

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**LÍVIA LISANDRO JUDICE GODOY**

**UTILIZAÇÃO DE UNIDADES DE MICROGERAÇÃO  
FOTOVOLTAICA PARA REGULAÇÃO CENTRALIZADA DE  
TENSÃO**

Porto Alegre

2017

**LÍVIA LISANDRO JUDICE GODOY**

**UTILIZAÇÃO DE UNIDADES DE MICROGERAÇÃO  
FOTOVOLTAICA PARA REGULAÇÃO CENTRALIZADA DE  
TENSÃO**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Energia.

ORIENTADOR: Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne

Porto Alegre

2017

### CIP - Catalogação na Publicação

Lisandro Judice Godoy, Livia  
Utilização de Unidades de Microgeração Fotovoltaica  
para Regulação Centralizada de Tensão / Livia Lisandro  
Judice Godoy. -- 2017.  
118 f.  
Orientador: Roberto Chouhy Leborgne.

Dissertação (Mestrado) -- Universidade Federal do  
Rio Grande do Sul, Escola de Engenharia, Programa de  
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Porto Alegre, BR-  
RS, 2017.

1. Geração Distribuída. 2. Microgeração  
Fotovoltaica. 3. Regulação de Tensão. 4. Despacho de  
Potência Reativa. 5. Qualidade de Energia. I. Chouhy  
Leborgne, Roberto, orient. II. Título.

LÍVIA LISANDRO JUDICE GODOY

# **UTILIZAÇÃO DE UNIDADES DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA PARA REGULAÇÃO CENTRALIZADA DE TENSÃO**

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, UFRGS

Doutor pela Chalmers University of Technology – Göteborg, Suécia.

Banca Examinadora:

Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Katia C. de Almeida, UFSC

Doutor pela McGill University – Montreal, Canadá

Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos, UFRGS

Doutor pela Universidade Federal de Santa Catarina – Florianópolis, Brasil

Prof. Dr. Daniel da Silva Gazzana, UFRGS

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil

Coordenador do PPGEE: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. Valner João Brusamarello

Porto Alegre, Outubro, 2017.

Dedico este trabalho a todos os familiares e amigos que me ensinaram a nunca desistir e sempre acreditar que o melhor está por vir.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a Deus, aos meus pais e meu irmão, em especial pela dedicação e apoio em todos as empreitadas que decidi fazer, por toda minha vida, mesmo com a dor da distância.

Ao meu companheiro Jonathan, por me apoiar e me dar carinho e força em todos os momentos.

Aos meus avós Ítalo (*in memoriam*) e Ideralda, Joaquim (*in memoriam*) e Edir, por me mostrar toda doçura e amor que há nessa vida. Em especial meu vô Ítalo, que nos deixou há poucos meses e já mostrava a alegria que teria ao falar da neta Engenheira e Mestre.

A todos meus tios, primos e amigos, por contribuírem tecnicamente e emocionalmente com todas as etapas da minha vida acadêmica.

Ao meu orientador professor Roberto C. Leborgne, por todo apoio e por entender todas as dificuldades que tive e decisões que tomei ano longo desse tempo.

Aos servidores da UFRGS e do PPGEE, pela atenção e dedicação, e pelo carinho em me receber nessa Universidade.

Por fim, agradeço a RGE Sul por contribuir com este trabalho tecnicamente e também na forma de seus colaboradores que estiveram comigo nessa jornada.

## RESUMO

A Geração Distribuída no Brasil tem crescido ao longo dos anos, especialmente na fonte fotovoltaica e na categoria que a ANEEL denomina microgeração distribuída, que são centrais geradoras de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 75 kW e conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. Apesar dos problemas tradicionais que podem ocorrer com a inserção em larga escala, como maiores perdas e desvios de tensão, as placas fotovoltaicas, conectadas à rede de distribuição por meio de um inversor, trazem a possibilidade de controlar a tensão no ponto de conexão, manipulando-se o fator de potência de saída do inversor, controlando a potência reativa. Neste contexto, considerando o uso dos inversores inteligentes com possibilidade de envio de sinal remotamente ao operador e a possibilidade de criação de Centros de Despacho de Geração Distribuída (CDGD), este trabalho tem por objetivo propor uma metodologia de regulação de tensão centralizada utilizando unidades de microgeração fotovoltaicas, em redes de distribuição com larga inserção. A metodologia proposta utiliza o conceito de despacho de potência reativa e fluxo de potência reativa ótimo, por meio de uma abordagem centralizada da rede, utilizando-se o software OpenDSS e MatLab, equipado com Algoritmo Genético (AG) para solucionar o problema de otimização. Para avaliar o desempenho do modelo, foram feitos estudos de caso no sistema IEEE 123 barras e em uma rede real em Alegrete. Os resultados obtidos validam a abordagem proposta, demonstra a aplicabilidade e limitações em casos reais.

**Palavras-chave: Geração Distribuída. Microgeração Fotovoltaica. Regulação de Tensão. Despacho de Potência Reativa. Qualidade de Energia.**

## **ABSTRACT**

The distributed generation in Brazil has increased in the past years, specially in photovoltaic power generation, at the category that Brazilian Electric Regulator ANEEL classifies as "distributed micro-generation", i.e., generation units in which the active power capacity is equal or bellow 75kW and conected on distribution network by the consumers. Despite the traditional problems that might occur due to high penetration of the units, e.g., higher losses and voltage sags and swells, they are conected to the network through an inverter that can be controlled in order to provide or consume reactive power, providing voltage regulation. In that context, considering the use of intelligent inverters that can be remotely operated by a centralized utility operator, this work aims to propose a centralized voltage regulation methodology using distributed micro-generation in distribution networks. The proposed methodology uses the concept of reactive power dispatch and optimal power flow, from a centralized view of the network, using the software MatLab and OpenDSS with Genetic Algorithm to solve the optimization problem. To evaluate the model, simulations were performed with the IEEE 123 bus system and with a real distribution network from the Alegrete city, in the Brazilian state of Rio Grande do Sul. The results show the proposed is valid, despite some limitations on real cases.

**Keywords: Distributed Generation. Photovoltaic Generation. Voltage regulation. Reactive Power Dispatch. Power Quality.**



## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO .....	15
1.1	MOTIVAÇÃO .....	18
1.2	OBJETIVO .....	20
1.3	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	20
2	REGULAÇÃO DE TENSÃO .....	22
2.1	PROBLEMA DA REGULAÇÃO DE TENSÃO .....	22
2.2	IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA TENSÃO EM REGIME PERMANENTE .....	24
2.3	REGULAMENTAÇÃO DA ANEEL SOBRE NÍVEIS DE TENSÃO.....	27
2.4	MÉTODOS CLÁSSICOS DE REGULAÇÃO DE TENSÃO .....	29
2.4.1	Regulação por Compensação Reativa <i>Shunt</i> .....	29
2.4.2	Regulação por Compensação Reativa Série.....	30
2.4.3	Regulador de Tensão <i>Autobooster</i> .....	31
2.4.4	Regulador de Tensão de 32 Degraus.....	31
2.4.5	Dispositivos em Eletrônica de Potência .....	33
2.5	DESPACHO DE POTÊNCIA REATIVA .....	34
2.5.1	Controle de Tensão e Potência Reativa via SCADA .....	34
2.5.2	Controle Centralizado de Tensão e Potência Reativa .....	37
3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....	40
3.1	ESTUDO DE BOLLEN <i>ET AL.</i> (2005) .....	40
3.2	ESTUDO DE VOVOS <i>ET AL.</i> (2007) .....	43
3.3	ESTUDO DE ALBUQUERQUE <i>ET AL.</i> (2010) .....	49
3.4	ESTUDO DE RIZY <i>ET AL.</i> (2011) .....	53
3.5	ESTUDO DE ALNASER <i>ET AL.</i> (2013) .....	56
3.6	ESTUDO DE DALL'ANESE <i>ET AL.</i> (2014).....	58
3.7	ESTUDO DE MUTTAQI <i>ET AL.</i> (2015) .....	61
3.8	ESTUDO DE XIE <i>ET AL.</i> (2016) .....	64
3.9	REFLEXÕES SOBRE ESTUDOS JÁ DESENVOLVIDOS.....	66
4	METODOLOGIA PROPOSTA .....	68
4.1	METODOLOGIA DE REGULAÇÃO CENTRALIZADA DE TENSÃO.....	68
4.2	MODELAGEM DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO.....	70
4.2.1	Delimitações da Modelagem do Problema .....	70
4.2.2	Modelo Matemático .....	70
4.3	ALGORITMO GENÉTICO APLICADO À OTIMIZAÇÃO DO DESPACHO DE POTÊNCIA REATIVA .....	72
4.3.1	Codificação do AG.....	73
4.3.2	Operadores do AG.....	74
4.3.3	Critério de Convergência do AG.....	75
4.3.4	Função <i>Fitness</i> .....	76
4.3.5	Solução do AG.....	76
4.4	MODELAGEM DA REDE E FLUXO DE POTÊNCIA.....	77
4.4.1	Modelagem do Inversor Fotovoltaico .....	78
4.4.2	Implementação no MatLab© e OpenDSS .....	80
4.4.3	Modelagem da rede no OpenDSS .....	81
5	ESTUDO DE CASO E RESULTADOS .....	84
5.1	CASO IEEE 123 NÓS .....	84
5.1.1	Descrição do sistema IEEE 123 nós .....	84

5.1.2 Descrição do Algoritmo de Otimização .....	86
5.1.3 Estudo de Caso A do sistema IEEE 123 nós.....	86
5.1.4 Estudo de Caso B do sistema IEEE 123 nós.....	88
5.1.5 Estudo de Caso C do sistema IEEE 123 nós.....	89
5.1.6 Estudo de Caso D do sistema IEEE 123 nós.....	90
5.2 CASO ALIMENTADOR DA RGE SUL .....	91
5.2.1 Descrição do Alimentador da RGE Sul .....	91
5.2.2 Descrição do Algoritmo de Otimização .....	93
5.2.3 Estudo de Caso A do Alimentador da RGE Sul .....	93
5.2.4 Estudo de Caso B do Alimentador da RGE Sul.....	95
5.2.5 Estudo de Caso C do Alimentador da RGE Sul .....	97
5.2.6 Estudo de Caso D do Alimentador da RGE Sul .....	97
5.3 DISCUSSÕES SOBRE OS RESULTADOS OBTIDOS.....	98
6 CONCLUSÃO.....	102
6.1 TRABALHOS FUTUROS .....	103
REFERÊNCIAS .....	104
APÊNDICE A: INTERFACE ENTRE MATLAB® E OPENDSS .....	111
APÊNDICE B: SOLUÇÕES POR GERAÇÃO DO ALGORITMO GENÉTICO .....	112
ANEXO A: DESENVOLVIMENTO DAS EQUAÇÕES DO CAPÍTULO 3 .....	115
ANEXO B: DADOS DO ALIMENTADOR DA RGE SUL.....	118

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 Perfil da Tensão em um alimentador típico. ....	23
Figura 2 Impacto de uma unidade de GD na regulação de tensão do alimentador de distribuição. ....	25
Figura 3 Despacho de potência reativa via SCADA. ....	36
Figura 4 Controle de tensão via SCADA. ....	36
Figura 5 Controle centralizado de tensão e potência reativa via SCADA.....	37
Figura 6 Integração de GD, reguladores e cargas no controle de tensão e potência reativa. ...	38
Figura 7 Alimentador com carga distribuída. ....	41
Figura 8 Sistema simples de 2 barras. ....	44
Figura 9 Diagrama vetorial da tensão e corrente do gerador mostrando a resposta do controle "inteligente" distribuído. ....	45
Figura 10 Estratégia de controle de tensão distribuído. ....	48
Figura 11 Região de controle central de tensão das GDs. ....	49
Figura 12 Diagrama fasorial de operação do inversor. ....	51
Figura 13 Modos de operação do inversor. ....	52
Figura 14 Sistema de potência e controle do FV conectado à rede. ....	53
Figura 15 Diagrama de blocos do controlador PI projetado por (RIZY, HU, <i>et al.</i> , 2011). ....	55
Figura 16 Sistema de gerenciamento da distribuição proposto por (ALNASER e OCHOA, 2013). ....	56
Figura 17 Modelo de rede para análise. ....	62
Figura 18 Determinação das zonas de controle da GD e do comutador em carga. ....	63
Figura 19 Esquema de conexão dos inversores da GDFV na rede. ....	68
Figura 20 Fluxograma de funcionamento da regulação centralizada de tensão. ....	69
Figura 21 Metodologia de regulação centralizada de tensão no mundo real e a proposta para simulação. ....	70
Figura 22 Codificação dos indivíduos e população do AG para uma fase. ....	74
Figura 23 Fluxograma do processo de implementação do AG. ....	77
Figura 24 Diagrama fasorial da capacidade do inversor. ....	79
Figura 25 Procedimento implementado da interface OpenDSS x Matlab©. ....	80
Figura 26 Fluxograma do processo de implementação do algoritmo no MatLab© e OpenDSS. ....	81
Figura 27 Sistema teste IEEE 123 nós. ....	85
Figura 28 Localização das unidades de microgeração distribuída no estudo de caso A do sistema IEEE 123 nós. ....	87
Figura 29 Minimização de perdas no AG estudo de caso A da rede do IEEE 123 nós. ....	88
Figura 30 Topologia do alimentador da RGE Sul. ....	92
Figura 31 Minimização de perdas no AG estudo de caso A da rede da RGE Sul. ....	94
Figura B.2 Minimização de perdas no AG estudo de caso C da rede do IEEE 123 nós. ....	112
Figura B.4 Minimização de perdas no AG estudo de caso B da rede da RGE Sul. ....	113
Figura B.6 Minimização de perdas no AG estudo de caso D da rede da RGE Sul. ....	114

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Novas Unidades de Micro e Mini Geração de 2013 a 2016. ....	16
Tabela 2	Volume de Novos Microgeradores Conectados à Rede no RS. ....	18
Tabela 3	Potência Instalada Total dos Microgeradores Novos Conectados à Rede no RS. ....	18
Tabela 4	Classificação da Tensão para Fornecimento inferiores a 1kV. ....	27
Tabela 5	Classificação da Tensão para Fornecimento superior a 1kV e inferior a 69kV. ....	28
Tabela 6	Dados do sistema IEEE 123 nós antes da inserção de microgerações (Caso Base). .	86
Tabela 7	Dados do estudo de caso A do sistema IEEE 123 nós após a inserção das 10 microgerações. ....	87
Tabela 8	Resultados de potência reativa e tensão de referência por GD no estudo de caso A.	88
Tabela 9	Dados do estudo de caso B o sistema IEEE 123 nós após a inserção das 10 microgerações. ....	89
Tabela 10	Resultados de potência reativa e tensão de referência por GD no estudo de caso B. .....	89
Tabela 11	Dados do estudo de caso C do sistema IEEE 123 nós. ....	90
Tabela 12	Resultados de potência reativa e tensão de referência por GD no estudo de caso C. .....	90
Tabela 13	Dados do estudo de caso D do sistema IEEE 123 nós. ....	90
Tabela 14	Resultados de potência reativa e tensão de referência por GD no estudo de caso D. .....	91
Tabela 15	Dados da rede da RGE Sul originalmente, sem microgeração (Caso Base). ....	93
Tabela 16	Dados da rede da RGE Sul após a inserção das 15 microgerações. ....	94
Tabela 17	Resultados de potência reativa e tensão de referência por GD no estudo de caso A. .....	95
Tabela 18	Dados do estudo de caso A da rede da RGE Sul após controle pelas 15 microgerações. ....	95
Tabela 19	Dados do estudo de caso B da rede da RGE Sul com regulação de tensão pelas 20 microgerações. ....	96
Tabela 20	Resultados de potência reativa e tensão de referência por GD no estudo de caso B. .....	96
Tabela 21	Dados do estudo de caso C da rede da RGE Sul com regulação de tensão pelas 5 microgerações. ....	97
Tabela 22	Resultados de potência reativa e tensão de referência por GD no estudo de caso C. .....	97
Tabela 23	Dados do estudo de caso D da rede da RGE Sul com regulação de tensão pelas 20 microgerações. ....	98
Tabela 24	Resultados de potência reativa e tensão de referência por GD no estudo de caso D. .....	98
Tabela 25	Resumo dos resultados encontrados para os casos simulados com o sistema IEEE 123 nós. ....	99
Tabela 26	Resumo dos resultados encontrados para os casos simulados com o alimentador da RGE Sul. ....	100
Tabela 27	Dados das cargas conectadas na média tensão do sistema da RGE Sul. ....	118
Tabela 28	Dados das cargas conectadas em baixa tensão do sistema da RGE Sul. ....	118
Tabela 29	Comprimentos por tipo de conexão da rede de média tensão do sistema da RGE Sul. ....	118

Tabela 30 Comprimentos por tipo de conexão da rede de baixa tensão do sistema da RGE Sul. .....	118
----------------------------------------------------------------------------------------------------	-----

## LISTA DE ABREVIATURAS

ABNT: Associação Brasileira de Normas Técnicas

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

AVR: *Automatic Voltage Regulation*

BPS: *Bulk supply point*

CC: Corrente Contínua

CDGD: Centros de Despacho de Geração Distribuída

CEEE: Companhia Estadual de Energia Elétrica

CELESC: Centrais Elétricas de Santa Catarina

CSI: *Current Source Inverter*

DOI: Despacho Ótimo dos Inversores

D-STATCOM: *Distributed Static Compensator*

DRP: Duração Relativa da transgressão da tensão Precária

DRC: Duração Relativa da transgressão da tensão Crítica

EPE: Empresa de Pesquisa Energética

FACTS: *Flexible AC Transmission*

FPO: Fluxo de Potência Ótimo

FV: Sistema Fotovoltaico

GD: Geração Distribuída

GDFV: Geração Distribuída Fotovoltaica

ICC: Índice de unidades Consumidoras com tensão Crítica

IGBT: *Insulated Gate Bipolar Transistor*

LDC: *Line Drop Compensation*

ONS: Operador Nacional do Sistema

PFC: *Power Factor Control*

PI: Proporcional-Integral

PID: Proporcional Integral Derivativo

PRODIST: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica

REI: Redes Inteligentes de Energia

RN: Resolução Normativa

RS: Rio Grande do Sul

SC: *Synchronous Condenser*

SCADA: *Supervisory Control and Data Acquisition*

SIN: Sistema Interligado Nacional

STATCOM: *Static Synchronous Compensator*

SVC: *Series Var Compensator*

VSI: *Voltage Source Inverter*

VPP: *Virtual Power Plant*

## 1 INTRODUÇÃO

No Brasil, nos últimos anos, percebe-se uma mudança tecnológica no setor elétrico, particularmente no que diz respeito às fontes alternativas, que inicialmente tinham sua disseminação maior na energia eólica e recentemente vêm tendo um aumento expressivo na fonte solar fotovoltaica, com foco na geração distribuída (GD). Segundo Castro *et al.* (2016) a trajetória de expansão da geração solar fotovoltaica e eólica deve-se, principalmente, ao seu caráter difuso, sendo em sua maioria projetos de micro e mini geração.

Em adicional, pode-se notar que diferentemente de países que ampliaram seus investimentos em energias renováveis para diminuir a dependência do petróleo, o Brasil já tinha uma matriz energética renovável, em função das hidrelétricas serem o principal recurso. Portanto, o aumento de investimentos em energias eólica e fotovoltaica deve-se principalmente ao seu custo competitivo, à necessidade de expansão do parque gerador, aos custos da transmissão de energia no Brasil, aos recorrentes aumentos na tarifa pelo uso das termelétricas e devido ao elevado nível de perdas não-técnicas (decorrentes de furto de energia) que encarecem a tarifa (SHAYANI, 2010).

O incremento de conexão da geração distribuída no Brasil teve início em 2012, com a primeira regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) no tema, que sofreu diversas alterações e complementos ao longo dos últimos anos, conforme será abordado no Capítulo 2. A classificação atual das GDs dá-se por seu valor de potência instalada, sendo considerada microgeração distribuída a unidade conectada à rede por meio de unidade consumidora com potência instalada menor ou igual a 75kW, e minigeração distribuída, caso a potência instalada seja superior a 75 kW e menor ou igual a 3MW ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012).



O controle dos registros de conexão na rede de micro e minigeradores distribuídos conectados ao sistema elétrico brasileiro é disponibilizado pelo órgão regulador (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016). Uma síntese dos dados dessa referência é apresentada na Tabela 1, onde consta os dados de novas unidades de micro e mini geração conectada à rede anualmente, de 2013 a 2016, separadas por tipo de fonte energética, junto ao valor total da potência instalada até o final de 2016.3

**Tabela 1 Novas Unidades de Micro e Mini Geração de 2013 a 2016.**

Classificação	Tipo de Fonte Energética	Número de Novas Unidades				Potência Instalada Total (kW)
		2013	2014	2015	2016	
Microgeração	Fotovoltaica	50	277	1.389	3.602	46.488,75
	Eólica	7	10	21	7	165,70
	Hidráulica			1	1	36,00
	Térmica		2	3	8	210,00
Minigerção	Fotovoltaica	1	4	12	36	14.935,35
	Eólica				1	5.000,00
	Hidráulica		1		8	5.419,50
	Térmica			5	21	11.523,04
<b>Total</b>	<b>3</b>	<b>58</b>	<b>294</b>	<b>1.431</b>	<b>6.051</b>	<b>84.332,42</b>

Fonte: Autora, com os dados de (ANEEL, 2016).

Pode-se notar pela Tabela 1 que o número de novas instalações de unidades de microgeração fotovoltaicas é o que mais cresceu nos últimos anos, passando de 50 novas conexões em 2013 para 3.602 em 2016. Nesse contexto, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) divulgou em 2014 a nota técnica DEA 19/14 (EMPRESA BRASILEIRA DE ENERGÉTICA, 2014a) que ressalta a importância da micro e mini geração para o atendimento da carga ao longo dos próximos anos, reduzindo a necessidade de investimento em geradoras convencionais centralizadas. No mesmo ano, a nota técnica DEA 13/14 estima que, no cenário de referência, a energia proveniente da geração distribuída fotovoltaica (GDFV) poderá corresponder a 1,3% da carga do Sistema Interligado Nacional (SIN) em 2030 e 5,7% da carga em 2050, o que configura uma projeção de 10GWp de capacidade instalada em 2030 e 78GWp em 2050 (EMPRESA BRASILEIRA DE ENERGÉTICA, 2014b).

Essa inserção consolidada de unidades de GDFV no sistema elétrico leva a uma série de benefícios para a sociedade, meio ambiente e setor elétrico como, por exemplo, aumentar a confiabilidade de abastecimento, reduzir custos com grandes empreendimentos de geração, minimizar impactos ambientais com o uso de fontes alternativas e reduzir riscos de planejamento (MARQUES, MORAN e ABREU, 2004).

No entanto existem algumas desvantagens, especialmente quando se observa o uso da GDFV em larga escala, como uma maior complexidade no planejamento e operação do sistema e os impactos no fluxo de potência, sistemas de proteção e perfil da tensão, especialmente por seu caráter intermitente (BARBOSA FILHO e AZEVEDO, 2013).

