tamanho de três passos de tempo, o $V_{mon_{avg}}[t]$ é calculado conforme a Equação 154

$$V_{mon_{avg}}[t] = \frac{1}{3} \times (V_{mon_{avg}}[t-1] + V_{mon_{avg}}[t-2] + V_{mon_{avg}}[t-3]) \quad (154)$$

Para a função inteligente DRC, a tensão monitorado em *pu* sempre é calculada conforme a Equação 155.

$$v_{mon_{drc}}[t]_j = \frac{V_{mon}[t]_j}{V_{elemento_{base}}} \quad (155)$$

□ **Verifica a necessidade da ação de controle** Caso os critérios associados a cada função inteligente sejam satisfeitos, nenhuma ação de controle do *Inv-Control2* é enviada para a lista de controle na iteração atual, j , no entanto, para a primeira iteração de controle, $j = 1$, sempre a ação é enviada, portanto, os critérios apresentados a seguir apresentam validação para $j > 1$.

Critério de Tensão O critério de tensão é realizado por meio da comparação da tensão monitorada da iteração de controle j com a tensão monitorada da iteração $j - 1$, conforme Equação 156.

$$v_{mon}[t]_j - v_{mon}[t]_{j-1} < \xi_v \quad (156)$$

Caso seja selecionada a função inteligente DRC, a Equação 157 apresenta o critério de convergência.

$$v_{mon_{drc}}[t]_j - v_{mon_{drc}}[t]_{j-1} < \xi_v \quad (157)$$

Onde ξ_v corresponde a tolerância definida na propriedade *VoltageChangeTolerance*.

Caso a função volt-var e DRC seja habilitada, tanto o critério da Equação 156 como da Equação 157 devem ser satisfeitos.

Critério de Potência Reativa O critério de potência reativa é realizado por meio da comparação da potência reativa desejada em *pu* da iteração de control j , $q_{Dfim}[t]_j$, com a potência reativa absorvida ou fornecida em *pu* do elemento controlado dessa mesma iteração de controle, conforme Equação 158.

$$\left| q_{Dfim}[t]_j - \frac{Q_{ac}[t]_j}{Q_{base}[t]_{j-1}} \right| < \xi_q \text{ se } Q_{base}[t]_{j-1} \geq 0 \quad (158)$$

$$\left| q_{Dfim}[t]_j - \frac{Q_{ac}[t]_j}{Q_{baseneg}[t]_{j-1}} \right| < \xi_q \text{ se } Q_{base}[t]_{j-1} < 0 \quad (159)$$

Onde:

- ξ_q corresponde a tolerância definida na propriedade *VarChangeTolerance*;
- $q_{Dfim}[t]_j$ é apresentado na Equação 186 do Passo 4;
- $Q_{base}[t]_{j-1}$ e $Q_{baseneg}[t]_{j-1}$ são as potências de base para a potência reativa na iteração de controle anterior. O cálculo desses valores são apresentados no Passo 4.

Critério de Potência Ativa O critério de potência ativa é realizado por meio da comparação do limite de potência ativa em *pu*, $p_{Lfim}[t]_j$, com o limite de potência ativa em *pu* aplicado no processo de convergência, conforme Equação 160.

$$\left| \frac{P_{Limite}[t]_j}{P_{base}[t]_{j-1}} - p_{Lfim}[t]_j \right| < \xi_p \quad (160)$$

Onde:

- ξ_p corresponde a tolerância definida na propriedade *ActivePChangeTolerance*;
- $p_{Lfim}[t]_j$ é apresentado na Equação 185 do Passo 4 ;
- $P_{base}[t]_{j-1}$ é a potência de base para a potência ativa na iteração de controle anterior. O cálculo desse valor é apresentado no Passo 4.

Passo 3: Ações em t feitas? O laço de controle converge quando não existe nenhuma ação de controle na lista de controle para o passo de tempo t . Caso contrário, o processo segue para o Passo 4 descrito a seguir.

Passo 4: Realiza ações em t A ação é realizada alterando a potência reativa e/ou limitando a potência ativa do *PVSystem2* ou do *Storage*. Os itens realizados nesse passo são descritos a seguir:

□ Cálculo das Potências de Base

Duas potências de base para a potência reativa são definidas, uma utilizada quando a potência reativa é positiva, isto é, potência fornecida. E outra, quando a potência reativa é negativa, ou seja, absorvida. Esses valores dependem das opções do parâmetro *RefReactivePower*.