Pelo ponto de vista da distribuidora, projeta-se um impacto no equilíbrio econômico-financeiro das empresas, já que a receita das concessionárias está diretamente relacionada ao volume de energia entregue aos consumidores (CASTRO, DANTAS, *et al.*, 2016). Além da intermitência característica da GDFV, a disseminação de projetos de micro e mini geração trazem desafios inerentes na presença de fluxos bidirecionais de energia, impondo desafios técnicos, econômicos e regulatórios ao setor elétrico.

Propondo mecanismos de gerenciamento das questões técnicas e operacionais em relação a micro e mini geração, a ANEEL sugere, no Módulo 4 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST), que as distribuidoras agrupem as unidades de micro e minigeração de sua área de concessão em Agrupamentos de Centrais de Geração Distribuída e implantem os chamados Centros de Despacho de Geração Distribuída (CDGD), que se comunicariam com os atuais Centros de Operação (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010). Para tal, a ANEEL se baseou no conceito de *Virtual Power Plants* (VPP), que objetiva incorporar a GD em um agrupamento sistêmico, de forma que juntas possam contribuir simultaneamente nas necessidades do sistema elétrico (MASHHOUR e MOGHADDAS-TAFRESHI, 2011).

Assim, os CDGD seriam os responsáveis pelo despacho das unidades geradoras, estudo da programação de geração, comunicação dos desligamentos eventuais ocorridos, implantação de normas, bem como limitar a potência injetada na rede, controlar tensão e potência reativa e coordenação os procedimentos de entrada e saída das unidades.

### 1.1 MOTIVAÇÃO

O número de instalações de unidades de GD no Brasil tende a crescer cada vez mais ao longo dos anos, especialmente as microgerações fotovoltaicas, como foi apresentado na Tabela 1.

Considerando como exemplo o do estado do Rio Grande do Sul (RS), nota-se que do ano de 2015 a 2016 houve um aumento de cerca de 500% no número de novas unidades conectadas à rede, descrito na Tabela 2, que representa cerca de 600% de aumento em potência instalada, conforme a Tabela 3.

**Tabela 2 Volume de Novos Microgeradores Conectados à Rede no RS.**

Fonte Energética	Número de Unidades Novas		
	2014	2015	2016
Eólica		4	1
Fotovoltaica	33	132	632
<b>Total</b>	<b>33</b>	<b>136</b>	<b>633</b>

Fonte: Autora, com os dados de (ANEEL, 2016).

**Tabela 3 Potência Instalada Total dos Microgeradores Novos Conectados à Rede no RS.**

Fonte Energética	Potência Instalada Total (kW)		
	2014	2015	2016
Eólica		15,8	2,4
Fotovoltaica	112,9	765,8	4.916,0
<b>Total</b>	<b>112,9</b>	<b>781,6</b>	<b>4.918,4</b>

Fonte: Autora, com os dados de (ANEEL, 2016).

Essa inserção de unidades de geração distribuída na rede pode influenciar diversos indicadores de qualidade da energia, impactando positiva ou negativamente. De acordo com (FALCÃO, PASCHOARELI JUNIOR, *et al.*, 2015), alguns impactos diretos e indiretos que se

podem citar são: alteração no perfil da tensão, podendo ultrapassar valores estabelecidos; injeção de harmônicos de corrente, devido ao uso de inversores e de cargas não-lineares; desequilíbrio de fases, devido a presença de inversores monofásicos; redução dos harmônicos de tensão, já que tende a ocorrer elevação no nível da tensão; problemas no acionamento de sistemas de proteção, em consequência do fluxo bidirecional.

Em relação à tensão em regime permanente, as unidades de GD tendem a impactar de forma a elevar o nível de tensão, devido à injeção de potência ativa. A saber, conforme descrito por (SARABIA, 2011), uma pequena unidade de geração distribuída compartilhando o mesmo transformador de distribuição com diversas cargas pode elevar a tensão no secundário do transformador, causando sobretensão nas cargas. Por essa razão, indica-se a necessidade de que a distribuidora dedique mais recursos para regulação de tensão, como adicionar reguladores em alguns pontos da rede. Todos esses fatos aumentam a complexidade da regulação de tensão por parte das concessionárias, para se alcançar os níveis de tensão em regime permanente necessários.

Como meio de resolução do problema de variação de tensão em regime permanente, diversos estudos começam a propor a utilização das unidades de GD na regulação de tensão, contribuindo com injeção ou consumo de potência reativa, podendo auxiliar a concessionária a manter os níveis de tensão em regime permanente dentro dos limites estipulados. Dessa forma, o cliente participaria ativamente na manutenção dos níveis de tensão adequados, prestando um serviço à distribuidora e reduziria a necessidade de inserção em maior escala de equipamentos para regulação de tensão na rede (MUTTAQI, LE, *et al.*, 2015), (RIZY, HU, *et al.*, 2011), (DALL'ANESE, DHOPLÉ e GIANNAKIS, 2014).

Atualmente, o órgão regulador ainda não permite tal operação, pois considera a injeção de reativo um serviço ancilar não-regulado, ainda que na previsão da ANEEL em relação aos CDGD, já consta a preocupação em relação a participação das GDs na regulação de tensão.

Diante do contexto apresentado e considerando os trabalhos realizados no tema, a serem discutidos em detalhe no Capítulo 2, o problema a ser resolvido neste trabalho é operar a contribuição das unidades de microgeração fotovoltaica na regulação de tensão, juntamente aos demais elementos da rede, com a finalidade de manter os níveis de tensão em regime permanente dentro dos limites regulatórios.

## **1.2 OBJETIVO**

Considerando o crescimento de instalações de unidades de microgeração fotovoltaica no Brasil e a previsão da ANEEL da existência dos CDGD, o objetivo deste trabalho é propor a utilização de unidades de microgeração fotovoltaica distribuídas para a regulação centralizada de tensão nos nós do sistema no qual a unidade está conectada.

De forma a contribuir com o desenvolvimento de metodologia de utilização das microgerações na regulação de tensão, os objetivos específicos são:

- Propor um modelo de otimização de potência reativa da GDFV;
- Avaliar os diferentes comportamentos das tensões de acordo com o percentual de inserção de unidades na rede;
- Avaliar o comportamento das tensões na presença de eventos externos localizados, como a passagem de nuvem em determinada região;
- Quantificar as potências reativas injetadas pelas unidades para promover a regulação, como embasamento teórico para um serviço ancilar remunerado.

## **1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO**

No capítulo 2 será discutido o problema clássico da regulação de tensão suas formas de resolução e as alterações na presença de GD.

No capítulo 3 será apresentada uma revisão de literatura no que tange a trabalhos recentes que abordam a utilização das unidades de GD para regular a tensão.

No capítulo 4 será apresentada a metodologia proposta.

No capítulo 5 será apresentada a modelagem do estudo de caso e as simulações propostas para avaliação prática do modelo. Neste capítulo também serão discutidos os resultados encontrados e as sugestões de regulamentações necessárias para utilização da técnica.

No capítulo 6 serão apresentadas as conclusões deste trabalho e a proposta de trabalhos futuros.

## **2 REGULAÇÃO DE TENSÃO**

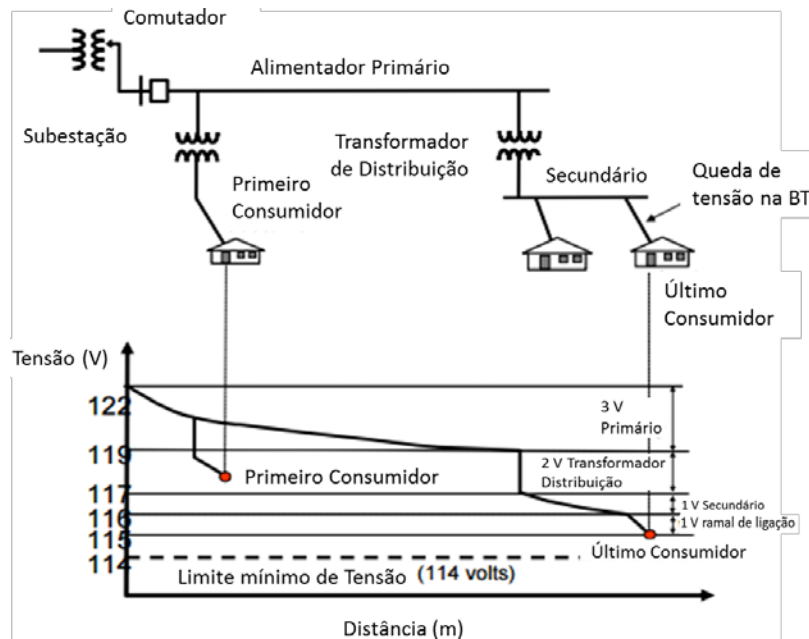
Neste Capítulo é apresentado o problema da regulação de tensão em redes de distribuição, as normas brasileiras de níveis de tensão em regime permanente e as formas clássicas de regulação de tensão por parte da distribuidora.

### **2.1 PROBLEMA DA REGULAÇÃO DE TENSÃO**

Na operação dos sistemas de distribuição em regime permanente, o nível de tensão é determinado pela tensão na subestação e pela queda de tensão nas linhas de distribuição, variando com flutuações nos níveis de consumo. Nos transformadores, a queda de tensão depende da impedância do enrolamento e do fator de potência da carga. Nas linhas curtas, o efeito capacitivo é desprezível, então quando a carga aumenta, as quedas nas impedâncias aumentam e a tensão no final da linha é menor. Todos os componentes dos sistemas são sujeitos à regulação, então a variação nos terminais dos consumidores individuais é uma soma vetorial de todas as variações que ocorrem do gerador ao consumidor (DUGAN, MCGRANAGHAN e BEATY, 2002).

Existem níveis diferentes de queda de tensão entre os geradores e o consumidor final. Como a queda de tensão é proporcional à demanda de corrente e à impedância entre a fonte e o consumidor, quanto maior for a potência demandada ou a impedância entre o consumidor e a carga, maior será a queda de tensão para aquele consumidor. A Figura 1 mostra o perfil de tensão de um alimentador típico conectado à carga residencial.

**Figura 1 Perfil da Tensão em um alimentador típico.**



Fonte: Adaptado de Burke (1994).

Algumas manobras e melhorias podem ser feitas para minimizar a queda de tensão nas redes de distribuição, sem a necessidade de equipamentos específicos para melhoria da tensão.

Dentre elas, citam-se (DUGAN, MCGRANAGHAN e BEATY, 2002):

- Equilíbrio de Fases: desequilíbrio de carregamento de fases de um circuito secundário provoca maior queda de tensão na fase mais carregada;
- Deslocamento de Transformadores: o mau posicionamento do transformador na rede pode causar queda de tensão em cargas mais distantes do centro de carga;
- Redivisão de Circuitos: a sobrecarga em um dos circuitos pode causar queda de tensão, sendo necessário transferir a carga entre circuitos ou instalar novos transformadores;
- Troca de Condutores: o sobreaquecimento dos condutores pode causar a queda de tensão, podendo ser solucionada trocando por condutores de maiores bitolas;
- Mudança de Tape: o ajuste nos tapes dos transformadores é uma ação simples por parte da distribuidora e pode ser o suficiente para melhoria da tensão.



Outros procedimentos de manobra também podem ser feitos, no entanto, eles nem sempre são possíveis, economicamente viáveis ou até mesmo suficientes, sendo necessário, portanto, utilizar os métodos de regulação de tensão.

## **2.2 IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA TENSÃO EM REGIME PERMANENTE**

O impacto na tensão em regime permanente na presença de GD é um dos fatores técnicos a serem analisados na inserção da GD em larga escala, segundo Marques *et al.* (2004), especialmente em períodos de carga leve. Nesse sentido, Masters (2002) propõe que sejam analisados os três casos mais críticos, para garantir que a GD não afetará significativamente o perfil da tensão: máxima carga e sem geração, mínima carga e máxima geração, máxima carga e máxima geração.

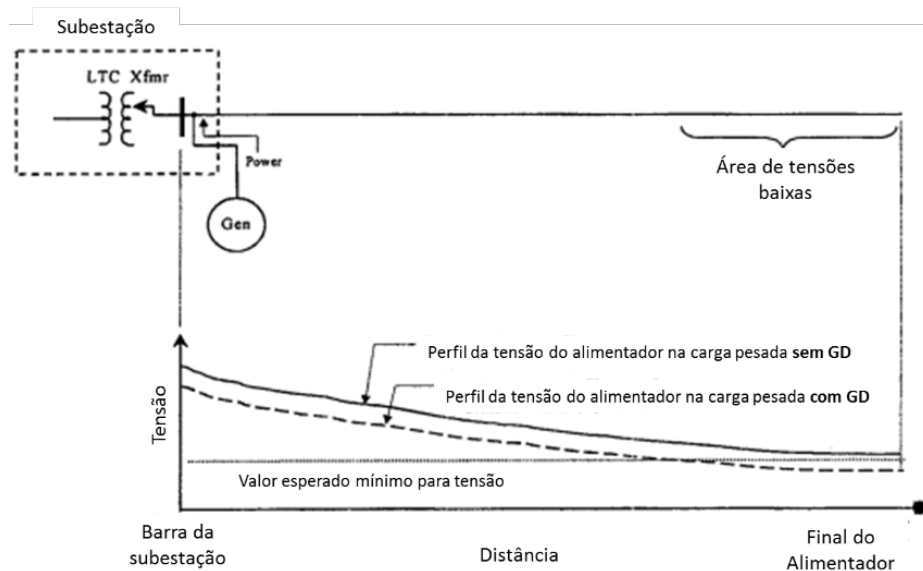
Focando na área financeira, Oliveira *et al.* (2009) propuseram uma metodologia de incentivos tarifários para a conexão de unidades de geração distribuída, remunerando o consumidor a depender do quanto a unidade contribuirá positivamente para a melhoria do perfil de tensão em regime permanente e redução de perdas elétricas.

A forma mais comum de regulação de tensão nos sistemas de distribuição é por comutadores de carga nos transformadores das subestações, juntamente a reguladores de tensão ao longo dos alimentadores e bancos de capacitores paralelos na rede. A regulação de tensão é baseada no fluxo de potência radial da subestação para as cargas, considerando os sistemas radiais, e a inserção de GD pode interferir no funcionamento dos reguladores (BARKER e MELLO, 2000) e causar alteração na direção e magnitude dos fluxos de potência ativa e reativa, resultando em alterações no perfil da tensão e impactos na regulação de tensão, que podem ser positivos ou negativos, dependendo das características e localização da GD e do sistema de distribuição. Em relação ao nível de tensão em regime permanente, a GD pode impactar

causando subtensões nos consumidores ou sobretensões, como será discutido nos exemplos a seguir.

Na Figura 2 pode-se notar um exemplo de inserção de GD à jusante do transformador da subestação, que é equipado com comutador sob carga. Neste caso, a carga que a subestação percebe é menor do que quando a GD não está conectada e o regulador funciona de forma a estabelecer um nível de tensão para o patamar de cargas leve. Consequentemente, a tensão é reduzida mesmo que o patamar de carga seja pesado, causando uma tensão abaixo do que é necessária para operação ao longo do alimentador, especialmente no final do mesmo.

**Figura 2 Impacto de uma unidade de GD na regulação de tensão do alimentador de distribuição.**



Fonte: Adaptado de (BARKER e MELLO, 2000)

Em geral, as fontes distribuídas têm potência injetada muito inferior à barra da subestação, fazendo com que a tensão na subestação não se altere, mas na GD sim. Mesmo com reguladores bidirecionais, pode-se resultar numa redução de tensão durante períodos de carga pesada. Dessa forma, é necessária uma estratégia de controle de tensão mais sofisticada quanto há GD suficiente para reverter o fluxo de potência.

Como já mencionado no Capítulo 1, a GD também pode causar sobretensão nos consumidores próximos. Mesmo que seja de potência pequena, considerando que a GD

compartilha o mesmo transformador de distribuição com outros consumidores, ela pode causar uma elevação de tensão no secundário do transformador suficiente para causar sobretensão nos demais consumidores (SARABIA, 2011). Esse caso é possível se o transformador está localizado num ponto onde a tensão do primário do transformador está próxima ou acima dos limites estabelecidos, já que, normalmente, sem GD haveria naturalmente uma queda de tensão através do transformador de distribuição e dos conectores do secundário, levando a uma tensão menor no consumidor. Com o fluxo de potência em sentido contrário causado pela GD, essa queda natural de tensão não existe mais e pode inclusive ser uma tensão maior, excedendo os limites estabelecidos.

De forma geral, nos sistemas de distribuição, as unidades de GD de potência instalada pequena ( $< 10\text{kW}$ ) não tem impacto representativo na rede, segundo Barker e Mello (2000). No entanto, com a larga penetração das unidades, seus efeitos se acumulam e passam a ser substanciais na qualidade de energia elétrica, sendo necessários estudos de regulação de tensão no local para garantir manutenção dos níveis de tensão adequados. Barker e Mello (2000) apontam ainda que, se a corrente injetada pela GD, medida no primário do transformador, for menor que 5% da carga do alimentador naquele ponto de conexão e, ainda, se todos os consumidores tiverem tensão satisfatória antes da conexão da GD, provavelmente não ocorrerão problemas de tensão em regime permanente para os consumidores conectados no primário, o que pode ser confirmado com a simulação do fluxo de potência no ponto. Caso seja muito menor que 5%, não é necessário realizar nenhum estudo de impacto.

No entanto, para os consumidores que compartilham o secundário do transformador com a GD, até mesmo unidades de pequena potência instalada, injetando menos de 5% no primário, podem trazer riscos para a regulação de tensão dos consumidores no secundário. Portanto, sempre é necessária uma simulação prévia dos níveis de tensão na rede.

Dadas as dificuldades e necessidades de ajustes na rede de distribuição para acomodar as variações de tensão em regime permanente decorrentes da inserção de GD, alguns autores começam a sugerir a utilização das unidades na regulação de tensão, onde o consumidor contribui ativamente com a distribuidora na manutenção das tensões nos níveis adequados. Atualmente, esse serviço não é permitido pela norma brasileira (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010) e internacionais (IEEE, 2003), já que o consumidor estaria prestando um serviço ancilar não-regulado.

### 2.3 REGULAMENTAÇÃO DA ANEEL SOBRE NÍVEIS DE TENSÃO

As concessionárias são responsáveis por manter os indicadores de qualidade de energia dentro dos limites normativos, como as variações de tensão de longa duração em regime permanente. No Brasil, o órgão regulador estabelece no Módulo 8 do PRODIST (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017) as formas de medição, registro e limites dos indicadores de qualidade, dentre eles as faixas de medições que são consideradas adequada, precária e crítica para os níveis de tensão em regime permanente, assim como os indicadores individuais e coletivos de conformidade de tensão e os prazos para compensação ao consumidor, caso as medições excedam os limites dos indicadores.

Para o caso dos clientes conectados em redes de baixa tensão, a Tabela 4 e a Tabela 5 apresenta a faixa de variação da tensão permitida, considerando o fornecimento inferior a 1kV e entre 1kV e inferior a 69kV, respectivamente, onde TN é a tensão de referência e TL é a tensão medida.

**Tabela 4 Classificação da Tensão para Fornecimento inferiores a 1kV.**

<b>Tensão de Atendimento</b>	<b>Faixa de Variação</b>
Adequada	$0,92TN \leq TL \leq 1,05TN$
Precária	$0,87TN \leq TL < 0,92TN$ ou $1,05TN \leq TL < 1,06TN$
Crítica	$TL < 0,87TN$ ou $TL > 1,06TN$

Fonte: (ANEEL, 2017)

**Tabela 5 Classificação da Tensão para Fornecimento superior a 1kV e inferior a 69kV.**

<b>Tensão de Atendimento</b>	<b>Faixa de Variação</b>
Adequada	$0,93TN \leq TL \leq 1,05TN$
Precária	$0,90TN \leq TL < 0,93TN$
Crítica	$TL < 0,90TN$ ou $TL > 1,05TN$

Fonte: (ANEEL, 2017)

Esses limites são monitorados pelo órgão regulador por medições trimestrais realizadas pela distribuidora, onde cada unidade consumidora sorteada tem sua tensão medida ao longo de uma semana (1008 leituras válidas) e são apurados dois indicadores individuais de tensão em regime permanente, que expressam o tempo na qual tal unidade permaneceu na tensão precária ou crítica: Duração Relativa da transgressão da tensão Precária (DRP) e Duração Relativa da transgressão da tensão Crítica (DRC), conforme expressões a seguir:

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \cdot 100[\%] \quad (2.1)$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \cdot 100[\%] \quad (2.2)$$

onde  $nlp$  e  $nlc$  representam o número total de leituras onde o maior valor entre as fases estão situadas nas faixas precária e crítica, respectivamente.

A ANEEL estabelece limites máximos de 3% de DRP e 0,5% de DRC para que a distribuidora não seja penalizada. Caso sejam ultrapassados esses limites, a distribuidora tem 90 dias para regularizar a tensão, no caso do DRP, e 15 dias, no caso do DRC, sob pena de compensar economicamente o cliente até que a tensão seja regularizada.

A cada trimestre a ANEEL apura também os indicadores coletivos, chamado Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica (ICC), conforme a expressão:

$$ICC = \frac{N_C}{N_L} \cdot 100[\%] \quad (2.3)$$

onde  $N_C$  é o número total de unidades consumidoras com DRC não nulo e  $N_L$  é o total de unidades consumidoras objetos de medição.

A concessionária precisa fazer compensações financeiras aos consumidores que estiverem submetidos a tensões fora dos limites dos indicadores DRP e DRC, conforme equação estipulada pelo PRODIST. No entanto, isto não exime a distribuidora de regularizar a tensão naquele ponto, devendo realizar as medidas cabíveis para manter a tensão nos níveis adequados.

## **2.4 MÉTODOS CLÁSSICOS DE REGULAÇÃO DE TENSÃO**

Nesta seção serão abordados os métodos tradicionalmente usados pelas concessionárias distribuidoras de energia para regular a tensão. De forma geral, os fluxos são controlados por equipamentos de regulação individuais e independentes, como comutador de carga dos transformadores de subestação, reguladores de tensão de linha ou bancos de capacitores fixos e chaveados. Os parâmetros de controle são fator de potência, corrente na carga, tensão e fluxo de potência reativa. Os chaveamentos são feitos baseados nas condições locais.

Essa abordagem apresenta diversas limitações e desvantagens, já que o sistema não é constantemente monitorado e o foco é local e não global. Algumas dessas limitações são: falta de flexibilidade para resposta a alterações nos alimentadores, a operação pode não ser ótima em todas as condições da rede, pode apresentar problemas na presença de GD e alteração do fluxo de potência. Além disso, o controle de um equipamento pode afetar no controle de outro, já que não são coordenados.

### **2.4.1 Regulação por Compensação Reativa *Shunt***

Na maioria dos sistemas são utilizados banco de capacitores e reatores *shunt* chaveados, que possibilitam a melhora do fator de potência, conseqüentemente a melhora a tensão.

Os capacitores *shunt* diminuem a queda de tensão na linha de distribuição, compensando a queda pela corrente reativa na reatância indutiva. Como a capacitância da linha pode ser

desprezada nas linhas de distribuição, não é necessária a utilização de reatores *shunt*, feito só em linhas de transmissão (FELBER, 2010).

Para diferentes perfis de carregamento, o alimentador tem diferentes perfis de tensão, então se os capacitores forem instalados fixos durante carga pesada, por exemplo, podem acabar causando sobretensão ao funcionar em carga leve. Portanto, os bancos de capacitores devem ser chaveados em pequenas unidades e com estágios discretos de compensação, sendo necessário estudo da demanda reativa diária.

Em se tratando de correção de fator de potência ou redução de perdas, os bancos de capacitores usualmente possuem controle de tensão, conectando-se a rede quando a tensão está baixa, o que é positivo para manter a tensão aceitável e corrigir fator de potência durante cargas de pico. Como resultado, o fator de potência fica próximo durante os períodos de carga pesada e baixos durante a carga leve, aumentando as perdas elétricas. Em adicional, no esquema tradicional o operador não sabe de imediato quando o banco de capacitores entra ou sai da rede por algum problema.

#### **2.4.2 Regulação por Compensação Reativa Série**

A compensação reativa série é mais utilizada em linhas de transmissão, sendo utilizado na distribuição somente em linhas longas quando se deseja: aumentar a capacidade de transmissão de potência, controlar tensão de forma autorregulada, contínua e instantânea, diminuir perdas nas linhas ou melhorar o fator de potência (TZUNG-LIN, SHANG-HUNG e YU-HUNG, 2010).

Essa compensação funciona de forma a compensar a indutância série da linha e parte dos reativos da carga, reduzindo a corrente que circula na linha. Um grande problema associado a ela é a ocorrência de oscilação de tensão no sistema em regime transitório, além de serem

muito específicos os casos em que chega a ser necessário essa utilização. Inclusive, em muitos desses casos, é possível utilizar a compensação shunt, economicamente mais viável.

#### **2.4.3 Regulador de Tensão *Autobooster***

Os reguladores de tensão *autobooster* são equipamentos monofásicos com 4 tapes de 1,5% a 2,5% de variação na tensão cada um, totalizando 6% a 10% de capacidade de alteração da tensão. Eles funcionam por um chaveamento que indica quando a tensão será abaixada e quando será elevada. Apesar de ter baixo custo e ter sido bastante utilizados em áreas rurais, os *autoboosters* estão em desuso atualmente, devido as suas limitações operacionais.

#### **2.4.4 Regulador de Tensão de 32 Degraus**

Esses equipamentos são autotransformadores com 32 degraus (tapes) de +/- 0,65% de variação cada, comutados automaticamente. Normalmente são trifásicos, conectados em estrela aterrada. Eles podem ser transformadores reguladores, por exemplo, 138/13,8kV +/-10%, ou reguladores de tensão, por exemplo, 13,8/13,8kV +/-10%, mantendo o nível de tensão pré-determinado.

Geralmente, os reguladores de tensão de 32 degraus possuem um relé regulador de tensão, que percebe o momento de diminuir ou aumentar a tensão de alimentação. O funcionamento se dá partindo da curva da tensão medida por um transformador de potencial, que é comparada com um nível de tensão pré-determinado, ajustado no relé sensor de tensão. Se a tensão estiver fora dos parâmetros pré-definidos, é iniciada a temporização (tempo morto) e em seguida envia-se um sinal para o acionamento do comutador.

Para alterar o tap do transformador sob carga, é necessário o uso de um reator para não haver interrupção do circuito na comutação e limitação da corrente circulante (DUGAN, MCGRANAGHAN e BEATY, 2002).



#### 2.4.4.1 Relé de Controle de Tensão

Esses relés geralmente são utilizados no controle de tensão de barras de média tensão. São também chamados de relés 90 ou relés reguladores de tensão.

O funcionamento desses relés inicia quando a diferença entre a tensão de referência e ajuste de sensibilidade (*bandwidth*, ou banda morta) ocorre, iniciando a contagem no tempo (temporização). Se durante esse tempo a tensão não se normalizar, um comando de comutação é enviado ao regulador de tensão (FELBER, 2010).

De forma geral, o relé 90 possui os seguintes ajustes: tensão de referência, banda morta, tempo morto, bloqueios e compensação por queda na linha, ou do inglês *Line Drop Compensation* (LDC). A tensão de referência ajusta o nível de tensão da linha, sendo usada para comparar com a tensão fornecida pelo transformador de potencial. A banda morta determina a faixa de precisão dentro a qual o regulador considera que não há necessidade de comutação. O tempo morto (temporização) é utilizado para evitar operações desnecessárias. Já os chamados bloqueios são ajustes feitos no relé para que ele seja impedido de atuar em situações anormais do sistema elétrico de distribuição.

Uma das formas de controle automático do relé é a compensação de queda de tensão de linha, que permite reproduzir em ampla escala a queda de tensão em uma linha conectada a um transformador regulador, mantendo a tensão constante no ponto de consumo, independente da carga. O relé comanda o regulador usando as medições de tensão no lado da carga, a corrente de carga e os parâmetros da linha.

O Controle Automático de Tensão pode ser feito por regulação dinâmica, estática ou por sistemas inteligentes. Também pode ser feito, além da compensação por queda de tensão de linha, por tempo definido, com reta de carga ou com tensão definida.

### 2.4.5 Dispositivos em Eletrônica de Potência

De forma geral, os dispositivos baseados em eletrônica de potência são extremamente raros em aplicações em redes de distribuição. Seu uso é mais difundido em sistemas de transmissão de energia, sendo chamados de FACTS (*Flexible AC Transmission*), especialmente por serem muito caros e não compensar economicamente sua aplicação.

Em nível de distribuição, os equipamentos de eletrônica de potência utilizados são o D-STATCOM (*Distributed Static Compensator*) e o SVC (*Static Var Compensator*), sendo ambos usados em casos muito específicos, mais especialmente quando se tem cargas sensíveis, que podem ser afetadas drasticamente por flutuações na tensão do sistema (TZUNG-LIN, SHANG-HUNG e YU-HUNG, 2010).

O D-STATCOM é baseado em VSC (*Voltage Source Converter*), geralmente com controle PWM (*Pulse Width Modulation*), podendo fornecer ou consumir potência reativa. Ele é conectado em paralelo nas linhas e injeta corrente no sistema para corrigir o fator de potência, compensar a potência reativa e reduzir os harmônicos na rede.

O SVC também é conectado em paralelo na linha e sua saída varia de forma a manter ou controlar parâmetros específicos no sistema. Ele pode ser composto de dois elementos shunt diferentes, um reator controlado por tiristor com capacitor *shunt* ou um banco de capacitores chaveados por tiristor, ou até mesmo uma combinação dos dois. O primeiro funciona de forma a controlar a corrente pelo reator, controlando o disparo na válvula do tiristor. A desvantagem é que sua inserção na rede gera correntes harmônicas, pois o controle do ângulo de disparo resulta em uma corrente não-senoidal no reator. Já os capacitores chaveados por tiristor são chaveado no instante em um ciclo onde há mínimos transientes, ou seja, a tensão no tiristor é zero ou mínima. Como ele só altera a corrente reativa que flui na rede, não gera harmônicos.

Apesar de haver diversas pesquisas em relação a diferentes topologias e controle desses dispositivos, na prática eles são pouco aplicados, devido ao alto custo em comparação aos outros métodos.

## **2.5 DESPACHO DE POTÊNCIA REATIVA**

Complementarmente aos métodos tradicionais, para solucionar os desafios e atingir os objetivos das Redes Inteligentes de Energia (REI) e da conexão de GD em larga escala na distribuição, as concessionárias precisam desenvolver métodos avançados de gerenciamento da rede. Assim, o controle de tensão e potência reativa se dedica a manter o perfil da tensão nos limites adequados e minimizar perdas ao controlar o fluxo de potência reativa, já que as perdas ôhmicas acontecem devido ao fluxo de corrente no condutor, dissipando energia na resistência dos cabos. Portanto, esta seção apresenta os métodos de controle e gerenciamento de potência reativa e tensão nas redes de distribuição.

### **2.5.1 Controle de Tensão e Potência Reativa via SCADA**

Controle de tensão e potência reativa (controle Volt-VAr) tem o objetivo primário de manter a tensão nos limites adequados em todos os pontos ao longo do alimentador de distribuição, para que os equipamentos dos consumidores funcionem adequadamente e a potência seja entregue de forma a minimizar perdas. O fluxo de potência reativa consequente da demanda afeta as tensões do sistema, assim como o fluxo de potência ativa. Os efeitos do fluxo de potência ativa geralmente são negativos – tirando as tensões dos limites adequados – enquanto os efeitos do fluxo de potência reativa podem ser positivos ou negativos.

O objetivo do controle de tensão e potência reativa “ideal” deve: manter o perfil da tensão e fator de potência dentro dos limites estipulados por todo alimentador em todas condições de carga, se auto-monitorar ao alertar quando um dos equipamentos apresenta problema, permitir o controle do operador em momentos de emergência, trabalhar corretamente

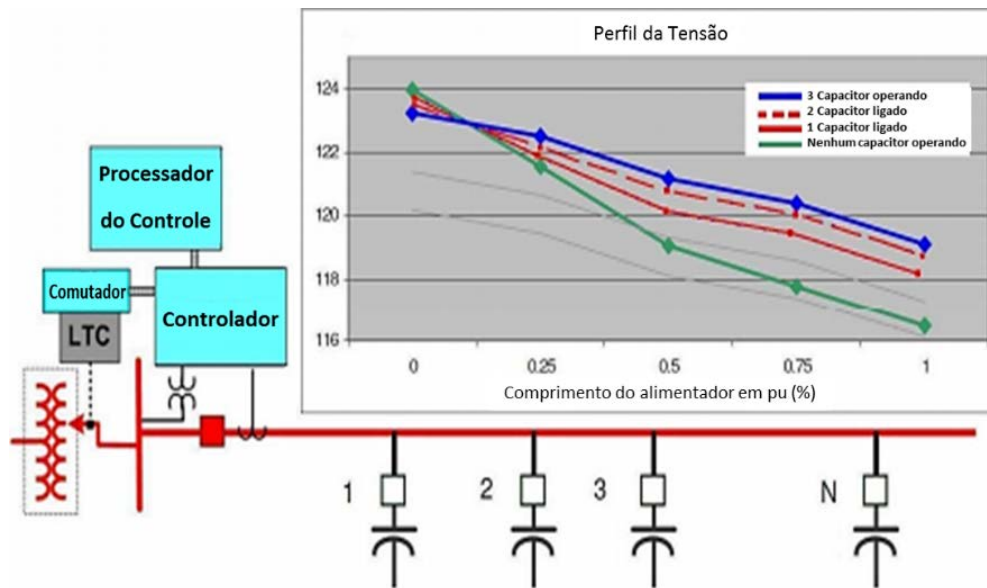
na reconfiguração do alimentador, acomodar recursos distribuídos, prover controle ótimo coordenado e permitir objetivos de operação seletivos em diferentes necessidades (ULUSKI, 2010).

Com a utilização de sistemas via SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*), ou, Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados, que é o sistema de supervisão pelos operadores da concessionária, adiciona-se a possibilidade de despacho de potência reativa dos equipamentos conectados à rede, como: banco de capacitores chaveados no alimentador e suas interfaces de medição, estrutura de comunicação, monitoramento do fluxo de potência reativa trifásico na subestação e uma estação de comando para o algoritmo de despacho de potência reativa (SAAED, MARINELLI e SILVESTRO, 2012). A operação é baseada em regras fixas pré-determinadas, por exemplo, se o fator de potência está maior que 0,92, então determinado capacitor é desconectado.

O controle de tensão e despacho de potência reativa (correção de fator de potência) são considerados como dois problemas separados independentes, sendo o primeiro o controle de reguladores de tensão e o segundo o controle de bancos de capacitores, para melhorar o fator de potência e reduzir perdas elétricas.

O método de despacho de potência reativa inicia, por exemplo, com a conexão de um capacitor chaveado, que é selecionado dentre os bancos de capacitores por ter a menor tensão local medida. Em seguida, o próximo capacitor é conectado, e assim sucessivamente até alcançar o melhor fator de potência e menores perdas. Um esquema de funcionamento pode ser visto na Figura 3.

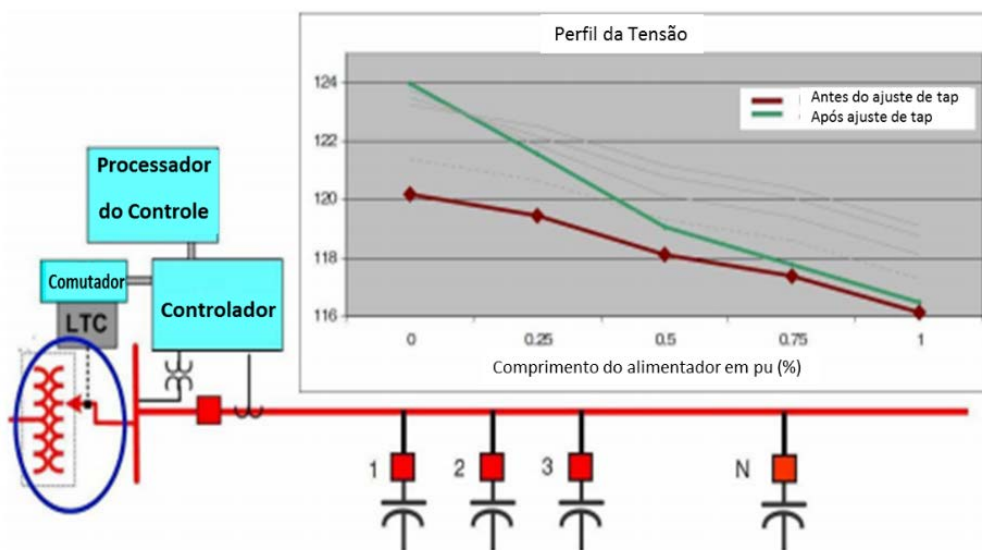
**Figura 3 Despacho de potência reativa via SCADA.**



Fonte: Adaptado de Saaed *et al.* (2012).

Na parte do controle de tensão, se a tensão a jusante no alimentador é maior do que o ponto definido no comutador do transformador da subestação, então a tensão é reduzida. A Figura 4 mostra que se todos os capacitores estão conectados, pode-se melhorar o perfil da tensão alterando-se os tapes dos transformadores.

**Figura 4 Controle de tensão via SCADA.**



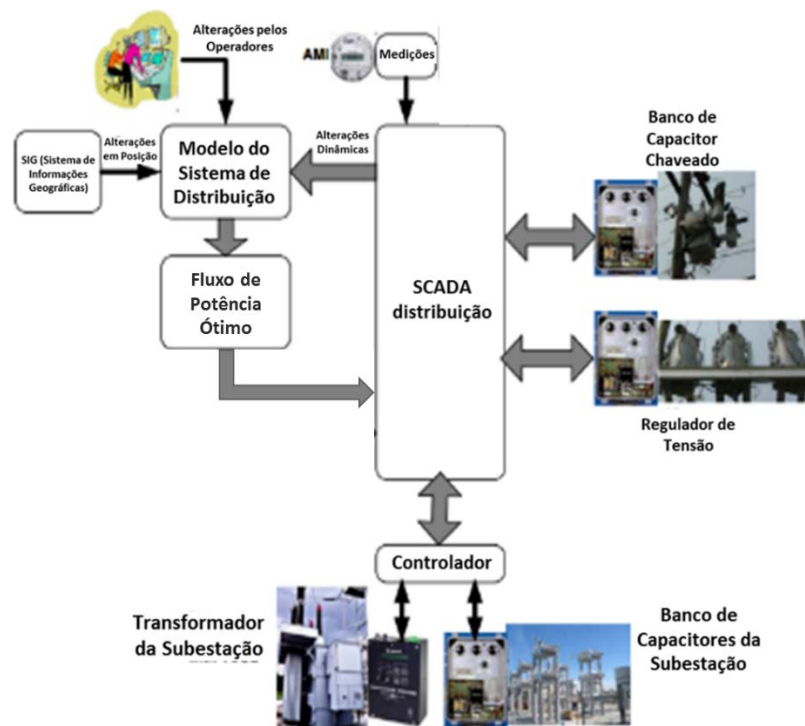
Fonte: Adaptado de Saaed *et al.* (2012).

No entanto, essa estratégia não se adapta à alteração da configuração do alimentador, nem a variações nas necessidades de operação, já que as regras são definidas anteriormente, além do esquema não se adaptar bem na presença de GD (ULUSKI, 2011).

### 2.5.2 Controle Centralizado de Tensão e Potência Reativa

O controle centralizado de tensão e potência reativa leva em conta a possibilidade de otimização de acordo com a necessidade da rede, permitindo um plano de chaveamento coordenado para todos os equipamentos de controle, utilizando um algoritmo de fluxo de potência ótimo (FPO) para decidir quais pontos adotar, similar à Figura 5.

**Figura 5 Controle centralizado de tensão e potência reativa via SCADA.**



Fonte: Adaptado de Saaed *et al.* (2012).

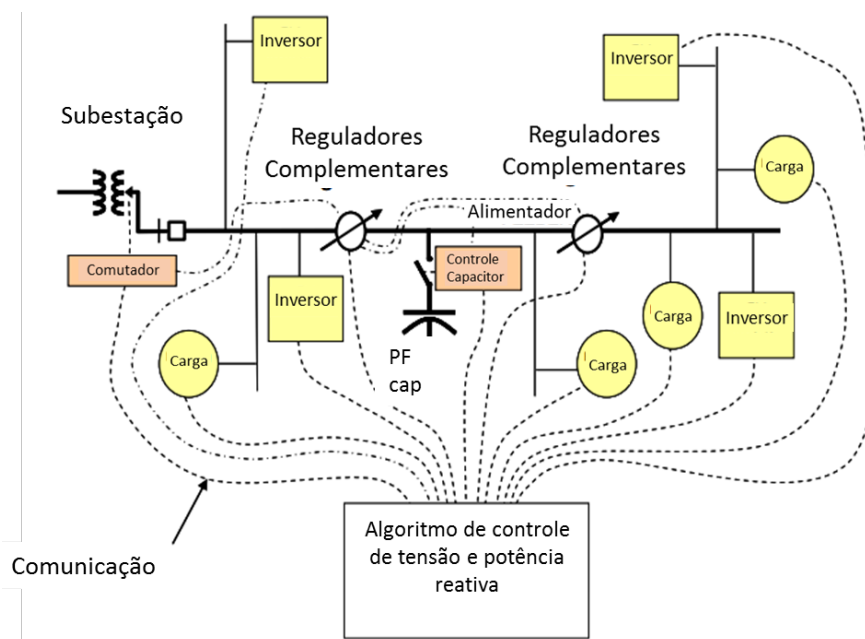
É possível definir diversas funções objetivos como: minimizar perdas do sistema, modular demanda (perdas mais demanda do consumidor), maximizar receita (volume de venda de energia versus custo) ou uma combinação de todas. Também é importante a definição das

restrições, que limitam dentre os parâmetros da rede e das capacidades dos equipamentos (SAAED, MARINELLI e SILVESTRO, 2012).

De forma geral, os benefícios da otimização do controle de tensão e potência reativa são: possibilidade de coordenação entre controle de tensão e reativo, prover um modelo dinâmico que consegue se alterar automaticamente em caso de mudanças na configuração da rede, ser capaz de produzir pontos ótimos de operação, aferir a capacidade de avaliação conjunta dos efeitos das GDs e acomodar diversos objetivos dependendo das necessidades pontuais.

É necessária comunicação e medição em tempo real, bem como uma ferramenta de otimização para calcular os pontos das ações de controle dos equipamentos. Também é possível a integração das GD, veículos elétricos, baterias e todos os dispositivos de regulação de tensão para alcançar os parâmetros ótimos de qualidade de energia na rede, tendo como maior desafio considerar as tecnologias mencionadas e resolver o problema de otimização para maior número de variáveis, funções objetivos e restrições. Um esquema ilustrativo está apresentado na Figura 6.

**Figura 6 Integração de GD, reguladores e cargas no controle de tensão e potência reativa.**



Fonte: Adaptado de (INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION, 2011).

Existem três tipos fundamentais de função objetivo que podem ser formuladas: minimizar perdas ativas (soma de perdas nas linhas, transformadores e capacitores) do subsistema de distribuição, minimizar a demanda de potência do subsistema de distribuição (soma das perdas de potência e demanda do consumidor) e/ou minimizar o número de ações de controle necessárias. Todas podem ser calculadas ao solucionar o fluxo de potência, definindo as variáveis de controle e satisfazendo as restrições e limites, sendo os principais: tensão primária e secundária em cada transformador, fluxo de corrente em cada linha ou transformador, fator de potência na barra da subestação e alimentador, e potência reativa na barra da subestação (SAAED, MARINELLI e SILVESTRO, 2012).

Como descrito por Roytelman, Weel e Lugtu (1995) pode acontecer em vários casos que os recursos disponíveis para controle não sejam o suficiente para satisfazer todas as restrições mencionadas, então seria necessário ignorar algumas das restrições, levando a uma solução sub-ótima da função objetivo.



### 3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste Capítulo apresenta-se uma reflexão sobre os principais estudos publicados sobre a utilização da geração distribuída na regulação de tensão, os quais contribuíram para a fundamentação teórica desta dissertação.

Considerando a possibilidade de utilização das unidades de geração distribuída na regulação de tensão, promovendo alteração do fluxo de potência reativo, um crescente número de pesquisas vem sendo desenvolvidas propondo diferentes metodologias e estratégias de controle (TURITSYN, SULC, *et al.*, 2011), especialmente na utilização das unidades de GDFV.

Neste contexto serão descritas a seguir as principais abordagens correlatas ao presente estudo.

#### 3.1 ESTUDO DE BOLLEN *ET AL.* (2005)

O estudo de Bollen *et al.* (2005) propõe a utilização das unidades de geração distribuída conectadas à rede por meio de inversores controlados por tensão VSI (*Voltage Source Inverters*) para controlar a tensão em uma rede de distribuição, reduzindo o problema de regulação de tensão na presença da GD. O algoritmo proposto divide o controle de tensão entre as unidades de GD presentes na rede, calculando a queda de tensão ao longo do alimentador considerando unidades distribuídas uniformemente equipadas com o algoritmo proposto.

Para controlar a tensão, a proposta do estudo é injetar potência reativa junto à potência ativa. A potência reativa é controlada baseada na tensão do alimentador próxima ao inversor, independente da potência ativa, pela equação a seguir.

$$q(s) = \alpha (U(s) - U_0) \quad (3.1)$$

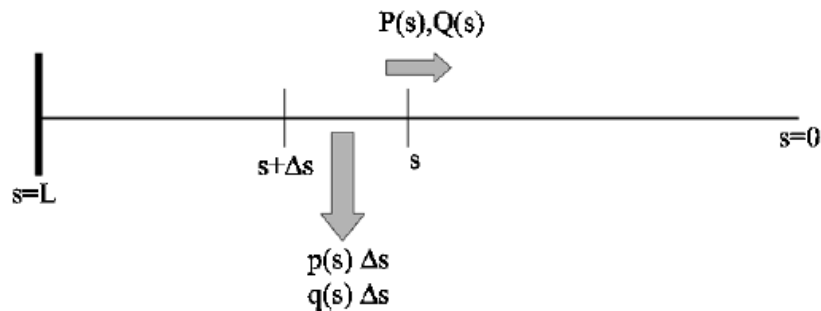
onde  $\alpha$  dependerá do ranking do gerador pré-estabelecido e deve ser grande o suficiente para conseguir controlar, mas pequeno o suficiente para evitar disputa de controle pelas unidades. Quando a tensão exceder o valor de referência  $U_0$ , o inversor passa a consumir potência reativa,

reduzindo a tensão. De forma inversa, se a tensão no terminal está abaixo da referência, o inversor injeta potência reativa. Esse algoritmo de controle consegue reduzir as sobretensões durante o período de carga leve e limitar os riscos de sobretensão durante cargas pesadas.