- Para *VARMAX*, as potências reativas de base são calculadas conforme a Equação 161 e Equação 162 para serem utilizadas quando a potência reativa é positiva e negativa, respectivamente.

$$Q_{base}[t]_j = kvarLimit \quad (161)$$

$$Q_{base_{neg}}[t]_j = kvarLimitNeg \quad (162)$$

- Para *VARAVAL*, as potências reativas de base são calculadas conforme a Equação 163.

$$Q_{base}[t]_j = Q_{base_{neg}}[t]_j = \sqrt{kVA^2 - P_{ac}^2[t]_j} \quad (163)$$

O valor de base utilizado para a potência ativa depende das opções do parâmetro *VoltwattYAxis*.

- Para *PMPPPU*, a potência ativa de base é a própria potência nominal do painel, conforme a Equação 164.

$$P_{base}[t]_j = Pmpp \quad (164)$$

- Para *PAVAILABLEPU*, a potência ativa de base é potência disponível no passo de tempo t , calculada conforme a Equação 165.

$$P_{base}[t]_j = P_{dc}[t] \times EffCurve \quad (165)$$

Onde $P_{dc}[t] = Pmpp \times irradiance \times irradiance[t] \times PTCurve(Temperature[t])$, conforme Equação 113.

- Para *PCTPMPPPU*, a potência ativa de base é calculada conforme a Equação 166.

$$P_{base}[t]_j = \frac{pctPmpp \times Pmpp}{100} \quad (166)$$

- Para *KVARATING*, a potência ativa de base é igual à capacidade do inversor, conforme a Equação 167.

$$P_{base}[t]_j = kVA \quad (167)$$

□ Cálculo do Valor da Função Inteligente

Função Inteligente volt-var Para a função inteligente volt-var, aplica-se a tensão monitorada em pu , $v_{mon}[t]_j$, na curva volt-var definida na propriedade *vvc_curve1* para obter o valor da potência reativa desejada em pu . A Figura 53 abaixo apresenta um exemplo de curva volt-var que pode ser definida pelo usuário.

Figura 53 – Exemplo de curva volt-var

Fonte: autor

A potência reativa desejada em pu pode ser escrita conforme a Equação 168.

$$q_{Dfun}[t]_j = f_{vv}(v_{mon}[t]_j) \quad (168)$$

Função Inteligente DRC Para a função inteligente DRC, tem-se o valor da potência reativa desejada, conforme Equação 169.

$$q_{Dfun}[t]_j = \begin{cases} -\Delta v_{mon_{drc}}[t]_j \times ArGraLowV & \text{se } v_{mon_{drc}}[t]_j < DbvMin \\ -\Delta v_{mon_{drc}}[t]_j \times ArGraHiV & \text{se } v_{mon_{drc}}[t]_j > DbvMax \\ 0, & \text{senão} \end{cases} \quad (169)$$

Onde a diferença de tensão é calculada conforme a Equação 170.

$$\Delta v_{mon_{drc}}[t]_j = v_{mon_{drc}}[t]_j - v_{window_{drc}}[t]_j \quad (170)$$

E a $v_{window_{drc}}[t]_j$ corresponde a tensão média da janela móvel da função DRC. Essa tensão média é calculada conforme a Equação 171 considerando que a

janela móvel é capaz de armazenar as tensões de m passos de tempo anteriores. O comprimento em escala de tempo dessa janela é definida na propriedade *DynReacavgwindowlen*.

$$v_{window_{drc}}[t]_j = \frac{1}{m} \times \sum_{k=1}^m v_{mon_{drc}}[t-k]_j \quad (171)$$

Função Inteligente combinada volt-var e DRC Para o modo combinado das funções inteligentes volt-var e DRC, o valor da potência reativa desejada é a soma do resultado da Equação 168 e da Equação 169, conforme a Equação 172.

$$q_{Dfun}[t]_j = f_{vv}(v_{mon}[t]_j) + \begin{cases} -\Delta v_{mon_{drc}}[t]_j \times ArGraLowV & \text{se } v_{mon_{drc}}[t]_j < DbvMin \\ -\Delta v_{mon_{drc}}[t]_j \times ArGraHiV & \text{se } v_{mon_{drc}}[t]_j > DbvMax \\ 0, & \text{senão} \end{cases} \quad (172)$$

Função Inteligente volt-watt Para a função inteligente volt-watt, aplica-se a tensão monitorada em pu , $v_{mon}[t]_j$, na curva volt-watt definida na propriedade *voltwatt_curve* para obter o valor limite da potência ativa em pu . A Figura 54 apresenta um exemplo de curva volt-watt que pode ser definida pelo usuário.