Apesar de diversos países não permitirem a utilização das GDs para controle de tensão para não haver ilhamento não-intencional, os autores afirmam que isso pode ser facilmente prevenido ao se fazer o controle lento o suficiente para permitir a detecção de ilhamento quando necessário.

Para testar o método, os autores utilizaram um modelo de alimentador de baixa tensão como na Figura 7. As densidades de carga ativa e reativa em qualquer posição  $s$  ao longo da rede são denominadas  $p(s)$  e  $q(s)$ , respectivamente. As potências ativas e reativas que fluem a jusante da posição  $s$  são denominadas  $P(s)$  e  $Q(s)$ , respectivamente.

**Figura 7 Alimentador com carga distribuída.**



Fonte: Bollen *et al.* (2005)

Considerando as medições diferenciais de posição  $s$ , pode-se afirmar que, sendo  $\Delta v$  a diferença de tensão em uma resistência em série com indutância, então  $\Delta v = r p(s) + x q(s)$  e pode-se obter as equações a seguir.

$$P(s + \Delta s) = P(s) + p(s)\Delta s \quad (3.2)$$

$$Q(s + \Delta s) = Q(s) + q(s)\Delta s \quad (3.3)$$

$$U(s + \Delta s) = U(s) + rP(s)\Delta s + xQ(s)\Delta s \quad (3.4)$$

onde  $r + jx$  é a impedância do alimentador em pu, assim como os valores de tensão e potências.

Considerando o limite onde  $\Delta s \rightarrow 0$  nas equações de (3.2) a (3.4), consegue-se obter algebricamente as equações diferenciais e condições de contorno:

$$\frac{d^2U}{ds^2} = rP(s) + xQ(s) \quad (3.5)$$

$$\frac{dU}{ds} = 0 \text{ para } s = 0 \quad (3.6)$$

$$U(L) = U_0 \quad (3.7)$$

Após a solução das equações diferenciais no Anexo A e considerando que  $0 < s < L$ , conclui-se que a tensão em qualquer ponto do alimentador pode ser dada por:

$$U_0 < U(s) < U_0 + \frac{rp}{\alpha x} \quad (3.8)$$

Isso significa que o aumento máximo de tensão que pode acontecer no alimentador é dado por:

$$\Delta U_{max} = \frac{rp}{\alpha x} \quad (3.9)$$

Dessa forma, quanto maior for o valor de  $\alpha$ , menor é  $U_{max}$ . Em adicional, a expressão de potência reativa consumida pelos inversores em função da localização deles no alimentador é:

$$q(s) = \frac{rp}{x} \left\{ 1 - \frac{\cosh(s\sqrt{\alpha x})}{\cosh(L\sqrt{\alpha x})} \right\} \quad (3.10)$$

O que leva a um consumo máximo de potência reativa independente do valor de  $\alpha$ :

$$q_{max} = \frac{rp}{x} \quad (3.11)$$

Um alimentador com maior resistência trará uma maior corrente no inversor, porque mais potência reativa é necessária para compensar o aumento de tensão causado pela injeção de potência ativa. Além disso, se  $q_{max} = q$ , a expressão (3.11) demonstra que não há mais queda de tensão no alimentador.

$$-rp + xq = 0 \quad (3.12)$$

Esse método pode ser aplicado em todas as cargas ou geradores com possibilidade de controle de potência reativa, como painéis solares, microturbinas e GDs com máquinas síncronas.

### 3.2 ESTUDO DE VOVOS *ET AL.* (2007)

O estudo de Vovos *et al.* (2007) utiliza fluxo de potência reativa para comparar dois métodos de controle de tensão na presença de geração distribuída: controle de tensão e potência reativa inteligentes distribuídos e controle centralizado de tensão.

O controle distribuído é uma abordagem alternativa ao controle centralizado de tensão e potência reativa (SHAFIU, BOPP, *et al.*, 2004) e funciona de forma a garantir máxima capacidade com mínimo impacto na tensão, controlando o fator de potência e tensão das unidades de GD e outros componentes da rede, como comutadores de carga dos transformadores na subestação, para atingir os objetivos. O estudo anterior de Kiprakis *et al.* (2004) confirmou os benefícios dessa abordagem em GDs individualmente, em termos de minimização de variações e violações de tensão em regime permanente, além da habilidade em conectar grandes geradores à rede de distribuição, porém não explora a utilização de diversas unidades ao longo da rede.

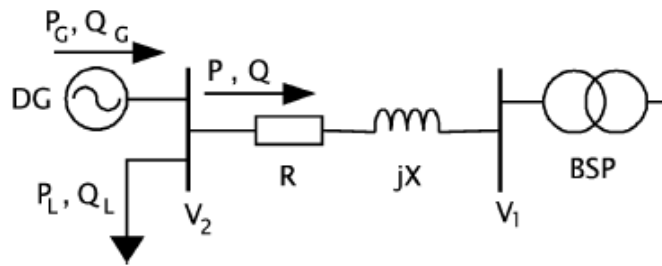
Dito isso, o objetivo dos autores neste trabalho foi comparar as abordagens citadas, utilizando técnicas de fluxo de potência para avaliar a “capacidade” da rede ao se conectar GD, baseados em trabalhos anteriores dos autores, porém incorporando os algoritmos de controle dos geradores para alcançar o nível máximo de penetração da GD em cada caso.

Como base teórica para discussão, considera-se que a queda de tensão em uma linha como a da Figura 8 pode ser dada pela equação a seguir, que é desenvolvida no Anexo A:

$$V_1 - V_2 = \Delta V = R.P + X.Q \quad (3.13)$$

onde  $R$  é a resistência da linha e  $X$  a sua reatância, enquanto  $P$  é a potência ativa e  $Q$  é a potência reativa exportadas da barra da GD para o ponto de suprimento robusto (BPS – *Bulk Supply Point*).

**Figura 8 Sistema simples de 2 barras.**



Fonte: Vovos *et al.* (2007)

Qualquer flutuação na potência ativa leva a uma flutuação na tensão, especialmente em caso de redes fracas, onde a resistência da linha é muito superior à reatância. Se os inversores estão funcionando em modo de controle de fator de potência (PFC – *Power Factor Control*), o que ocorre na maioria dos casos por determinação da distribuidora, a razão  $P/Q$  se mantém constante, então qualquer variação em  $P_G$  leva a uma variação em  $Q_G$ , tendendo a aumentar a variação de tensão.

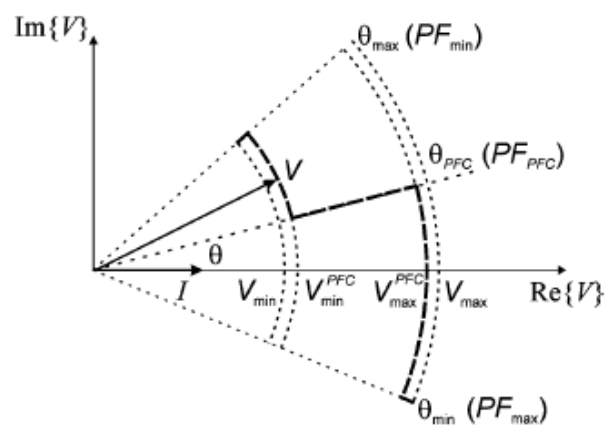
Analisando a equação (3.13), se houver permissão para que  $Q$  compense o aumento ou queda de tensão do alimentador criada por  $P$ , então a tensão  $V$  nos terminais pode ser mantida dentro dos limites, permitindo maior exportação de potência ativa. Caso haja sobretensão, o mesmo poderia ser feito, de forma a consumir potência reativa, ao especificar que a GD opere com fator de potência adiantado. Pode-se especificar também que a GD opere com fator de potência atrasado nos períodos de carga pesada, de forma a exportar potência reativa, e fator de potência adiantado nos períodos de carga leve. Essa abordagem necessita de uma coordenação central para garantir que as tensões estão mantidas dentro dos limites em todos os casos.

Vovos *et al.* (2007) apontam que as distribuidoras não permitem que as GDs participem de qualquer atividade de regulação de tensão automática (AVR – *Automatic Voltage*

*Regulation*), ajustando potência reativa para regular a tensão nas barras dos terminais, pois isso poderia desestabilizar outros componentes de regulação de tensão da rede. Além disso, dependendo do nível da queda de tensão, para uma GD de pequeno porte compensá-la, ela teria que injetar quantidades muito grandes de potência reativa, o que pode levar a problemas técnicos nos geradores e nos sistemas de proteção que o conectam na rede.

A partir dos dados expostos, pode-se fazer uma análise em relação às abordagens de controle de tensão propostas. A primeira, o controle de tensão e fator de potência distribuídos e “inteligentes”, proposta por Kiprakis *et al.* (2004), assume que as distribuidoras serão mais flexíveis em permitir que as GDs participem do controle de tensão. Os autores desenvolveram um método de controle de tensão capaz de manter as GDs online durante carga pesada ou leve, combinando as vantagens da AVR e do PFC, chamado de *Automatic Voltage/Power Factor Control (AVPFC)*. A resposta do método em regime permanente faz com que o fator de potência seja manipulado sempre que as tensões chegarem próximas aos limites estabelecidos, conforme o diagrama da Figura 9.

**Figura 9 Diagrama vetorial da tensão e corrente do gerador mostrando a resposta do controle “inteligente” distribuído.**



Fonte: Vovos *et al.* (2007)

O vetor  $V$  é o ponto de operação do gerador, que sempre se move ao longo da linha tracejada mais grossa. Quando a tensão se aproxima dos limites estabelecidos  $V_{min}$  ou  $V_{max}$ , o

controle PFC é desativado e a GD ajusta a produção de potência reativa para manter a tensão. A GD reduz a razão  $P/Q$  quando a tensão cai ao limite inferior  $V_{min}^{PFC}$  e aumenta  $P/Q$  quando a tensão eleva até o limite superior  $V_{max}^{PFC}$ . Ao alterar a razão  $P/Q$ , o fator de potência se altera, então ele também é restrito aos limites operativos  $PF_{min}$  e  $PF_{max}$ .

A maior vantagem dessa abordagem, a princípio, é a não necessidade de se conhecer toda a rede de distribuição operada, conhecendo apenas os sinais das tensões dos próprios terminais. Dessa forma, evita-se a necessidade de investimento em sensores e comunicação, estando a “inteligência” do método no controle utilizado na GD. Uma questão operacional importante é definir os pontos de operação de várias GDs em um mesmo sistema de forma a não haver “competição” entre eles.

A segunda abordagem, o controle centralizado de tensão, se baseia no modo de operação dos sistemas de transmissão, onde o despacho de potência ativa e reativa das GDs pode ser feito de forma centralizada, bem como a operação dos demais elementos. O controlador recebe a tensão, o fluxo de potência, as medições dos equipamentos em alguns locais selecionados na rede de distribuição. As desvantagens dessa abordagem são, principalmente, os investimentos necessários em sensores, comunicação e controladores para garantir as leituras, processamentos e envios de sinais necessários.

Para realizar as simulações de comparação entre as abordagens é utilizada a ferramenta do fluxo de potência ótimo, que é bastante adequado para abordagens sistêmicas, já que quanto maior o número de unidades conectadas, mais interdependentes são os efeitos delas.

Vovos *et al.* mencionam o trabalho de Harrison e Wallace (2005), que representaram a GD como uma carga negativa e implementaram um algoritmo de fluxo de potência ótimo para maximizar a capacidade da GD a ser conectada, considerando as restrições de tensão e térmicas da rede. Esse método é interessante para redes rurais, porém não tem muita utilidade para redes urbanas, onde as restrições de níveis de falta é que são mais determinantes.

Essa limitação foi tratada pelos autores em um algoritmo de fluxo de potência ótimo que representa a GD como geradores e um método para incorporar as restrições dos níveis de falta de rede. Isso foi mais detalhado no trabalho seguinte, onde as restrições de níveis de falta foram incorporados diretamente na formulação do fluxo ótimo como desigualdades lineares (VOVOS e BIALEK, 2005).

Com essas bases, para modelar o problema, inicia-se definindo as localizações onde as GDs podem ser conectadas, simulando a capacidade da GD como um gerador com funções de custo quadráticas e coeficientes negativos (por exemplo, custo negativo, ou: benefício). Portanto, GD com maiores coeficientes serão favorecidas, expressando as preferências de localização. Para as novas GD, geralmente assume-se coeficientes iguais, porém durante a operação, a capacidade da GD pode aumentar.

O objetivo da otimização é garantir o máximo benefício da GD para a distribuidora, o que seria ideal para promover políticas de incentivos tarifários para os clientes instalarem as unidades. O benefício da nova capacidade  $P_g$  dentre todas as barras candidatas segue a seguinte função objetivo quadrática  $f$ :

$$f = \sum_g C_g(P_g) = \sum_g (a \cdot P_g^2 + bP_g + c) \quad (3.14)$$

onde  $a$ ,  $b$  e  $c$  são os coeficientes da função quadrática, que são negativos, e  $C_g$  é o benefício da distribuidora com a inserção de um novo gerador conectado na barra  $g$ .

As gerações são modeladas como geradores de potência ativa constante e capacidades de injeção de reativos, já as cargas são simuladas como potência ativa e reativa constantes. As restrições das redes são: manter as tensões nas barras dentro dos limites máximos ( $V_b^{max}$ ) e mínimos ( $V_b^{min}$ ) e respeitar o limite máximo de potência ( $S_t^{max}$ ) das linhas devido à capacidade térmica. As restrições de falta  $I_b^f$  da barra  $b$  é dada pela capacidade de falta  $I_b^{cap}$  de cada equipamento da barra  $b$ .

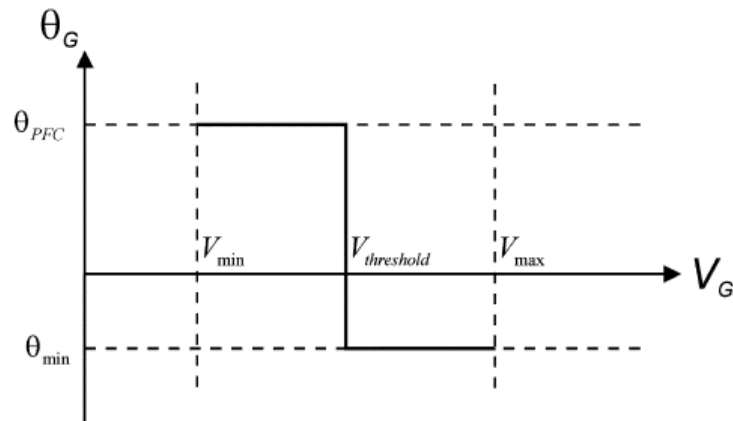


A principal diferença da formulação do fluxo de potência ótimo das GDs operando sobre controle de fator de potência e controle de tensão distribuídos ou centralizados é que o fator de potência, neste último, pode variar dentro dos limites da GD. Assume-se que a restrição de fluxo de potência só será relaxada quando a tensão do gerador  $V_g$  exceder o limite crítico  $V_{threshold}$ . Além disso, para considerar os fatores de potência atrasado e adiantado, o ângulo  $\theta_G = \text{sign}(PF) \cdot \cos^{-1}(PF)$  é restrito, e não o fator de potência.

Por fim, os valores de fator de potência de operação mínimo  $PF_{min}$  e máximo  $PF_{max}$  são os mesmos para diversos tamanhos de GDs. Portanto, assume-se que  $PF_{min}$ ,  $PF_{max}$ ,  $\theta_{min}$  e  $\theta_{max}$  são comuns para todas as GDs.

Na abordagem do controle de tensão distribuído, a estratégia dos controladores de tensão distribuídos é descrita pela curva no gráfico da Figura 10, onde  $\theta_G = \theta_{PFC}$  quando  $V_{min} \leq V_G \leq V_{threshold}$  e  $\theta_{PFC} < \theta_G \leq \theta_{min}$  quando  $V_G = V_{threshold}$ .

**Figura 10 Estratégia de controle de tensão distribuído.**



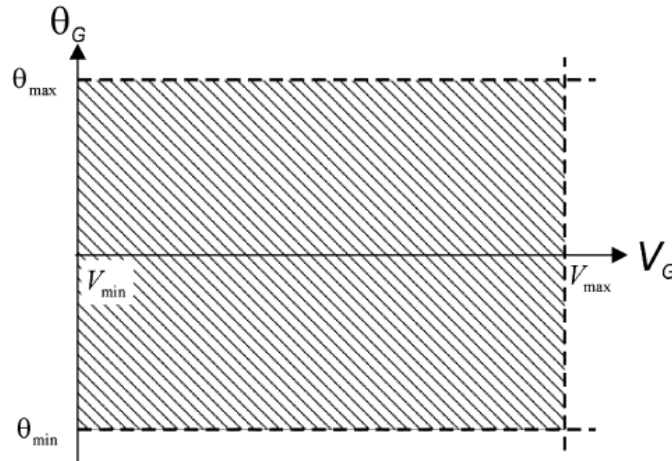
Fonte: Vovos et al. (2007)

Matematicamente, essa estratégia pode ser descrita pela expressão abaixo, considerando o desenvolvimento das variáveis no Anexo A:

$$\theta_G = \tan^{-1}(Q^G / P_G) = A + K \cdot \tan^{-1}(B \cdot V^G + C) \quad (3.15)$$

Na segunda abordagem, quando as unidades são despachadas de forma centralizada, a região de controle de tensão fica restrita apenas aos limites do seu fator de potência e aos limites de regulação de tensão, conforme Figura 11.

**Figura 11 Região de controle central de tensão das GDs.**



Fonte: Vovos et al. (2007)

As estratégias de controle centralizado e distribuído foram testadas para os casos de rede rural e urbana, a primeira incluindo restrição térmica das linhas e a segunda incluindo as restrições de falta. Em relação a penetração de GD, a estratégia centralizada permite maiores valores, tendo mais impacto no caso rural. Por fim, em relação as simulações feitas para análise das perdas ativas, conclui-se que o controle centralizado obteve melhores valores de perdas frente ao controle distribuído, especialmente em redes rurais.

### **3.3 ESTUDO DE ALBUQUERQUE ET AL. (2010)**

No estudo de Albuquerque et al. (2010) os inversores fotovoltaicos são controlados para operar como gerador de potência ativa e compensador de potência reativa, de forma a contribuir com a regulação de tensão na rede mesmo na presença de nuvens ou baixa insolação.

Os autores citam que, atualmente, a maioria dos inversores usados na conexão das placas fotovoltaicas na rede são inversores controlados por corrente (CSI – *Current Source*

*Inverter*) que operam com fator de potência unitário, o que faz com que o fator de potência da rede de distribuição alimentada por ele seja mais baixo, já que ele só supre potência ativa. No entanto, caso seja utilizado inversores controlados por tensão, VSI, abre-se a possibilidade de controlar o inversor de forma a absorver ou gerar potência reativa, dependendo das necessidades da rede e da capacidade do inversor. Dessa forma, o sistema FV pode contribuir com a rede mesmo em períodos de baixa insolação ou a noite, aumentando seu fator de utilização e melhorando a qualidade de energia elétrica ao realizar uma compensação de potência reativa.

Para isso, os autores descrevem o princípio de operação do inversor como compensador de reativos de forma similar a uma máquina síncrona conectada a uma barra infinita, com a diferença que o inversor tem dinâmica mais rápida, devido à ausência de inércia de rotor. Além disso, o controle torna-se dependente da realimentação do sinal de tensão da rede.

No entanto, as máquinas síncronas possuem vínculos naturais em suas equações entre as grandezas potência ativa e ângulo de defasagem, tensões do gerador e da rede elétrica, amplitude de tensão de saída e potência reativa, o que não ocorre nos inversores. Para fazer as análises, esses vínculos são criados pelo sistema de controle do inversor, de forma a manter a operação estável. As equações de potências ativa e reativa ficam:

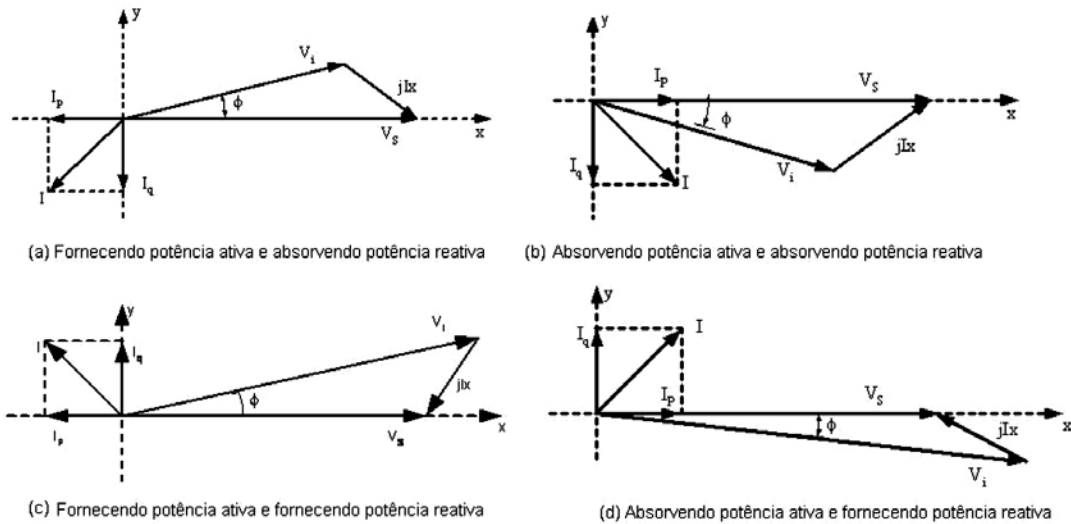
$$P = \frac{V_i V_s}{2\pi f L_C} \text{sen}\delta = P_{MAX} \text{sen}\delta \quad (3.16)$$

$$Q = \frac{V_i^2}{2\pi f L_C} - \frac{V_i V_s}{2\pi f L_C} \text{cos}\delta \quad (3.17)$$

onde  $V_i$  é a tensão nos terminais do inversor,  $V_s$  é a tensão na rede elétrica,  $L_C$  é a indutância do indutor de acoplamento,  $\delta$  é a diferença de fase entre as tensões  $V_i$  e  $V_s$  e  $f$  é a frequência do sistema. Caso  $V_i > V_s$ , em fase, o inversor fornece apenas reativos para a rede (modo capacitivo). Caso  $V_i < V_s$ , em fase, o inversor absorver reativos da rede (modo indutivo). Neste caso, somente com a diferença de tensão é que ocorre a transferência de energia reativa.

Se o inversor possui armazenamento ou geração de energia do lado de corrente contínua (CC), como é o caso dos sistemas FV, as trocas de potência ativa com a rede são controladas pela defasagem entre  $V_i$  e  $V_s$ . Caso se deseja absorver potência ativa, a tensão de saída é produzida atrasada da tensão da rede e com mesma magnitude, com o fluxo da rede para o inversor. Ao contrário, se desejar injetar potência ativa, a tensão de saída é adiantada da tensão da rede, com mesma magnitude, e o fluxo é do inversor para a rede. Todas as combinações desses esquemas de funcionamento de absorção e injeção de potências ativas e reativas são possíveis e estão ilustradas na Figura 12.

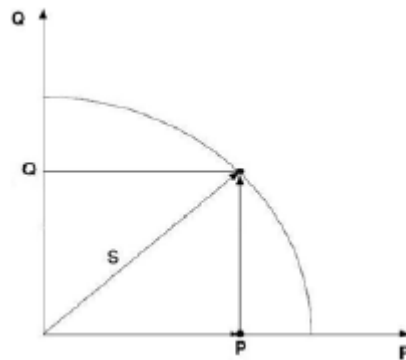
**Figura 12 Diagrama fasorial de operação do inversor.**



Fonte: Albuquerque *et al.* (2010)

Dessa forma, a potência ativa é gerada pelo sistema através do nível de irradiação solar e eficiência do inversor e a reativa é proveniente das características do inversor, devido às operações de comutação dos semicondutores, e é limitada pela potência aparente nominal do equipamento, conforme apresentado na Figura 13.

**Figura 13 Modos de operação do inversor.**



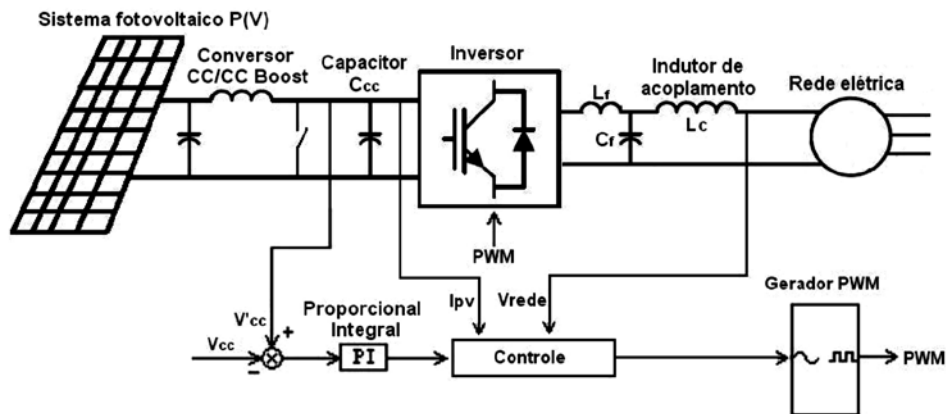
Fonte: Albuquerque et al. (2010)

Em relação à técnica de controle empregada, o objetivo principal do sistema é ajustar o ângulo de potência de acordo com a energia fornecida pelo sistema fotovoltaico, controlando o valor da tensão do capacitor ( $V_C$ ) do barramento CC do inversor, fornecendo potência ativa para rede de acordo com a energia gerada pela irradiação solar.

O segundo objetivo do controle é alterar a magnitude do vetor de tensão nos terminais do inversor, de forma que ele forneça ou absorva potência reativa da rede, quando há pouca ou nenhuma geração de energia pelo FV. Para tal, alteram-se os fluxos de potências ativa e reativa, através das componentes ativa  $I_p$  e reativa  $I_q$  do vetor corrente  $I$ , conforme a Figura 12. Isso é possível operando o inversor de modo que em seus terminais seja entregue uma tensão  $V_i$ , para que  $I_p$  e  $I_q$  estabeleçam-se de acordo com a compensação desejada.

O sistema completo está apresentado na Figura 14, sendo as variáveis medidas: tensão CC do capacitor ( $V'_{CC}$ ), tensão da rede elétrica ( $V_{rede}$ ) e corrente do sistema FV ( $I_{FV}$ ). O circuito *Boost* é usado para o rastreamento de tensão de potência máxima do FV.

Figura 14 Sistema de potência e controle do FV conectado à rede.



Fonte: Albuquerque et al. (2010)

O controle funciona de forma que o erro medido entre a diferença de tensão  $V'_{CC}$  medida no lado CC e a tensão de referência  $V_{CC}$  controla o fornecimento de potência ativa através de um controlador Proporcional-Integral (PI). Quando  $V'_{CC} > V_{CC}$  o erro é positivo e o inversor produz potência ativa, sendo que quanto maior o erro, maior a potência ativa de saída. Quando  $V'_{CC} < V_{CC}$  o fornecimento é diminuído até ser interrompido.

Em adicional, o controle ajusta a amplitude da tensão de saída do inversor, que é elevada ou reduzida em relação à amplitude da tensão de referência, devido à redução de  $I_{FV}$ , relacionado ao índice de irradiação. Assim, o fornecimento ou absorção de potência reativa varia de acordo com a redução ou interrupção de fornecimento de potência ativa.

Como resultado das simulações realizadas, os autores obtiveram o controle esperado, suprindo energia reativa e ativa dependendo do nível de irradiação e necessidade da rede elétrica.

### 3.4 ESTUDO DE RIZY ET AL. (2011)

Após pesquisas teóricas em relação à utilização das GDs na regulação de tensão e seus impactos econômicos solicitados pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos da América (LI, KUECK, et al., 2006), Rizy et al. (2011) desenvolveram e simularam, em um

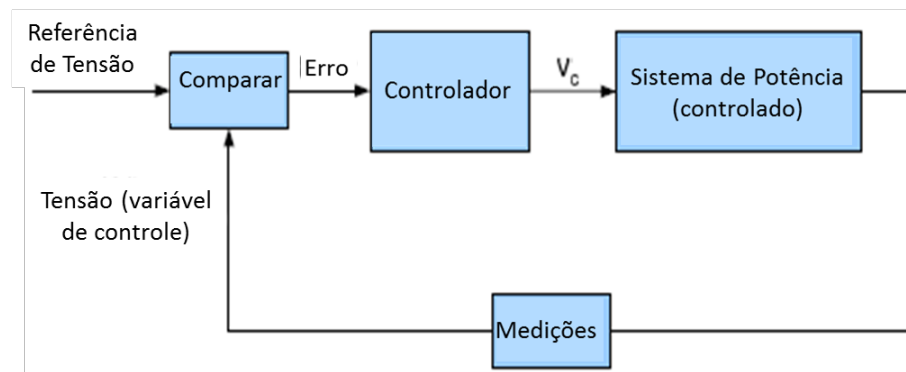
sistema real, os algoritmos de controle dinâmico de fator de potência, tensão, potência ativa e reativa pelas unidades que são conectadas a rede por meio de inversores, como microturbinas, células a combustível, turbinas eólicas e turbinas à gás industriais.

Os autores afirmam que, com maior penetração de recursos distribuídos, a tensão tende a ser regulada por equipamentos mais localizados no lado da demanda do que bancos de capacitores em subestações ou em linhas de distribuição. Primeiramente porque o custo de operação e manutenção dos capacitores é alto para as concessionárias, segundo porque são menos efetivos em tensões muito baixas, já que a capacidade reativa cai pela tensão ao quadrado. Além disso, a variabilidade de recursos como eólico e fotovoltaico que não tem sistema de baterias pode mudar dinamicamente o perfil da tensão no alimentador, especialmente para nível de penetração na rede igual ou maior que 20%.

No controle dos inversores, a parte derivativa é geralmente desconsiderada, pois ela é bastante sensível aos ruídos de medição, que podem ocorrer com frequência nesse caso, se tornando um controlador PI (Proporcional-Integral). Para a construção desse controlador PI, são necessárias a constante de ganho proporcional ( $K_p$ ) e o ganho integral ( $K_i$ ), que são determinadas pelas características do sistema e objetivo do controle.

Para realizar os testes das GDs operando como reguladores de tensão locais e controladores de potência ativa e reativa, os autores desenvolveram dois esquemas de controle PI baseados na Teoria da Potência Instantânea: um baseado nos ganhos de controle fixos e o outro com ganhos de controle adaptativos, concluindo que o último foi mais eficiente na resposta e não interferia nos demais controles da rede. O diagrama de blocos do controlador projetado está ilustrado na Figura 15.

**Figura 15 Diagrama de blocos do controlador PI projetado por (RIZY, HU, *et al.*, 2011).**



Fonte: Adaptado de Rizy et al. (2011)

Os autores apontam que o tempo de resposta pra tensão da GD deve ser menor que o de outros equipamentos de regulação de tensão da rede, para que não haja interferência. Portanto, foi projetado um tempo de resposta de 0,5s, ajustando os valores das constantes para que o controlador funcione de forma a responder às variações na tensão e definir novos valores de potência reativa antes que outros tipos de controle sejam ativados.

Outro controle que foi adicionado ao sistema teve objetivo de limitar a corrente de saída do inversor, para evitar que ele seja desconectado pelo sistema de proteção contra sobrecorrentes. Para isso, o inversor muda o objetivo de regulação de tensão para o objetivo de limitar corrente, sempre que esta excede os limites definidos. O funcionamento é semelhante à regulação de tensão: as correntes trifásicas são medidas, comparadas com o valor de referência, e sinais são enviados caso seja necessário ajuste.

Em relação ao controle da potência ativa e reativa, as respectivas componentes da corrente são controladas, junto ao controle que limita o nível de corrente, tendo a componente ativa maior prioridade frente à reativa. Dessa forma, a potência ativa que o GDFV produz é totalmente entregue para a rede, enquanto a potência reativa é fornecida até o limite da potência nominal do inversor.

A potência ativa é controlada independentemente da reativa, sendo que o controle PI da potência reativa controla a tensão instantânea de saída do inversor, enquanto a potência ativa é

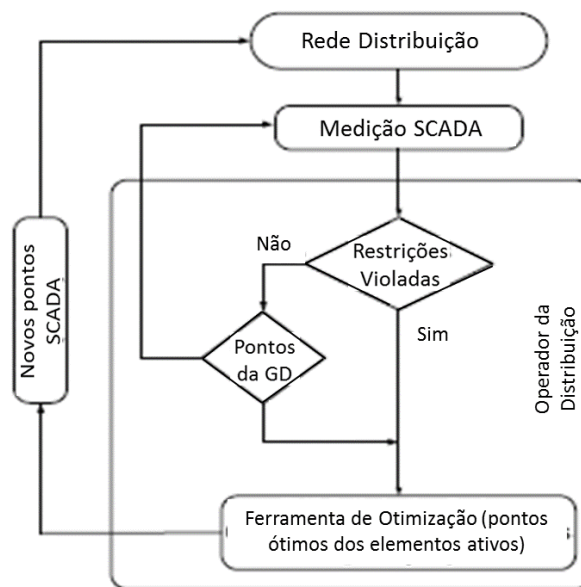


controlada ajustando-se o ângulo de fase da tensão de saída do inversor. O controle pode ser ajustado para que uma das potências sejam fixas e a outra ajustável, por exemplo.

### 3.5 ESTUDO DE ALNASER *ET AL.* (2013)

No estudo de Alnaser *et al.* (2013), os autores propõem um sistema de gerenciamento do sistema de distribuição com base em uma ferramenta de fluxo de potência ótimo, com objetivo de regular as tensões e as restrições da rede, ao coordenar os comutadores de carga, potência reativa das GDs e limitação de geração se necessário. O sistema, cuja estrutura está ilustrada na Figura 16 foi simulado em uma rede real, atualizado a cada minuto.

**Figura 16 Sistema de gerenciamento da distribuição proposto por (ALNASER e OCHOA, 2013).**



Fonte: Adaptado de Alnaser et al. (2013)

Na prática, as medições serão obtidas em tempo real por um sistema SCADA, porém na simulação são obtidos pelo software OpenDSS. O sistema monitora os trechos de linhas que estão extrapolando seus limites térmicos ou os nós com tensões acima dos limites definidos. A partir disso, o sistema utiliza uma ferramenta de otimização de fluxo de potência ótimo para encontrar os pontos de operação dos recursos disponíveis, baseados nas restrições definidas.

Ao final de cada ciclo de controle, caso uma das restrições seja violada, a ferramenta gerará novos pontos ótimos para os equipamentos de controle e injeção de reativos pelas GDs. Considerando  $G$  uma das GDs e  $N$  outra GD, as potências ativas e reativas instantâneas são  $p_g$ ,  $p_n$ ,  $q_g$  e  $q_n$ , respectivamente. Para não haver limitação de potência ativa gerada, o objetivo da otimização é maximizar a potência ativa total injetada:

$$f = \max \sum_{n \in N} p_n \quad (3.16)$$

A função objetivo será submetida às restrições, começando pelo limite de potência ativa, que é definido pela geração disponível no momento de controle e a magnitude da tensão na barra  $b$  ( $B$  corresponde a todas as barras) deve estar dentro dos limites normativos definidos.

O fluxo de potência ótimo é formulado como um problema não-linear de variáveis contínuas, portanto, caso os transformadores da rede possam ser acessados remotamente, os ajustes dos taps devem ser feitos pós-otimização, convertido para o próximo valor discreto de posição  $m_l \in \{M^-, \dots, -1, 0, 1, \dots, M^+\}$  – onde  $M^{(-,+)}$  são os valores máximos e mínimos de tap, e  $\tau_l$  é a razão de transformação dos taps ( $\tau_l^+ \leq \tau_l \leq \tau_l^-$ ) conforme:

$$m_l = \left[ \frac{\tau_l^- - 1}{R_l} \right] \quad (3.17)$$

Em (3.17)  $R_l$  é o degrau de regulação:

$$R_l = \left[ \frac{\tau_l^+ - \tau_l^-}{M^+ - M^-} \right] \quad (3.18)$$

As posições dos taps seriam fornecidas antes do fluxo ótimo para aumentar a velocidade de otimização. Para os comutadores de carga controlados localmente em relação às medições no terminal, os valores das posições dos taps podem ser incluídos na otimização como parâmetros fixos.

As unidades de GD podem ter suas potências reativas despachadas, operando a diferentes fatores de potência. Para isso, o ângulo do fator de potência de cada GD,  $\phi_n$ , é incorporado e considerado como uma variável, de restrição:

$$\phi_n^- \leq \phi_n \leq \phi_n^+ \quad \forall n \in N \quad (3.19)$$

Considerando as Lei dos Nós de Kirchhoff, pode-se escrever:

$$\sum_{n \in N | \beta_n = b} p_n + \sum_{g \in G | \beta_g = b} p_g + \sum_{x \in X | \beta_x = b} p_x = d_b^P + \sum_{l \in L | \beta_l = b} f_l^{(1,2),P} \quad (3.20)$$

$$\sum_{n \in N | \beta_n = b} p_n \tan(\phi_n) + \sum_{g \in G | \beta_g = b} q_g + \sum_{x \in X | \beta_x = b} q_x = d_b^Q + \sum_{l \in L | \beta_l = b} f_l^{(1,2),Q} \quad (3.21)$$

onde  $\beta_n$  mapeia a localização de cada elemento da rede  $m \subset \{n, q, x, l\}$  às suas barras associadas e  $d_b^{P,Q}$  são as demandas de potência ativa e reativa em uma barra. A rede de distribuição será suprida por pelo menos um ponto de interface com a rede a montante. Assume-se que nesse ponto  $x$  ( $X$ , conexões externas) podem importar ou exportar potência ativa ou reativa ( $p_x, q_x$ ).

Os pontos de operação das unidades de GD controladas,  $CS_n$ , no próximo ciclo de controle são calculadas considerando que a demanda e a geração de GD continuam constantes, conforme equação:

$$CS_n = p_n / p_n^+ \quad \forall n \in N \quad (3.22)$$

Com a metodologia definida, os autores fizeram um estudo de caso em uma rede do Reino Unido, de forma a observar na prática a efetividade do gerenciamento da GD em ciclos de controle reais. A capacidade total das GD é 25,3 MW e podem operar com fator de potência entre 0,95 capacitivo e indutivo, operado e controlado remotamente. A demanda máxima da ilha onde o sistema está é 6,36 MW e a mínima 1,5 MW. As análises foram feitas comparando a situação onde não há gerenciamento da rede com a situação de controle. Como resultado, o método foi capaz de gerenciar a tensão e capacidade térmica da rede, além de minimizar os desligamentos da GD.

### 3.6 ESTUDO DE DALL'ANESE ET AL. (2014)

O trabalho de Dall'Anase *et al.* (2014) descreve um método sistemático centralizado para definir pontos ótimos de operação de potência ativa e reativa de inversores residenciais

fotovoltaicos, para otimizar sua operação e garantir regulação de tensão. Utilizam-se técnicas de otimização de fluxo de potência para selecionar os inversores que proverão os serviços ancilares e definem-se os pontos de acordo com critério e objetivos definidos.

Para tal, os autores definem um método sistemático e centralizado de despacho ótimo dos inversores (DOI), que envolve a solução de um problema de fluxo de potência ótimo, definindo os pontos de operação de acordo com o critério escolhido, como por exemplo minimização de perdas, ao mesmo tempo que garante regulação de tensão e outras restrições da rede. Dessa forma, o controle de potência reativa e ativa em nível de sistema garante a otimização de todo o sistema.

Sendo  $h \in \mathcal{H}$  as casas que possuem inversores,  $u \in \mathcal{U}$  os nós onde estão conectados os transformadores das linhas de distribuição e  $n \in \mathcal{N}$  todos os nós do sistema de baixa tensão,  $\bar{P}_h$  é a potência ativa máxima que pode ser gerada pelo inversor no nó  $h$ , chamada potência ativa disponível,  $P_{s,h}$  é a potência ativa injetada,  $Q_{s,h}$  é a potência reativa injetada ou consumida pelo inversor no nó  $h$ ,  $S_h$  é a potência aparente nominal. Com isso, os pontos de operações possíveis para um inversor num ponto  $h$ , para ajustar as potências ativas e reativas são dados por:

$$\mathcal{F}_h^{DOI} := \left\{ (P_{s,h}, Q_{s,h}) : 0 \leq P_{s,h} \leq \bar{P}_h, |Q_{s,h}| \leq \sqrt{S_h^2 - P_{s,h}^2} \right\} \quad (3.23)$$

Para formulação do problema, pode-se considerar o vetor de potências ativa e reativa das cargas  $\vec{p}_\ell, \vec{q}_\ell$ , respectivamente,  $\bar{P}_h$  é a potência disponível nos inversores das casas, com objetivo de encontrar os pontos de operação, vetores  $\vec{p}_s, \vec{q}_s$ , que vão otimizar a operação da rede de acordo com um critério definido.

A função objetivo que será minimizada pode ser escrita por:

$$\kappa(\vec{v}, \vec{l}, \vec{p}_c, \vec{q}_s) := c_\rho \rho(\vec{v}, \vec{l}) + c_\phi \phi(\vec{p}_c) + c_v v(\vec{v}) \quad (3.24)$$

onde  $\vec{v}$  é o vetor de tensão nos nós,  $\vec{i}$  é o vetor de corrente nos nós,  $\vec{p}_c$  é a potência reativa limitada no inversor, a função  $\rho(\vec{v}, \vec{i})$  sinaliza as perdas de potência ativa na rede,  $\phi(\vec{p}_c)$  modela os custos do controle de potência ativa,  $v(\vec{v})$  define o perfil de tensão e  $c_\rho > 0$ ,  $c_\phi > 0$  e  $c_v > 0$  são os coeficientes de ponderação.

As perdas ativas na rede são dadas por:

$$\rho(\vec{v}, \vec{i}) := \sum_{(m,n) \in \mathcal{E}} \Re\{V_m I_{mn}^*\} - \Re\{V_n I_{mn}^*\} \quad (3.25)$$

onde  $I_{mn}^* \in \mathbb{C}$  é a corrente fluindo na linha. Já o custo associado aos pontos de operação da potência ativa são:

$$\phi(\vec{p}_c) := \sum_{h \in \mathcal{H}} a_h P_{c,h}^2 + b_h P_{c,h} \quad (3.26)$$

Os coeficientes podem ser os preços das potências ativas e reativas das unidades inversoras que serão vendidos. Os desvios de tensão em relação à média são dados por:

$$v(\vec{v}) := \sqrt{\sum_{n \in \mathcal{N}} (|V_n|^2 - \frac{1}{N+1} \sum_{i \in \mathcal{N}} |V_i|^2)^2} \quad (3.27)$$

Com a formulação descrita, o problema de despacho ótimo dos inversores pode ser descrito por:

$$(P1) \min_{\substack{\{V_n, I_n\} \\ \{P_{c,n}, Q_{s,n}, x_n\}}} \kappa(\vec{v}, \vec{i}, \vec{p}_c, \vec{q}_s) \quad (3.28)$$

$$\Re\{V_h I_h^*\} = -P_{\ell,h} + \vec{P}_h - P_{c,h} \quad \forall h \in \mathcal{H} \quad (3.29)$$

$$\Im\{V_h I_h^*\} = -Q_{\ell,h} + Q_{s,h} \quad \forall h \in \mathcal{H} \quad (3.30)$$

$$V_u I_u^* = 0 \quad \forall u \in \mathcal{U} \quad (3.31)$$

$$V^{min} \leq |V_n| \leq V^{max} \quad \forall n \in \mathcal{N} \quad (3.32)$$

$$0 \leq P_{c,h} \leq x_h \vec{P}_h \quad \forall h \in \mathcal{H} \quad (3.33)$$

$$Q_{s,h}^2 \leq x_h (S_h^2 - (\vec{P}_h - P_{c,h})^2) \quad \forall h \in \mathcal{H} \quad (3.34)$$

$$Q_{s,h} \leq x_h \tan\theta (\vec{P}_h - P_{c,h}) \quad \forall h \in \mathcal{H} \quad (3.35)$$

$$-Q_{s,h} \leq x_h \tan\theta (\vec{P}_h - P_{c,h}) \quad \forall h \in \mathcal{H} \quad (3.36)$$

$$\sum_{h \in \mathcal{H}} x_h \leq K, \{x_h\} \in \{0,1\}^{|\mathcal{H}|} \quad (3.37)$$

onde  $x_h$  é uma variável binária que indica se o inversor  $h$  é controlado ( $x_h = 1$ ) ou não ( $x_h = 0$ ). Assume-se que inversores  $K < |\mathcal{H}|$  são controlados. Portanto, quando  $x_h = 0$ , as equações (3.33) e (3.34) indicam que  $P_{c,h} = 0$  e  $Q_{s,h} = 0$ , ou seja, o inversor  $h$  entrega a maior potência disponível  $\vec{P}_h$  a um fator de potência unitário.

A partir dessa formulação do problema, os autores propõem uma reformulação convexa de forma a ser mais computacionalmente viável a execução do algoritmo, que não será descrita nessa revisão.

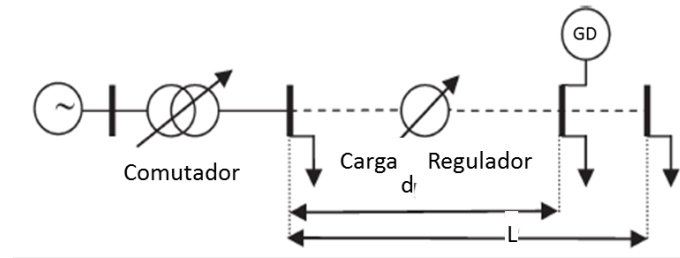
Por fim, para fazer os testes, Dall’Anase *et al.* (2014) definem que a distribuidora precisaria das seguintes informações: as admitâncias da rede, as potências ativas instantâneas disponíveis, as potências nominais e os valores máximos e mínimos de tensão adequadas na rede, para solucionar as equações do problema de despacho ótimo dos inversores e definir os pontos de operação. Os testes foram feitos para diversos tipos de controle e foram obtidos os valores de perdas e potência ativa injetada na rede para os casos avaliados validando a estratégia. Como conclusão, os autores reforçam a necessidade de haver estudos sobre o impacto dos problemas de comunicação nas redes reais.