Figura 54 – Curva volt-watt definida

Fonte: autor

O limite da potência ativa em pu pode ser escrita conforme Equação 173.

$$p_{Lfun}[t]_j = f_{vw}(v_{mon}[t]_j) \quad (173)$$

□ **Verifica Opções auxiliares Ativas** As opções auxiliares, que podem ser selecionadas, visam limitar as variações do limite de potência ativa e da potência reativa desejada. Como resultado dessa verificação têm-se $p_{LOpc}[t]_j$ e $q_{DOpc}[t]_j$.

Opção Padrão A opção padrão do OpenDSS não limita o limite de potência ativa e nem a potência reativa desejada, conforme as Equações 174 e 175.

$$p_{LOpc}[t]_j = p_{Lfun}[t]_j \quad (174)$$

$$q_{DOpc}[t]_j = q_{Dfun}[t]_j \quad (175)$$

Opção LPF Essa opção consiste em aplicar o limite de potência ativa, $p_{Lfun}[t]_j$, e a potência reativa desejada, $q_{Dfun}[t]_j$, como entrada de um filtro passa baixas de primeira ordem com constante de tempo igual à τ . Como resultado, têm-se os valores das opções conforme Equações 176 e 177. Essas equações apresentam como condições iniciais os resultados dessas equações no passo de tempo anterior, $t - 1$, $p_{LOpc}[t - 1]$ e $q_{DOpc}[t - 1]$.

$$p_{LOpc}[t]_j = p_{Lfun}[t]_j \times (1 - e^{-\frac{t}{\tau}}) + p_{LOpc}[t - 1] \times e^{-\frac{t}{\tau}} \quad (176)$$

$$q_{DOpc}[t]_j = q_{Dfun}[t]_j \times (1 - e^{-\frac{t}{\tau}}) + q_{DOpc}[t - 1] \times e^{-\frac{t}{\tau}} \quad (177)$$

Onde τ corresponde ao valor definido na propriedade *LPFTau*.

Opção RF Essa opção limita em um valor máximo a alteração do limite de potência ativa e da potência desejada entre passos de tempos. As Equações 178 e 179 apresentam a aplicação dessa opção.

$$p_{Lopc}[t]_j = \begin{cases} p_{Lopc}[t-1] + \frac{\Delta p}{\Delta t_{RF}} \times \Delta t, & \text{se } p_{Lfun}[t]_j - p_{Lopc}[t-1] > \frac{\Delta p}{\Delta t_{RF}} \times \Delta t \\ p_{Lopc}[t-1] - \frac{\Delta p}{\Delta t_{RF}} \times \Delta t, & \text{se } p_{Lfun}[t]_j - p_{Lopc}[t-1] < -\frac{\Delta p}{\Delta t_{RF}} \times \Delta t \\ p_{Lfun}[t]_j, & \text{senão} \end{cases} \quad (178)$$

$$q_{Dopc}[t]_j = \begin{cases} q_{Dopc}[t-1] + \frac{\Delta q}{\Delta t_{RF}} \times \Delta t, & \text{se } q_{Dfun}[t]_j - q_{Dopc}[t-1] > \frac{\Delta q}{\Delta t_{RF}} \times \Delta t \\ q_{Dopc}[t-1] - \frac{\Delta q}{\Delta t_{RF}} \times \Delta t, & \text{se } q_{Dfun}[t]_j - q_{Dopc}[t-1] < -\frac{\Delta q}{\Delta t_{RF}} \times \Delta t \\ q_{Dfun}[t]_j, & \text{senão} \end{cases} \quad (179)$$

Onde:

- $\frac{\Delta p}{\Delta t_{RF}}$ e $\frac{\Delta q}{\Delta t_{RF}}$ correspondem ao valor da propriedade *RiseFallLimit*;
- Δt corresponde em escala de tempo a diferença entre dois passos de tempo consecutivos, t e $t-1$.

□ **Verifica Limites do Inversor** O processo de convergência deve utilizar valores que respeitem os limites presentes na modelagem do elemento PC, nesse sentido, calcula-se os valores do limite de potência ativa, $p_{Llim}[t]_j$, e da potência reativa, $q_{Dlim}[t]_j$, considerando as restrições do inversor.