### 3.7 ESTUDO DE MUTTAQI *ET AL.* (2015)

No trabalho de Muttaqi *et al.* (2015) é proposta uma técnica de controle coordenado capaz de utilizar a GD como regulador de tensão e minimizar sua interação com os demais equipamentos da rede, como reguladores de tensão e comutadores em carga.

O modelo utilizado para análise está representado na Figura 17, incluindo o alimentador de distribuição com a rede de alta tensão representado pelo equivalente de Thevenin, um comutador em carga conectado na subestação, uma GD na barra da carga e os consumidores representados como carga.

**Figura 17 Modelo de rede para análise.**



Fonte: Adaptado de Muttaqi *et al.* (2015).

O comutador em carga é representado por um transformador ideal em série com uma impedância de curto-circuito, com os efeitos das operações dos tapes representados alterações nas razões de transformação, podendo corrigir a tensão de -5% a +15%, em passos de 1,25%. Já o regulador de tensão, pode regular a tensão de -5% a +5% em passos de 0,625%. A GD é modelada como fonte de corrente, capaz de injetar potência ativa e reativa no sistema, enquanto as linhas de distribuição e as cargas são representadas por impedância em série.

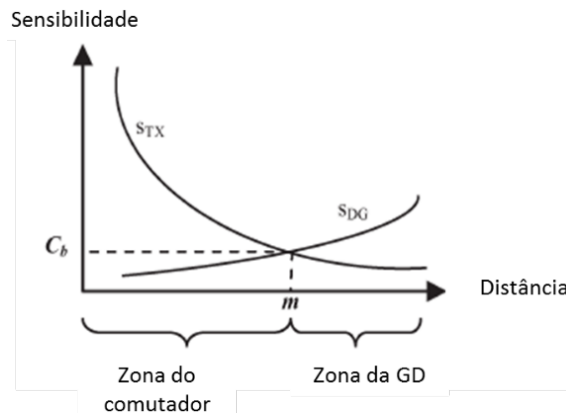
O controle é dividido pelos equipamentos na forma de duas zonas de controle, onde cada equipamento é responsável por sua zona, onde ele é capaz de influenciar fortemente a tensão, sendo o outro atuante como suporte caso a ação do primeiro não seja adequada.

Para isso, as equações da rede são escritas em função das matrizes de admitância, tensões nas barras e correntes e após a manipulação matricial, obtém-se dois pontos de sensibilidade,  $s_{GD}$  o índice de sensibilidade da GD e  $s_{TX}$  o índice de sensibilidade do comutador em carga, dados pelas matrizes  $Y_2$ ,  $Y_3$  e  $Y_5$  definidas no Anexo A. A interseção dos dois índices é a fronteira para as zonas de controle e é ilustrado pela Figura 18.

$$s_{GD} = -Y_3^{-1}Y_5 \quad (3.38)$$

$$s_{TX} = -Y_3^{-1}Y_2^T \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (3.39)$$

**Figura 18** Determinação das zonas de controle da GD e do comutador em carga.



Fonte: Adaptado de Muttaqi *et al.* (2015).

Considerando  $(m, C_b)$  a interseção, caso a sensibilidade da tensão da barra  $i$  em relação a tensão da GD seja maior que  $C_b$ , a barra  $i$  então pertence à zona de controle da GD. Caso a sensibilidade da tensão da barra  $i$  em relação a tensão do comutador seja maior que  $C_b$ , a barra  $i$  então pertence à zona de controle do comutador.

A mesma análise pode ser feita para mais elementos na rede e mais unidades de GD na rede, sendo que deve ser estabelecido uma prioridade de tempo para operação de cada GD, de acordo com o custo de operação de cada um.

De forma geral, tanto o comutador quanto a GD operam de forma a monitorar a magnitude da tensão na barra, comparam a tensão medida com a tensão de referência e determinam a ação de controle do equipamento. Por fim, o estado atual é comparado com o anterior e se for consistente durante um tempo determinado, a ação irá ocorrer.

A diferença entre a GD e o comutador são seus mecanismos de operação, já que a GD age indiretamente afetando o valor de tensão ao alterar a potência reativa na barra, enquanto o comutador altera diretamente o valor da tensão no secundário. Além disso, no caso apresentado, a operação da GD tem um tempo de espera, atuando somente após o comutador, pois é uma solução mais econômica.



Como resultado, os autores testaram uma rede real em cenários com diferentes tipos e patamares de carga, demonstrando a flexibilidade e facilidade de implementação do algoritmo proposto.

### 3.8 ESTUDO DE XIE *ET AL.* (2016)

No estudo de Xie *et al.* (2016) é proposto um método centralizado de coordenação de regulação de tensão para potências reativas dos capacitores e GDs presentes na rede, junto a um método de controle centralizado de comutador em carga.

A função objetivo da otimização é dada por:

$$\text{Min } I = I_v + I_{QGD} + I_C \quad (3.40)$$

A parcela  $I_v$  garante a minimização de valores extremos de tensão, onde a coordenação entre esquemas de otimização e controle centralizado de comutador em carga é descrito pela função sub-objetivo:

$$I_v = \omega_v \frac{\Delta V_{maior} - \Delta V_{menor}}{\Delta V_{max}} \quad (3.41)$$

Onde  $\omega_v$  é o coeficiente de proporcionalidade,  $V_{maior}$  e  $V_{menor}$  são os limites de tensão no alimentador,  $V_{max}^{sistema}$  e  $V_{min}^{sistema}$  são a maior e menor tensões medidas no sistema:

$$\Delta V_{maior} = \begin{cases} V_{max}^{sistema} - V_{maior} & \text{se } V_{max}^{sistema} > V_{maior} \\ 0 & \text{se } V_{max}^{sistema} \leq V_{maior} \end{cases} \quad (3.42)$$

$$\Delta V_{menor} = \begin{cases} V_{menor} - V_{min}^{sistema} & \text{se } V_{min}^{sistema} < V_{menor} \\ 0 & \text{se } V_{min}^{sistema} \geq V_{menor} \end{cases} \quad (3.43)$$

$$\Delta V_{max} = V_{maior} - V_{menor} \quad (3.44)$$

A parcela  $I_{QGD}$  busca a minimização da quantidade de potência reativa suprida pela GD, considerando que ela é limitada:

$$I_{QGD} = \omega_{QGD} \frac{\sum_{i=1}^{N_{GD}} |Q_{GD,i}|}{\sum_{i=1}^{N_{GD}} |Q_{GD,i}^{max}|} \quad (3.45)$$

onde  $\omega_{Q_{GD}}$  é o coeficiente de proporcionalidade,  $N_{GD}$  é o número total de GDs na rede,  $Q_{GD,i}$  é a potência reativa da GD  $i$ ,  $Q_{GD,i}^{max}$  é a potência reativa máxima da GD  $i$ .

Por fim, a parcela  $I_C$  garante a minimização do custo de utilização dos capacitores em derivação na rede, limitando a frequência em que o capacitor é chaveado, para garantir pouca necessidade de manutenção e vida útil esperada:

$$I_C = \omega_q \sum_{i=1}^{C_N} \Delta q_j \quad (3.46)$$

onde  $C_N$  é o número total de nós com bancos de capacitores em derivação,  $\omega_q$  é o fator de ponderação do custo de cada capacitor,  $\Delta q_j$  é a alteração na capacidade de compensação do capacitor antes e depois da otimização.

As restrições do problema de otimização são dadas pela limitação de fluxo de potência e tensões na rede, potência reativa das GDs e limites de operação dos capacitores, conforme as equações a seguir.

$$G(u, x) = 0 \quad (3.47)$$

$$|Q_{GD,i}| \leq Q_{GD,i}^{max} \quad (3.48)$$

$$0 \leq q_j \leq q_{j,max} \quad (j = 1, 2, \dots, C_N) \quad (3.49)$$

O algoritmo de solução do problema foi modelado no “método primal-dual” de pontos interiores, onde as variáveis de controle contínuas são as potências reativas das GDs, já as discretas são as posições de tapes do comutador em carga e número de bancos de capacitores conectados. Para avaliar as estratégias foi definido um índice de avaliação  $SI$ :

$$SI = \frac{1}{m \times n} \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n |\Delta U_{ij}| \quad (3.50)$$

onde  $|\Delta U_{ij}|$  é o valor absoluto da dimensão da tensão do nó  $j$  no ponto  $i$ .

Os testes foram feitos no sistema IEEE 33 barras modificado, comparado com os casos onde não há controle, o caso onde é feito controle centralizado sem capacitores e a o controle proposto no estudo, tendo o último obtido um  $SI$  menor.

### 3.9 REFLEXÕES SOBRE ESTUDOS JÁ DESENVOLVIDOS

Nesta seção, o principal objetivo é ressaltar os pontos principais dos estudos citados anteriormente, que serviram de base para a estruturação da metodologia do presente trabalho.

No estudo de Bollen *et al.* (2005), a principal contribuição para a presente dissertação é a proposta em si da utilização das unidades de geração distribuída para o controle de tensão, de forma a injetar potência reativa junto a potência ativa, dependendo apenas dos níveis de tensão próximos a barra conectada ao inversor. No entanto, no método de controle proposto as unidades atuam na observação apenas da tensão próxima a sua barra em relação a uma tensão de referência e a ausência de simulações limita o entendimento sobre a possibilidade das unidades “disputarem” o controle.

Em relação ao estudo de Vovos *et al.* (2007), a principal contribuição para o método desenvolvido neste trabalho foi a utilização de fluxo de potência ótimo para avaliar o controle de tensão na presença de unidades de geração distribuída. Os autores fizeram diversas simulações para verificar os impactos de uma abordagem centralizada ou distribuída para controle das unidades de forma a regular a tensão, obtendo melhores resultados para a abordagem centralizada, tanto em relação ao nível de penetração de GD possível na rede, quanto em relação aos valores de perdas encontrados.

Como base teórica em relação a possibilidade real de utilização do inversor para controlar a tensão, o estudo de Albuquerque *et al.* (2010) descreveu os métodos de controle que podem ser empregados no inversor para regular a tensão, de forma a permitir a geração de potência ativa de acordo com a irradiação e absorver ou injetar potência reativa, a depender da necessidade da rede.

De forma complementar ao embasamento teórico do funcionamento dos inversores, o estudo de Rizy *et al.* (2011), além de estabelecer as premissas básicas do controle para que o inversor funcione injetando ou consumindo reativo, propõe o estabelecimento de um tempo de

resposta para o inversor não competir com outros equipamentos da rede, além de definir um limite para as correntes de saída e permitir a utilização em sistemas desequilibrados, por ter leituras fase-neutro.

Já no estudo de Alnaser (2013), a contribuição principal para o presente trabalho é a proposta de um sistema de gerenciamento das redes de distribuição utilizando uma ferramenta de fluxo de potência ótimo, com objetivo de regular a tensão e coordenar os demais equipamentos. Os autores propuseram a utilização do software OpenDSS, simulando o sistema SCADA que seria empregado na prática. No entanto, a função objetivo deste estudo é a maximização de potência ativa total injetada e não a minimização de perdas.

O estudo de Dall’Anese *et al.* (2014) também contribui com um método centralizado para despacho ótimo dos inversores fotovoltaicos de forma a regular a tensão e garantir as restrições da rede, utilizando otimização de fluxo de potência para as análises. Nesse caso, a função objetivo é a minimização de perdas na rede, considerando os limites de potência reativa dos inversores e das tensões no sistema, junto ao custo do controle de potência reativa. Essa dissertação não abrange os custos do controle em sua metodologia.

Já em relação ao estudo de Muttaqi *et al.* (2015), uma contribuição adicional é feita no sentido de agregar os demais elementos de regulação de tensão em um controle coordenado junto à GD. Os autores definem uma metodologia para separar as zonas de sensibilidade de atuação de cada equipamento, de acordo com sua maior efetividade na regulação da tensão e seus limites de operação.

De forma complementar ao estudo de Muttaqi *et al.* (2015), Xie *et al.* (2016) sugerem a coordenação das GDs capazes de controlar a tensão na rede junto aos capacitores e comutador sob carga, compondo a função objetivo do problema a minimização dos valores extremos de tensão na rede, dos custos dos capacitores e da potência reativa suprida.

## 4 METODOLOGIA PROPOSTA

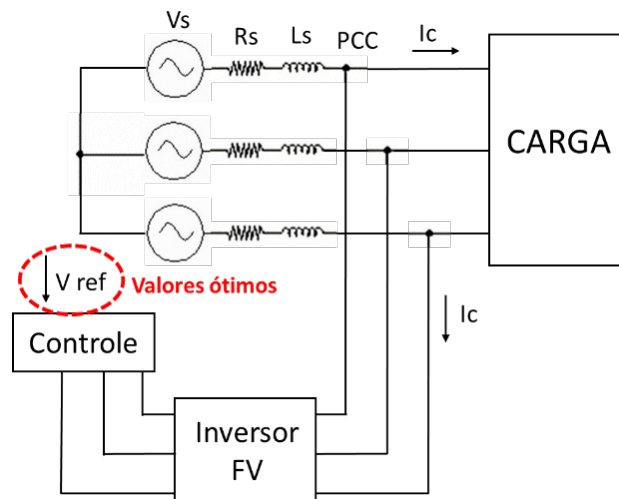
Para análise da utilização das unidades de microgeração fotovoltaica na regulação de tensão é necessário simular o comportamento das redes de distribuição considerando o controle de potência reativa, sendo a GD parte das variáveis controladas.

Para isso, este Capítulo se dedica a definir o problema de otimização, com sua função objetivo, variáveis de controle e algoritmos. Posteriormente será apresentada a modelagem da rede e programas utilizados para simulação dos casos.

### 4.1 METODOLOGIA DE REGULAÇÃO CENTRALIZADA DE TENSÃO

A regulação centralizada de tensão, utilizando as unidades de GDFV conectadas à rede propostas neste trabalho, considera a possibilidade de utilização dos inversores com esquemas de controle apresentado na seção 3.3, conforme ilustração da Figura 19.

**Figura 19** Esquema de conexão dos inversores da GDFV na rede.



Fonte: Elaborado pela autora (2017).

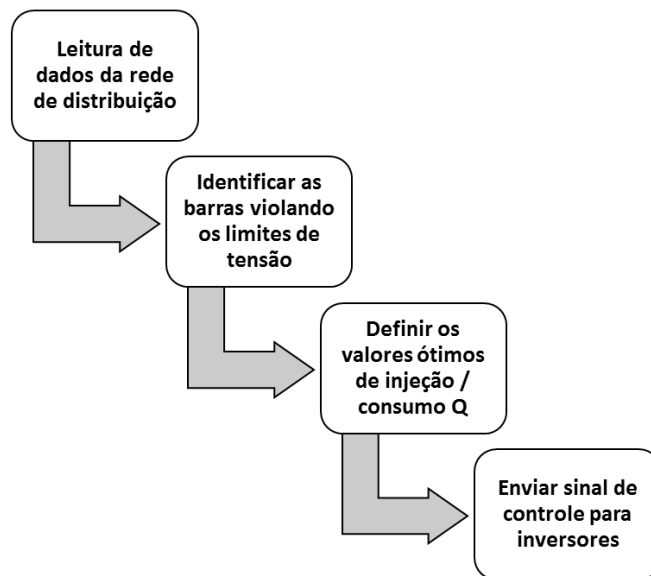
A partir dessa conexão, supõe-se que todas as barras da rede que farão parte das análises possuem comunicação com os centros de controle, capazes de enviar os sinais em intervalos de

tempo definidos pela operação. Da mesma forma, os inversores podem receber sinais de controle e alterar suas injeções e consumos de potência reativa.

Em termos gerais, a metodologia propõe a leitura dos dados da rede via SCADA, identificar as barras onde os limites de tensão estão extrapolados, em seguida definir os valores ótimos de potência reativa injetada pelos inversores por meio do fluxo de potência reativo ótimo e, por fim, envio dos sinais para os inversores alterarem as injeções de potência reativa.

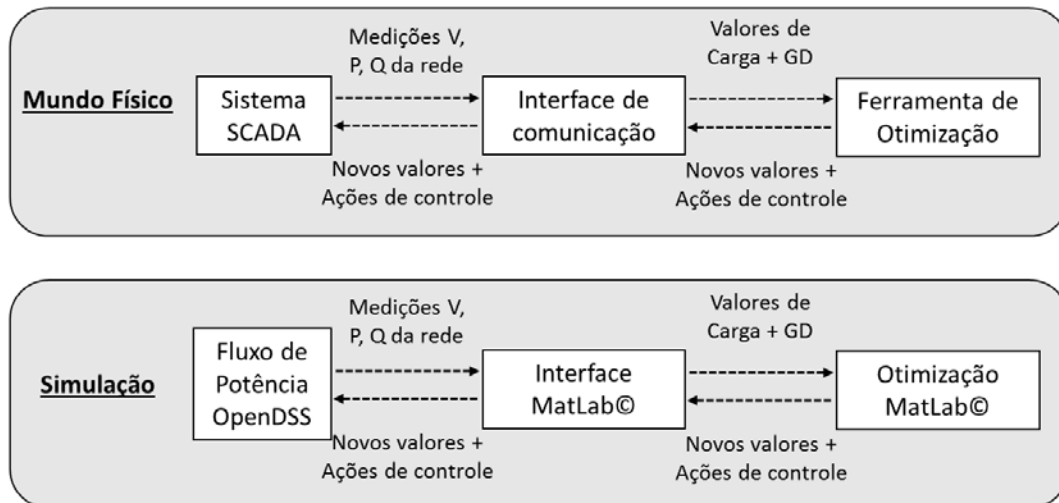
O fluxograma de funcionamento da regulação centralizada de tensão está ilustrado na Figura 20. Um esquema comparativo da metodologia proposta no mundo real versus ao modelado para as simulações está ilustrado na Figura 21, onde o OpenDSS representa as medições em tempo real do sistema SCADA, conforme será discutido adiante.

**Figura 20 Fluxograma de funcionamento da regulação centralizada de tensão.**



Fonte: Elaborado pela autora (2017).

**Figura 21 Metodologia de regulação centralizada de tensão no mundo real e a proposta para simulação.**



Fonte: Elaborado pela autora (2017).

Os detalhes da ferramenta de fluxo de potência ótimo serão discutidos na próxima seção.

## 4.2 MODELAGEM DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO

### 4.2.1 Delimitações da Modelagem do Problema

O presente trabalho se dedica a avaliar o comportamento das unidades de microgeração distribuída ao serem utilizadas no controle de tensão. Portanto, o problema de otimização apresentado se limitará a realizar um controle de despacho de potência reativa, não sendo um problema multiobjetivo. Pretende-se manter as tensões dentro dos limites normativos estabelecidos no Capítulo 2, para tal irá se verificar as contribuições reativas das unidades de microgeração.

### 4.2.2 Modelo Matemático

Conforme discutido no Capítulo 2, o problema de otimização de potência reativa pretende melhorar o perfil da tensão, minimizar perdas ativas no sistema e determinar a compensação reativa ótima sob diversos tipos de operação.

Convencionalmente, os métodos que tratam de otimização de reativo são baseados em programação linear e não-linear, porém as simplificações tendem a induzir um mínimo local. Portanto, outros métodos baseados em inteligência artificial começaram a ser utilizados, como redes neurais, algoritmos genéticos (AGs), enxame de partículas e algoritmos evolutivos (LAI e MA, 1997), (ZHU, CHANG e XU, 1998), (WONG, LI e LAW, 1999), (ABIDO, 2006), (ESMIN, LAMBERT-TORRES e SOUZA, 2005) e (ABIDO e BAKHASHWAIN, 2005).

No estudo de Paudyal *et al.* (2011) conclui-se que o AG encontra valores ótimos globais superiormente a outros métodos heurísticos, porém apresenta um esforço computacional muito grande, tornando pouco viável sua utilização durante uma operação em tempo real, por exemplo.

O problema de despacho de potência reativa é formulado a partir da minimização da perda de potência ativa e das restrições de um dado sistema de energia elétrica. No estudo de Radosavljević *et al.* (2015) apresenta-se o fluxo de potência reativa ótimo na presença de GD participante do controle, resolvido por AG.

A função objetivo tratada neste trabalho é, portanto, dada a seguir.

$$\text{Min. } P_{loss} = \sum_{\substack{k \in N \\ k=(i,j)}} g_k (V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos \theta_{ij}) \quad (4.1)$$

onde  $P_{loss}$  são as perdas de potência ativa totais do sistema,  $g_k$  é a condutância da linha  $k$ ,  $V_i$  é a tensão na barra  $i$ ,  $V_j$  é a tensão na barra  $j$ ,  $\theta_{ij}$  é a diferença entre os ângulos das barras  $i$  e  $j$ .

As perdas de potência ativa dado pela equação anterior é uma função não-linear das tensões e ângulos de fase em todas as barras, que são função das variáveis de controle. A solução deste problema é alcançada a partir dos ajustes adequados das variáveis de controle, que neste caso, são as magnitudes de tensão dos geradores distribuídos.

O problema está sujeito às restrições de limites mínimos e máximos dos níveis de tensão em cada barra de carga, bem como os limites de injeção de potência reativa nas barras de tensão controlada, chamadas restrições de desigualdade, conforme abaixo.



$$V_{imin} < V_i < V_{imáx} \quad (4.2)$$

$$Q_{Gmin} < Q_{Gi} < Q_{Gmáx} \quad (4.3)$$

onde  $V_i$  é a magnitude de tensão na barra  $i$  e  $Q_{Gi}$  é a injeção da potência reativa na barra  $i$ . Caso opte-se por se considerar outros equipamentos contribuindo para a regulação de tensão, como bancos de capacitores, tapes de transformadores, etc., deve-se adicioná-los nas restrições.

$$t_{kmin} < t_k < t_{kmáx} \quad (4.4)$$

$$Q_{Cmin} < Q_{Ci} < Q_{Cmáx} \quad (4.5)$$

onde  $t_k$  é o tap do transformador  $k$  e  $Q_{Ci}$  é a injeção da potência reativa do banco de capacitores  $i$ . Por fim, as restrições de fluxo de potência ativa no sistema são dadas pelas equações a seguir.

$$P_{Gi} - P_{Di} - V_i \sum_{j=1} V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) = 0, \quad i \in n \quad (4.6)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Di} - V_i \sum_{j=1} V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} + B_{ij} \cos \theta_{ij}) = 0, \quad i \in n \quad (4.7)$$

onde  $V_i$  é a magnitude de tensão na barra  $i$ ,  $V_j$  é a magnitude de tensão na barra  $j$ ,  $\theta_{ij}$  é a diferença de fase entre as barras  $i$  e  $j$ ,  $Q_{Gi}$  é a injeção da potência reativa na barra  $i$ ,  $Q_{Di}$  é a carga reativa na barra  $i$ ,  $G_{ij}$  é a condutância mútua entre as barras  $i$  e  $j$  e  $B_{ij}$  é a susceptância mútua entre as barras  $i$  e  $j$ .

### 4.3 ALGORITMO GENÉTICO APLICADO À OTIMIZAÇÃO DO DESPACHO DE POTÊNCIA REATIVA

Considerando as análises apresentadas no início da sessão, o algoritmo escolhido para modelagem deste problema foi o Algoritmo Genético, especialmente por sua eficácia em encontrar o valor ótimo global. Apesar de, na prática, seu custo computacional o tornar pouco eficiente, ele serve adequadamente para os propósitos de análise deste trabalho.

O AG é um método de busca global baseado nas leis de seleção natural e genética. As possíveis soluções do problema são “cromossomos”, que juntos formam uma população. Novas gerações são criadas utilizando-se operadores de forma probabilística, como mutação e

crossover (cruzamento) e seleção. A solução – ou cromossomo – mais adaptada de cada solução é escolhida analisando-a por função fitness, também chamada de função de adaptação. A ideia central é alterar de forma metódica os indivíduos de cada geração, de forma a alcançar o melhor valor da função *fitness* (LAI e MA, 1997).

Apesar de trabalhar com seleção probabilística, o algoritmo genético não configura busca aleatória. Ele é estruturado de forma a explorar as informações passadas das soluções obtidas, e com elas supor os pontos que precisam ser alterados para melhorar a performance do algoritmo (RADOSAVLJEVIĆ, JEVTIĆ, *et al.*, 2015).

Dessa forma, o AG se difere dos métodos triviais de otimização pois pode trabalhar com soluções codificadas ao invés da própria solução desejada e por partir de um escopo de busca global, e não de um ponto apenas, de forma semelhante a um processamento paralelo.

#### **4.3.1 Codificação do AG**

Como foi apresentado na seção anterior, nos problemas de otimização de potência reativa utiliza-se geradores, tapas de transformadores, banco de capacitores, dentre outros, para se alterar a potência reativa injetada no sistema (ZHU, CHANG e XU, 1998). Neste trabalho, no entanto, será considerada apenas as tensões nos geradores distribuídos e na barra slack como variáveis a serem controladas, sendo modeladas como barras PV.

A codificação de cada indivíduo é feita em números reais, dentro dos limites máximos e mínimos de geração de tensão de cada gerador, de forma aleatória. Sendo a população inicial aleatória, a cada iteração do problema, diversos indivíduos são testados, compondo uma população. Na Figura 22 cada cor representa indivíduos diferentes com  $n$  tensões  $V$  codificadas, onde  $V_i \in [V_{min}, V_{max}]$ , compondo uma população.

**Figura 22 Codificação dos indivíduos e população do AG para uma fase.**

$$\left[ \begin{array}{cccccc} V_{GD}^1 & V_{GD}^2 & V_{GD}^3 & V_{GD}^4 & V_{GD}^5 & \dots & V_{GD}^n \\ V_{GD}^1 & V_{GD}^2 & V_{GD}^3 & V_{GD}^4 & V_{GD}^5 & \dots & V_{GD}^n \\ V_{GD}^1 & V_{GD}^2 & V_{GD}^3 & V_{GD}^4 & V_{GD}^5 & \dots & V_{GD}^n \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & & \vdots \\ V_{GD}^1 & V_{GD}^2 & V_{GD}^3 & V_{GD}^4 & V_{GD}^5 & \dots & V_{GD}^n \end{array} \right]$$

Fonte: Elaborado pela autora (2017).

Os indivíduos são definidos e otimizados considerando apenas uma fase, dada a restrição física de se enviar 3 sinais diferentes para cada fase do inversor operar. Dessa forma, todos os cálculos são feitos para uma fase, de forma espelhada para as demais.

### 4.3.2 Operadores do AG

Os operadores básicos aplicados no AG são crossover, mutação e seleção. O operador de crossover é responsável por fazer a reprodução dos indivíduos da população. Os cromossomos são escolhidos de par em par, sendo cada um deles chamados de 1° pai e 2° pai. Os pais são selecionados por torneio dentre os indivíduos da população, de forma que escolhe-se dois cromossomos aleatórios e seleciona-se um pai, repetindo o processo para o próximo pai. Ambos os pais são “cortados” em um ponto de corte definido de forma aleatória e suas informações são trocadas de um para o outro, de forma a gerar dois filhos que contém uma parte de cada. Com essa troca de informação entre indivíduos, tende-se a chegar mais perto de uma solução ótima, pois, por exemplo, caso um indivíduo tenha 5 valores de tensão próximos do ótimo e apenas um fora do ideal, ao se cruzar com outro indivíduo, ele pode adquirir o valor que falta para que ele seja a resposta ótima.

O operador de mutação, diferentemente do crossover, não deve interferir fortemente no código. A mutação ocorre de forma probabilística em um dos genes de um indivíduo, ou seja, um dos valores de tensão, alterando-o para um valor aleatório. Assim como acontece na

natureza, a mutação é um evento raro, servindo para melhorar levemente alguma característica, mas sem ser muito determinante. Caso o número de indivíduos que sofre mutação seja alto, a população varia quase que de forma aleatória a cada geração, sem guardar informações sobre o passado, não sendo possível alcançar o resultado ótimo. Com essa preocupação, a mutação neste trabalho, além de ter probabilidade pequena, ainda aplica uma probabilidade de alterar o gene selecionado para mutação. Portanto, mesmo sendo escolhido, não necessariamente esse será alterado.

O operador de seleção (elitismo) atua de forma probabilística. No elitismo, a cada geração uma porcentagem definida de cromossomos que resultaram no melhor valor de função fitness será guardada intacta para a próxima geração, sem sofrer crossover ou mutação. Isso é feito, pois, ainda que o cromossomo elite de uma geração não seja o cromossomo da solução ótima global, ele carrega bons genes e será útil para a próxima geração. No crossover, como foi dito, a seleção é feita por torneio e também é probabilística. Da mesma forma, na mutação tanto a escolha do indivíduo quanto do gene alterado é feita por probabilidades.

Após aplicados os operadores acima descritos, a população da próxima geração é completada com alguns cromossomos escolhidos de forma probabilística na geração atual, não se preocupando em guardar os valores restantes.

#### **4.3.3 Critério de Convergência do AG**

No problema de otimização de potência reativa, a solução ótima real não é conhecida. No entanto, o AG consegue fornecer uma solução próxima à solução real, utilizando os métodos já descritos. Além disso, este trabalho utiliza um critério de parada baseado em um máximo número de gerações. Dessa forma, ao verificar que o melhor indivíduo de mantém por esse número definido de gerações, supõe-se que a solução convergiu, portanto, o algoritmo para, reconhecendo aquela solução como ótima.

#### 4.3.4 Função *Fitness*

A função *fitness* (ou de adaptação) do AG é relacionada ao objetivo da otimização. Neste trabalho, o objetivo é minimizar as perdas de potência ativa. Portanto, a função *fitness* deve conter o valor das perdas calculadas para cada indivíduo, bem como as penalidades associadas a ele. Os limites de potência reativa de cada gerador apenas são considerados dentro do fluxo de potência, por ajuste de barras PV. As penalidades servem para desfavorecer um indivíduo que, apesar de ter apresentado um baixo valor de perda ativa, não está dentro das restrições (4.2)-(4.5) do sistema. Dessa forma, a penalização tem objetivo de desfavorecer os indivíduos fora das restrições e do objetivo desejado. A função *fitness*, contendo as penalidades, está apresentada abaixo.

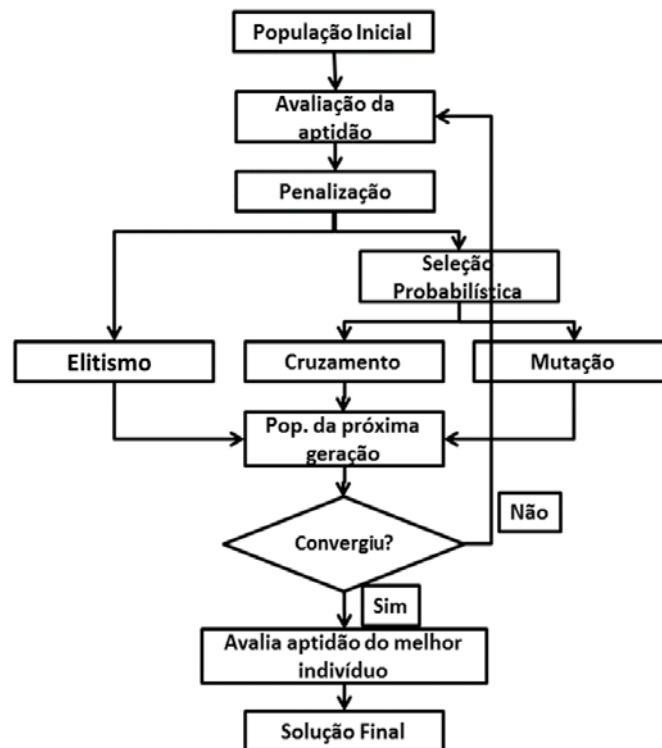
$$\text{Min. } F = P_{loss} + k_Q \sum_{k=(i,j)}^{k \in N} (Q_{Gi} - Q_{Gi}^{lim})^2 + k_V \sum_{k=(i,j)}^{k \in N} (V_i - V_i^{lim})^2 \quad (4.8)$$

onde  $F$  é a função *fitness* do sistema,  $V_i$  é a magnitude de tensão na barra  $i$ ,  $V_i^{lim}$  é o limite de magnitude de tensão na barra  $i$ ,  $Q_{Gi}$  é a injeção da potência reativa na barra  $i$ ,  $Q_{Gi}^{lim}$  é o limite de injeção da potência reativa na barra  $i$ ,  $P_{loss}$  são as perdas de potência no sistema,  $k_Q$  é a constante de penalidade para a potência reativa,  $k_V$  é a constante de penalidade para a tensão, ambas escolhidas empiricamente neste trabalho e  $N$  é o número de barras PV e *slack* no sistema.

#### 4.3.5 Solução do AG

Começando por uma população inicial randômica, a cada geração todos os indivíduos são avaliados pela função *fitness*, penalizados e passam pelos operadores, gerando a próxima população. Essa próxima população segue o mesmo processo, até que o critério de convergência seja alcançado. O processo de implementação é apresentado na Figura 23.

Figura 23 Fluxograma do processo de implementação do AG.



Fonte: Elaborado pela autora (2017).

Ao final do processo, respeitando o critério de convergência, obtém-se os valores de tensão do melhor indivíduo, junto aos valores de potência reativa associados a ele, que serão a informação de controle dos inversores para todas as fases.

#### 4.4 MODELAGEM DA REDE E FLUXO DE POTÊNCIA

Para modelagem do fluxo de potência foi escolhida a utilização do software OpenDSS (DUGAN e MCDERMOTT, 2011), um *software* livre criado para facilitar os estudos de sistema de potência e REI.

Dentro do código do algoritmo genético, o *software* faz o papel do sistema SCADA para apresentar as características da rede e simular o fluxo de potência com os indivíduos escolhidos a cada geração, conforme já ilustrado na Figura 23. Além disso, os dados de potência ativa e

reativa são compilados diretamente do software via MatLab© (MATHWORKS, 2017) pela ferramenta COM.

#### **4.4.1 Modelagem do Inversor Fotovoltaico**

O inversor conectado a uma GDFV é capaz de ser controlado de forma a regular a tensão, conforme descrito no Capítulo 3, a depender dos valores nominais do equipamento. Dessa forma, dada uma potência nominal definida fixa, os limites de operação como injeção ou consumo de reativos varia de acordo com o quanto de potência ativa o equipamento gera no momento.

É importante ressaltar que a Resolução Normativa nº 687 de 2015 da ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015), conforme mencionado no Capítulo 2, definiu os limites de potência instalada para as placas fotovoltaicas serem consideradas microgeração ou minigeração, no entanto, não existe definição normativa limitando a potência nominal do inversor a ser conectado na rede. A saber, uma unidade de microgeração distribuída pode ter 20kW (ou kWp) de potência instalada em suas placas fotovoltaicas, porém utilizar um inversor de potência nominal de 25kVA, desde que o inversor esteja devidamente certificado pelo Inmetro (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013).

O dimensionamento da potência dos inversores em relação à potência dos módulos fotovoltaicos conectados à rede varia de acordo com o local da instalação e características do sistema (MACÊDO, 2006). Em uma análise para localidades brasileiras, Macêdo (2006) conclui que os inversores podem ser sobredimensionados consideravelmente, sem afetar a produtividade do sistema, melhorando o desempenho e reduzindo o custo da energia produzida.

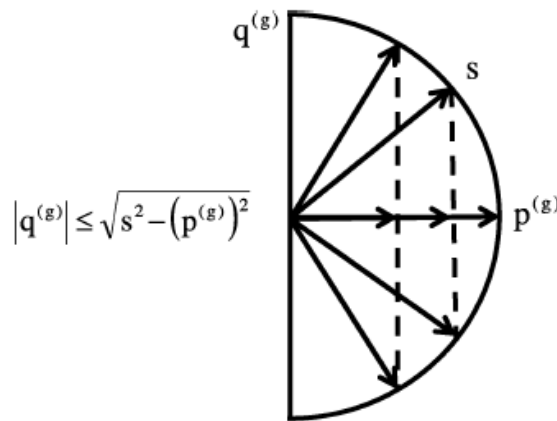
Dessa forma, considera-se neste estudo que o limite de potência ativa gerada pelas pelo conjunto de painéis de um consumidor é 75kW, no entanto isso não reflete o valor da potência

nominal do inversor, que pode ser sobredimensionado. Tendo sido feitas tais considerações, segundo Turitsyn *et al.* (2011) o valor máximo de potência reativa que pode ser suprida pelo inversor é dado por:

$$|q^{(g)}| \leq \sqrt{s^2 - (p^{(g)})^2} \equiv q^{max} \quad (4.9)$$

onde  $|q^{(g)}|$  é o módulo da potência reativa que pode ser injetada, sendo  $s$  a potência nominal do inversor e  $p^{(g)}$  a potência gerada pelas placas fotovoltaicas. A relação é ilustrada no diagrama fasorial da Figura 24.

**Figura 24 Diagrama fasorial da capacidade do inversor.**



Fonte: (TURITSYN, SULC, *et al.*, 2011).

Por fim, as concessionárias têm liberdade para definir algumas restrições em relação a conexão de unidades de micro e minigeração, como por exemplo, o limite máximo de potência para conexão em baixa tensão ou para ser obrigatório a conexão trifásica. No Rio Grande do Sul, a Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE) recomenda a conexão de microgeração distribuída apenas em baixa tensão (COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014) enquanto em Santa Catarina a Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC) só permite a conexão de inversores monofásicos e bifásicos com potência instalada até 15kW, acima disso somente trifásicos (CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA, 2017).

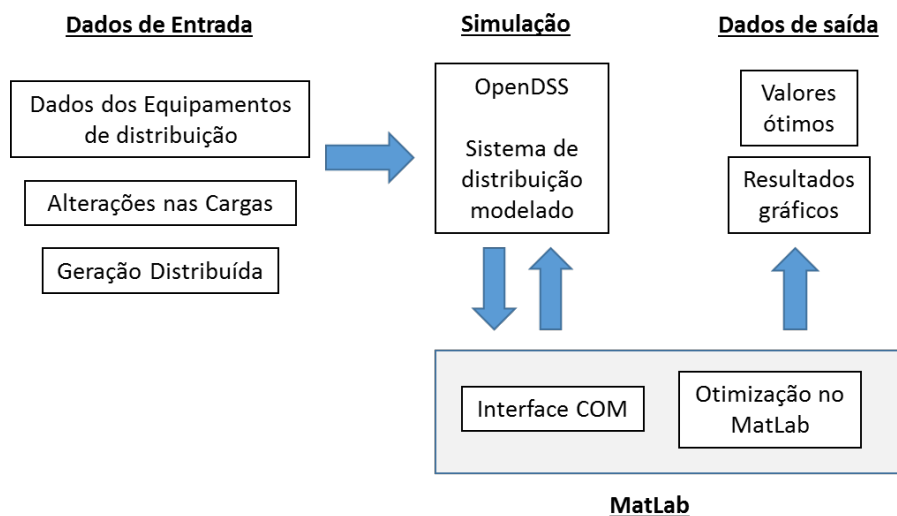


#### 4.4.2 Implementação no MatLab© e OpenDSS

O OpenDSS é um software livre de simulação para redes de distribuição, desenvolvido pelo *Electric Power Research Institute*, que tem código aberto e oferece flexibilidade aos usuários (DUGAN e MCDERMOTT, 2011). O software representa a rede de distribuição com bastante acurácia, sistemas trifásicos e desequilibrados, podendo ser utilizado para estudos de fluxo de potência, análise harmônica, etc. Em 2014, a ANEEL publicou a Nota Técnica nº 0057/2014, que padroniza o uso do OpenDSS no cálculo das perdas de potência nas redes de distribuição pelas concessionárias (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014).

Nessa dissertação, o OpenDSS foi acessado via MatLab© (MATHWORKS, 2017), que é utilizado para rodar os algoritmos de otimização, pelo seu servidor COM. Pelo MatLab© são feitas todas alterações nas gerações e valores da tensão na rede e são calculados os novos valores de potência para as barras controladas. Um resumo do procedimento implementado entre os softwares está ilustrado na Figura 25 e o algoritmo de interface junto aos principais comandos estão no Apêndice A.

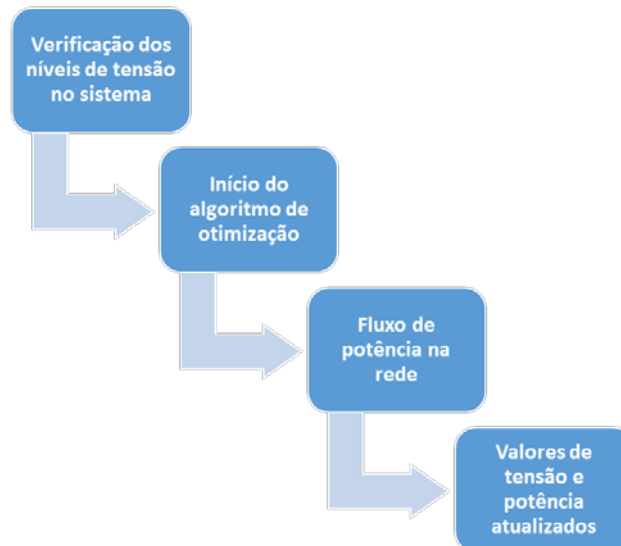
**Figura 25 Procedimento implementado da interface OpenDSS x Matlab©.**



Fonte: Elaborado pela autora (2017).

O fluxograma do processo de regulação de tensão por meio do fluxo de potência reativa ótimo entre MatLab© e OpenDSS está ilustrado na Figura 26.

**Figura 26 Fluxograma do processo de implementação do algoritmo no MatLab© e OpenDSS.**



Fonte: Elaborado pela autora (2017).

#### 4.4.3 Modelagem da rede no OpenDSS

Os sistemas que serão analisados nos estudos de caso do Capítulo 5 foram modelados no OpenDSS e originalmente não havia nenhuma GD conectada. Os equipamentos adicionais que podem atuar na regulação de tensão, como os bancos de capacitores, foram considerados fixos, não participando como variável de controle do fluxo de potência ótimo. Dessa forma, supõe-se que anteriormente à utilização das unidades de GDFV na regulação de tensão, houve um processo anterior de tentativa de controle via métodos convencionais, que podem ser de forma tradicional, ou otimizados conforme descrito no Capítulo 2.

Há algumas particularidades na modelagem das redes no OpenDSS em relação aos programas de simulação tradicionais, como, por exemplo, os elementos do sistema se dividem em barra, nós, elementos de transporte de energia – linhas e transformadores – e elementos de conversão de energia – cargas e geradores. Além disso, no caso do OpenDSS as barras não são

elementos centrais da contribuição dos circuitos, elas são a consequência da criação de elementos conectados por nós. Todos os nós são tratados da mesma forma, por consequência, não existe diferenciação em barras PV, PQ, etc., as barras são apenas elementos que simbolizam o conjunto de nós.

No caso das cargas, elas são consideradas fonte de corrente, podendo ser alterada para uma admitância caso seja necessário para o estudo. As cargas são consideradas como equilibradas no número de fases especificados para cada uma, ou seja, para simular cargas desequilibradas, deve-se adicionar cargas monofásicas separadamente. O OpenDSS define cinco modelos de cargas que podem ser implementados: potência ativa e reativa constante, impedância constante, potência ativa constante e reativa quadrática, modelo exponencial  $P/P_0 = (V/V_0)^{CVRwars}$  e  $Q/Q_0 = (V/V_0)^{CVRwars}$  onde *CVRwars* define a relação entre P e V, corrente constante, potência ativa constante e reativa fixa, reatância fixa e modelo ZIP.

Outro elemento fundamental na modelagem é o gerador utilizado para simular as GDs. Para estudos de fluxo de potência, OpenDSS pode considerar os geradores uma carga negativa que pode ser despachada, ou não, dependendo das definições feitas, representado por uma fonte de corrente. De forma similar à carga, o OpenDSS define os seguintes modelos de geradores: potência ativa e reativa constantes, impedância constante, potência ativa e magnitude de tensão constante, potência ativa constante e reativa fixa, potência ativa constante e reatância fixa, e potência ativa e reativa constantes limitado por corrente.

Por fim, outra diferença operacional do OpenDSS para outros programas de simulação é que todos os dados de entrada para cálculos e modelagem do sistema devem estar em suas unidades de medida do SI, isto é, o programa não trabalha com valores por unidade (p.u.). Dessa forma, todos os cálculos feitos em p.u. devem ser convertidos no ambiente MatLab© antes de se utilizá-los no programa.

As unidades de GD neste presente trabalho foram modeladas como geradores modelo 3 do OpenDSS, isto é, onde é definido um valor de objetivo para a tensão e dado o valor de potência ativa, a partir disso o controle define o valor necessário de potência reativa para se atingir o objetivo. O gerador é conectado ao sistema por meio de nós e a modelagem interna de seu algoritmo é feita via um controlador PI, que define a quantidade de potência reativa para atingir a tensão definida pelo usuário. Dessa forma, diferentemente de uma barra PV tradicional, que se torna uma barra PQ ao alcançar o limite de potência reativa, o gerador modelo 3 do OpenDSS, ao alcançar a potência reativa máxima ou mínima, mantém o último valor de potência reativa e tensão estipulados e não se altera mais.

## **5 ESTUDO DE CASO E RESULTADOS**

Neste Capítulo serão apresentados os estudos de casos e resultados obtidos nas simulações da regulação centralizada de tensão utilizando as unidades de GDFV, com a topologia do sistema IEEE de 123 nós e um alimentador real da concessionária RGE Sul Distribuidora Gaúcha de Energia. O algoritmo foi desenvolvido em ambiente MatLab© junto ao OpenDSS e tem como entrada o sistema de distribuição estudado, os limites restritivos da rede e os dados referentes às unidades de GDFV conectadas. Todas as análises para verificação da regulação de tensão levaram em conta os valores definidos pela ANEEL dos limites considerados adequados para tensão em regime permanente, conforme apresentado nas Tabela 4 e Tabela 5.

Para as simulações considera-se que os inversores das unidades estão superdimensionados em relação à potência instalada das placas fotovoltaicas, para ter uma maior disponibilidade de injeção de reativos. Dessa forma, para uma potência máxima de 75kW gerador, o inversor pode operar entre 140kvar injetados e -140kvar consumidos, por exemplo.