A Equação 180 apresenta o cálculo para as funções que possuem a função inteligente volt-watt.

$$p_{Llim}[t]_j = \min \left(\frac{\sqrt{kVA^2 - Q_{ac}^2[t]_j}}{P_{base}[t]_j}, \frac{pctPmpp \times Pmpp}{100 \times P_{base}[t]_j} \right) \quad (180)$$

A verificação dos limites do inversão para as funções que controlam a potência reativa depende das opções da propriedade *RefReactivePower*, conforme apresentado a seguir:

- Para *VARMAX*, o cálculo da potência reativa limite é realizada por meio da Equação 181 quando o inversor é configurado para dar prioridade para potência ativa.

$$q_{Dlim}[t]_j = \begin{cases} \min \left(\frac{\sqrt{kVA^2 - P_{ac}^2[t]_j}}{Q_{base}[t]_j}, \frac{|Q_{Limite}[t]_j|}{Q_{base}[t]_j} \right) & se \ q_{Dopc}[t]_j > 0 \\ \min \left(\frac{\sqrt{kVA^2 - P_{ac}^2[t]_j}}{Q_{base_{neg}}[t]_j}, \frac{|Q_{Limite_{neg}}[t]_j|}{Q_{base_{neg}}[t]_j} \right) & se \ q_{Dopc}[t]_j < 0 \end{cases} \quad (181)$$

Por outro lado, com prioridade para potência reativa, o cálculo do limite segue a Equação 182.

$$q_{Dlim}[t]_j = \begin{cases} \frac{|Q_{Limite}[t]_j|}{Q_{base}[t]_j} & se \ q_{Dopc}[t]_j > 0 \\ \frac{|Q_{Limite_{neg}}[t]_j|}{Q_{base_{neg}}[t]_j} & se \ q_{Dopc}[t]_j < 0 \end{cases} \quad (182)$$

- Para *VARAVAL*, o limite de potência reativa também é calculado conforme a Equação 182.

Onde $|Q_{Limite}[t]_j|$ e $|Q_{Limite_{neg}}[t]_j|$ são calculados no Passo 5 da seção B.2.2.1.

□ **Cálculo dos Valores Finais para o Processo de Convergência** Com objetivo de se definir os valores mais restritivos para serem utilizados no processo de convergência. Os valores finais do limite de potência ativa e da potência reativa desejada são calculados conforme a Equação 183 e a Equação 184, respectivamente.

$$p_{Lfim}[t]_j = \min(q_{Dopc}[t]_j, q_{Dlim}[t]_j) \quad (183)$$

$$q_{Dfim}[t]_j = \min(q_{Dopc}[t]_j, q_{Dlim}[t]_j) \times sinal(q_{Dopc}[t]_j) \quad (184)$$

□ **Processo de Convergência** Os valores calculados nas Equações 183 e 184 não são aplicados diretamente na alteração das potências do elemento PC. O motivo disso está em tentar evitar instabilidade no processo de convergência.

As Equações 185 e 186 apresentam os valores em kW e $kvar$ do limite de potência ativa e da potência reativa desejada que são utilizadas para atualizar os valores do elemento *PVSystem2*.

$$P_{Limite}[t]_j = P_{ac}[t]_j + (p_{Lfim}[t]_j \times P_{base}[t]_j - P_{ac}[t]_j) \times \Delta P \quad (185)$$

$$Q_{Desejado}[t]_j = \begin{cases} Q_{ac}[t]_j + (q_{Dfim}[t]_j \times Q_{base}[t]_j - Q_{ac}[t]_j) \times \Delta Q & \text{se } q_{Dfim}[t]_j \geq 0 \\ Q_{ac}[t]_j + (q_{Dfim}[t]_j \times Q_{base_{neg}}[t]_j - Q_{ac}[t]_j) \times \Delta Q & \text{se } q_{Dfim}[t]_j < 0 \end{cases} \quad (186)$$

Onde:

- ΔP corresponde a propriedade *deltaP_factor*;
- ΔQ corresponde a propriedade *deltaQ_factor*.

□ **Atualiza as Potências do Sistema Fotovoltaico** Os seis passos descritos na seção B.2.2 são realizados novamente, no entanto, no passo 3 é considerado o valor limite de potência ativa, $P_{Limite}[t]_j$ e, no passo 4, o valor da a potência reativa desejado é especificado como sendo o $Q_{Desejado}[t]_j$.

Em seguida, a iteração de controle $j + 1$ inicia-se no primeiro passo do laço de controle, o fluxo de potência.

B.4 Considerações Finais

Este apêndice apresentou a modelagem completa tanto do sistema fotovoltaico, *PVSystem2*, como das funções inteligentes de inversores, *InvControl2*. Também foi apresentado a operação em conjunto desses elementos.