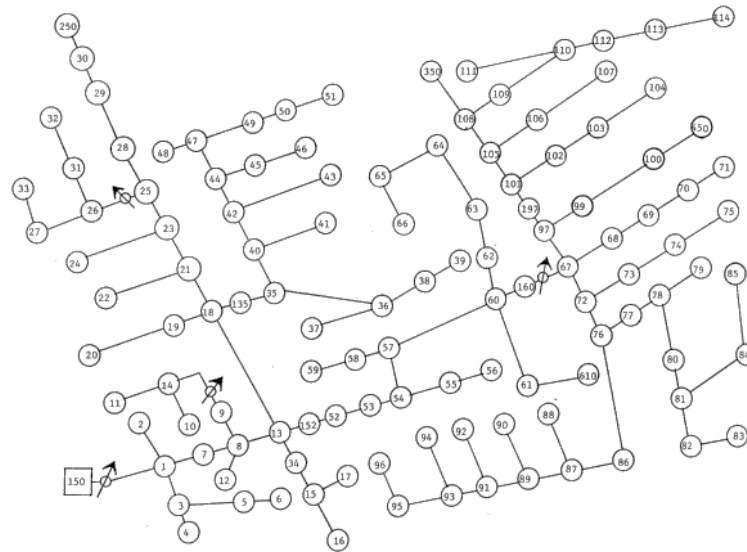
### **5.1 CASO IEEE 123 Nós**

Como o propósito do trabalho é avaliar a metodologia de utilização da geração distribuída na regulação de tensão em sistemas de distribuição, foram feitas simulações em uma rede com os dados e topologia do sistema de teste do IEEE 123 nós (KERSTING, 1991).

#### **5.1.1 Descrição do sistema IEEE 123 nós**

O sistema IEEE 123 nós consiste em um alimentador de distribuição radial com tensão nominal de 4,16kV, 4 capacitores e 4 reguladores, cargas desequilibradas, conforme Figura 27.

**Figura 27 Sistema teste IEEE 123 nós.**



Fonte: Kersting (1991).

Para a simulação no OpenDSS, o sistema foi adaptado com as seguintes alterações:

- os reguladores e comutadores foram mantidos fixos após a primeira iteração, ou seja, carrega-se o caso base, os reguladores atuam e posteriormente se mantêm no mesmo patamar, simulando uma tentativa inicial de regulação de tensão por parte dos operadores;
- as cargas foram modeladas desequilibradas em três modelos: potência ativa e reativa constante, ou “modelo PQ”, impedância constante, ou “modelo Z”, e corrente constante;
- os geradores distribuídos foram adicionados de acordo com as análises dos estudos de casos, respeitando os limites de potência ativa consideradas como microgeração distribuída, que é o escopo deste trabalho, isto é, 75kW.

Anteriormente à inserção das microgerações, o sistema IEEE 123 nós é bastante robusto e apresenta os dados de tensões e perdas conforme Tabela 6.

**Tabela 6 Dados do sistema IEEE 123 nós antes da inserção de microgerações (Caso Base).**

Tensões Verificadas (pu)		Perdas Ativas (kW)
Máxima	Mínima	
1,043	0,985	95,28

Fonte: Elaborado pela Autora (2017).

Os dados da Tabela 6 mostram que o sistema estava com as tensões dentro dos limites adequados para sua faixa de tensão conforme Tabela 5, ou seja, limite mínimo 0,93 pu e limite máximo 1,05 pu.

### 5.1.2 Descrição do Algoritmo de Otimização

Conforme detalhado no Capítulo 4, o algoritmo genético foi utilizado para obter os valores ótimos de injeção de potência reativa e definir os pontos de operação dos inversores, isto é, quais injeções/consumo de reativo são necessárias para garantir as tensões nos limites esperados.

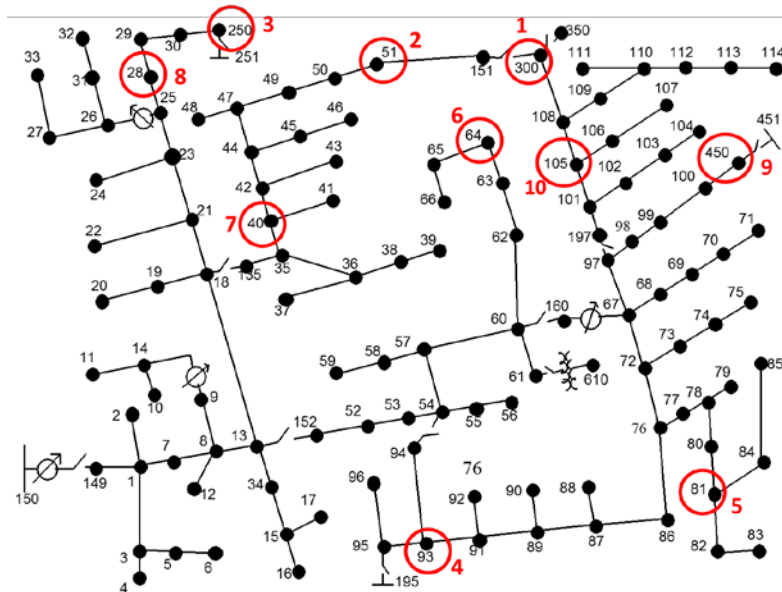
Cada população foi composta do número de indivíduos referentes à quantidade de microgeradores estipulada no estudo de caso, ou seja, o número de variáveis controláveis. Em todos os casos foram definidos 50 indivíduos e 100 gerações, enquanto o critério de convergência definido foram 5 gerações.

Em relação aos operadores, considerou-se: 70% de crossover em cada população, 8% de mutação e 3% de elitismo, valores que foram obtidos empiricamente após testes iniciais.

### 5.1.3 Estudo de Caso A do sistema IEEE 123 nós

O primeiro estudo de caso realizado com o sistema IEEE 123 nós simulou a inserção de 10 unidades de microgeração distribuída no sistema, 75kW de potência ativa e limites de potência reativa 140kvar e -140kvar, no patamar de carga média, conforme sinalizado na Figura 28.

**Figura 28** Localização das unidades de microgeração distribuída no estudo de caso A do sistema IEEE 123 nós.



Fonte: Elaborado pela autora (2017).

A simulação com os parâmetros definidos anteriormente obteve como resultado uma perda total no sistema de 60,42kW, sendo a maior tensão verificada 1,054pu, a menor tensão verificada 0,996pu e a potência reativa total entregue pelos inversores das unidades ( $Q_{gerado}$ ) 405kvar conforme a Tabela 7. A minimização ao longo das gerações está ilustrada pela Figura 29, todas as tensões se mantiveram nos limites adequados.

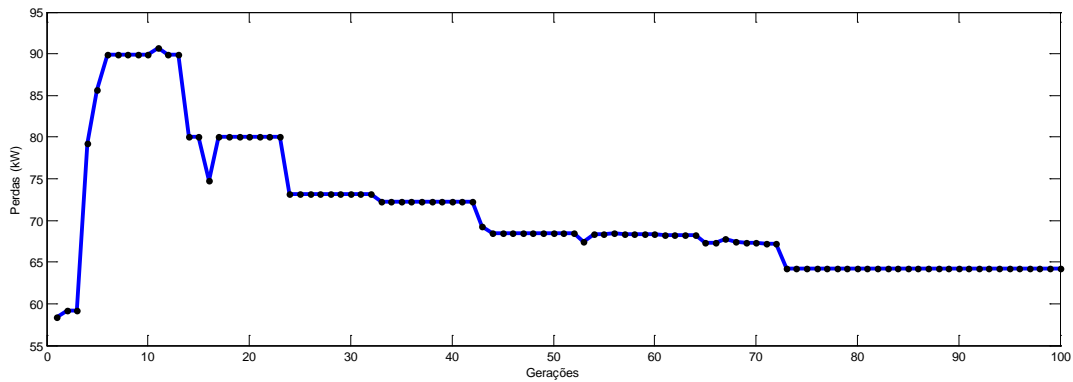
**Tabela 7** Dados do estudo de caso A do sistema IEEE 123 nós após a inserção das 10 microgerações.

Tensões Verificadas (pu)		Perdas Ativas (kW)	$Q_{gerado}$ (kvar)
Máxima	Mínima		
1,054	0,996	60,42	-405

Fonte: Elaborado pela Autora (2017).



**Figura 29** Minimização de perdas no AG estudo de caso A da rede do IEEE 123 nós.



Fonte: Elaborado pela autora (2017).

Os valores da Tabela 7 são obtidos com as tensões de referência e potências reativas nas microgerações conforme Tabela 8.

**Tabela 8** Resultados de potência reativa e tensão de referência por GD no estudo de caso A.

Gerador	$Q_{\text{gerado}}$ (kvar)	Tensão Referência nos Geradores (pu)
G1	-140	1,080
G2	-140	1,100
G3	-140	1,064
G4	-57	1,048
G5	140	0,915
G6	-140	1,074
G7	140	0,965
G8	-68	1,024
G9	-140	1,068
G10	140	0,923

Fonte: Elaborado pela Autora (2017).

#### 5.1.4 Estudo de Caso B do sistema IEEE 123 nós

O segundo estudo de caso realizado com o sistema IEEE 123 nós simulou a inserção de 10 unidades de minigeração distribuída no sistema de mesmas potências que o Caso A, porém agora com a carga no patamar leve. O resultado da minimização das perdas ativas ao longo das gerações está ilustrado no Apêndice B.

Os valores de tensão máxima e mínima verificados na rede, bem como as perdas ativas e injeção/consumo de reativo dos inversores estão apresentados na Tabela 9, obtido com os valores de tensão de referência e geração na Tabela 10. Todas as demais barras se encontram dentro dos limites adequados de tensão.

**Tabela 9 Dados do estudo de caso B o sistema IEEE 123 nós após a inserção das 10 microgerações.**

Tensões Verificadas (pu)		Perdas Ativas (kW)	Q <sub>gerada</sub> (kvar)
Máxima	Mínima		
1,051	1,000	10,91	-280

Fonte: Elaborado pela Autora (2017).

**Tabela 10 Resultados de potência reativa e tensão de referência por GD no estudo de caso B.**

Gerador	Q <sub>gerado</sub> (kvar)	Tensão Referência nos Geradores (pu)
G1	-140	1,080
G2	-140	1,100
G3	-140	1,064
G4	140	1,048
G5	140	0,915
G6	-140	1,074
G7	-140	0,965
G8	-140	1,024
G9	140	1,068
G10	140	0,923

Fonte: Elaborado pela Autora (2017).

### 5.1.5 Estudo de Caso C do sistema IEEE 123 nós

O terceiro estudo de caso realizado com o sistema IEEE 123 nós simulou a inserção de 10 unidades de microgeração distribuídas no sistema, na carga do patamar médio igual ao caso A, com potência nominal 30kW e +/-100kvar. O resultado da otimização das perdas ativas é apresentado no Apêndice B. Os valores máximos e mínimos de tensão encontrados ao final da simulação estão na Tabela 11, junto ao total de perdas e potência reativa injetada. Os pontos ótimos que levaram aos resultados encontram-se na Tabela 12.

**Tabela 11 Dados do estudo de caso C do sistema IEEE 123 nós.**

Tensões Verificadas (pu)		Perdas Ativas (kW)	Q <sub>gerado</sub> (kvar)
Máxima	Mínima		
1,053	0,997	74,71	-600

Fonte: Elaborado pela Autora (2017).

**Tabela 12 Resultados de potência reativa e tensão de referência por GD no estudo de caso C.**

Gerador	Q <sub>gerado</sub> (kvar)	Tensão Referência nos Geradores (pu)
G1	-100	1,073
G2	-100	1,075
G3	-100	1,056
G4	100	1,032
G5	100	1,044
G6	-100	1,030
G7	-100	1,092
G8	-100	1,083
G9	-100	1,052
G10	-100	1,071

Fonte: Elaborado pela Autora (2017).

### 5.1.6 Estudo de Caso D do sistema IEEE 123 nós

O quarto estudo de caso realizado com o sistema IEEE 123 nós simulou a inserção de 10 unidades de microgeração distribuídas no sistema, na carga do patamar leve igual ao caso B, com potência nominal 30kW e +-100kvar. O resultado da otimização das perdas de potência ativa é apresentado no Apêndice B ao longo das gerações, enquanto as barras que ficaram mais próximas dos limites adequados estão apresentadas na Tabela 16 e Tabela 14.

**Tabela 13 Dados do estudo de caso D do sistema IEEE 123 nós.**

Tensões Verificadas (pu)		Perdas Ativas (kW)	Q <sub>gerado</sub> (kvar)
Máxima	Mínima		
1,065	1,000	22,19	-1.000

Fonte: Elaborado pela Autora (2017).

**Tabela 14 Resultados de potência reativa e tensão de referência por GD no estudo de caso D.**

Gerador	Qgerado (kvar)	Tensão Referência nos Geradores (pu)
G1	-100	1,133
G2	-100	1,059
G3	-100	1,083
G4	-100	1,053
G5	-100	1,075
G6	-100	1,062
G7	-100	1,091
G8	-100	1,123
G9	-100	1,086
G10	-100	1,073

Fonte: Elaborado pela Autora (2017).

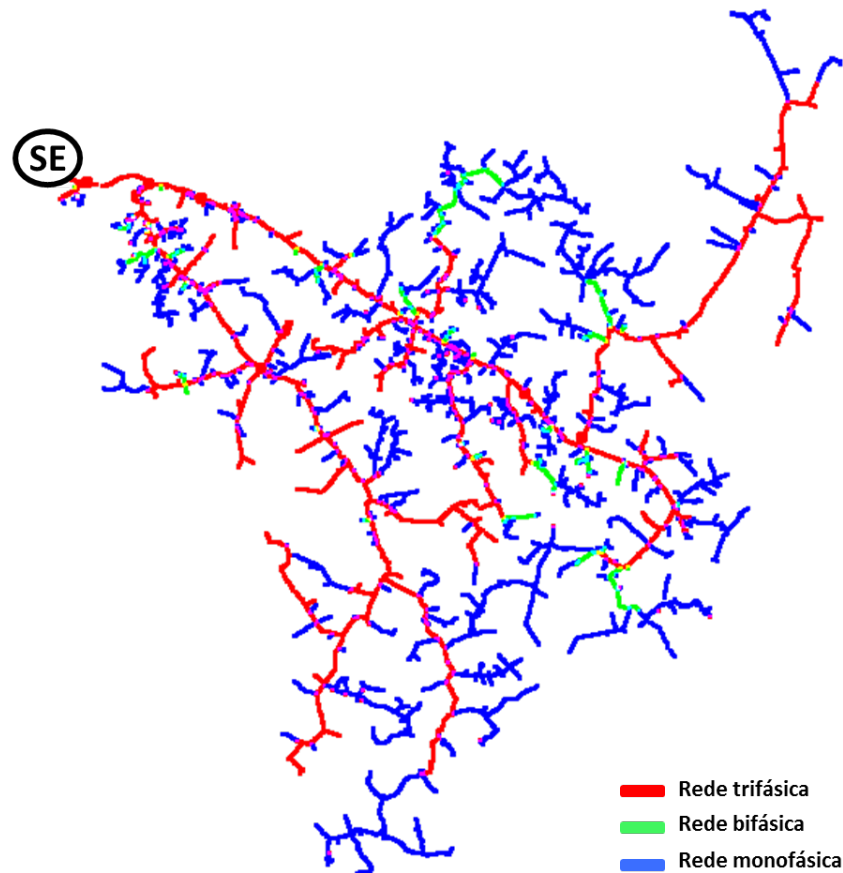
## 5.2 CASO ALIMENTADOR DA RGE SUL

Para verificar a validade da metodologia proposta foi utilizado para simulação um alimentador real da rede de distribuição da concessionária RGE Sul Distribuidora Gaúcha de Energia, situado na cidade de Alegrete.

### 5.2.1 Descrição do Alimentador da RGE Sul

O alimentador da RGE Sul é um sistema de distribuição radial, com tensões nominais de 23,1kV e 13,8kV e baixa tensão de 380/320V e 220/127V. O alimentador é situado em zona rural, possui 1.583 clientes conectados, 16.782 nós e não possui nenhum mecanismo de regulação de tensão. Dados de carga e comprimentos da rede estão no Apêndice A. Sua topologia está ilustrada na Figura 30, onde as linhas vermelhas representam a rede trifásica, as verdes, bifásicas e azuis, monofásicas.

**Figura 30 Topologia do alimentador da RGE Sul.**



Fonte: Elaborado pela autora com dados cedidos pela RGE Sul (2017).

As seguintes adaptações foram feitas do sistema:

- os geradores foram adicionados tanto na baixa tensão quanto na média tensão, a depender do caso estudado;
- as cargas são modeladas metade como potência ativa e reativa constante e metade como impedância constante e foram alteradas conforme patamares reais cedidos pela empresa. Elas foram modeladas tanto na média tensão quanto na baixa tensão;
- de forma geral as simulações foram feitas considerando os valores de carga média;
- todos os estudos consideraram a conexão de unidades apenas na rede trifásica, que correspondem as linhas vermelhas da Figura 30.

Anteriormente à inserção das microgerações, a rede apresenta as características, na carga média, conforme Tabela 15.

**Tabela 15 Dados da rede da RGE Sul originalmente, sem microgeração (Caso Base).**

Tensões Verificadas (pu)		Perdas Ativas (kW)
Máxima	Mínima	
1,032	0,869	209,86

Fonte: Elaborado pela Autora (2017).

Nota-se que a mínima tensão verificada já se encontra fora do limite adequado, que é 0,92pu, enquanto a máxima tensão está dentro dos limites adequados. As perdas ativas são 209,86kW, também característica da rede rural.

### 5.2.2 Descrição do Algoritmo de Otimização

Em relação aos parâmetros do algoritmo de otimização, da mesma forma que anteriormente, a população foi composta do número de indivíduos referentes à quantidade de microgeradores estipulada no estudo de caso, ou seja, o número de variáveis controláveis. Em todos os casos foi definido 50 indivíduos por população e 40 gerações, sendo o critério de convergência 5 gerações. O valor de 40 gerações foi decidido empiricamente, ao notar que a partir disso a simulação parava pelo critério de convergência.

Em relação aos operadores, considerou-se: 70% de crossover em cada população, 8% de mutação e 3% de elitismo, obtidos empiricamente dos casos anteriores e validados para os atuais.

### 5.2.3 Estudo de Caso A do Alimentador da RGE Sul

O primeiro estudo de caso realizado com o alimentador da RGE Sul simulou a inserção de 15 unidades de microgeração distribuída apenas na baixa tensão (380V), todas conexões trifásicas. Todas as unidades consideradas potência ativa 75kW, o que seria na prática os horários de maior irradiação, e podem gerar potência reativa de 140kvar a -140kvar.

Após a inserção das 15 microgerações foram verificados os valores da Tabela 16.

**Tabela 16 Dados da rede da RGE Sul após a inserção das 15 microgerações.**

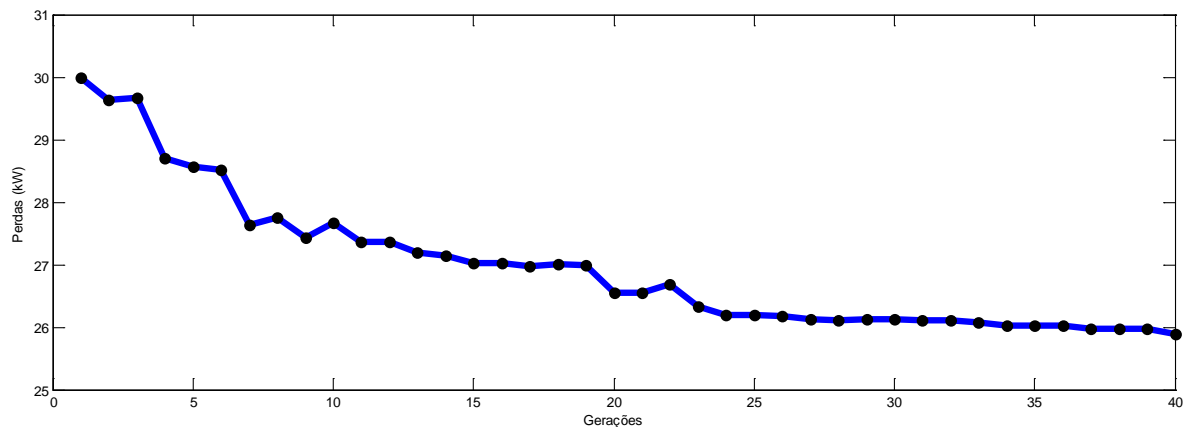
Tensões Verificadas (pu)		Perdas Ativas (kW)	Q <sub>gerado</sub> (kvar)
Máxima	Mínima		
1,338	0,873	154	0,036

Fonte: Elaborado pela Autora (2017).

Comparando os dados das Tabela 15 e Tabela 16, nota-se que apenas com a inserção dos geradores, a máxima tensão verificada aumentou em 30%, passando a violar o limite esperado de 1,05 pu. A mínima tensão verificada aumentou 0,4%, porém permaneceu fora do limite esperado de 0,92 pu. Houve uma redução de 4% nas perdas ativas da rede.

A partir dessa inserção foi feita a simulação da utilização das microgerações para regulação de tensão, por meio da otimização do fluxo de potência pelo AG. O resultado da minimização das perdas ativas ao longo das 40 gerações está ilustrado na Figura 31.

**Figura 31 Minimização de perdas no AG estudo de caso A da rede da RGE Sul.**



Fonte: Elaborado pela autora (2017).

Os resultados da otimização para cada gerador estão descritos na Tabela 17.

**Tabela 17 Resultados de potência reativa e tensão de referência por GD no estudo de caso A.**

Gerador	$Q_{\text{gerado}}$ (kvar)	Tensão Referência nos Geradores (pu)
G1	140	1,009
G2	-140	1,089
G3	-139	1,032
G4	-139	1,052
G5	-140	1,048
G6	140	0,97
G7	-140	1,063
G8	-139	1,082
G9	-140	1,076
G10	140	0,957
G11	-140	1,067
G12	-140	1,066
G13	-140	1,087
G14	-40	1,000
G15	-140	1,066

Fonte: Elaborado pela Autora (2017).

A máxima tensão verificada foi 1,048 pu e a mínima 0,910 pu, sendo que nenhuma das barras excedeu o limite superior da faixa adequada. As perdas ativas reduziram para 26,01kW com a compensação reativa realizada pelas microgerações para regulação de tensão, conforme Tabela 18.

**Tabela 18 Dados do estudo de caso A da rede da RGE Sul após controle pelas 15 microgerações.**

Tensões Verificadas (pu)		Perdas Ativas (kW)	$Q_{\text{total}}$ (kvar)
Máxima	Mínima		
1,048	0,910	26,01	-1.160

Fonte: Elaborado pela Autora (2017).

#### 5.2.4 Estudo de Caso B do Alimentador da RGE Sul

O segundo estudo de caso realizado com o alimentador da RGE Sul simulou a inserção de 20 unidades de microgeração distribuída apenas na baixa tensão (380V), também 75kW com a diferença principal dos limites de potência reativa são menores, 100kvar e -100kvar.



A minimização de perdas ativas ao longo das gerações é apresentado no Apêndice B e os dados relativos ao resultado da simulação estão na Tabela 19, que indica a maior e menor tensão verificada na rede.

**Tabela 19 Dados do estudo de caso B da rede da RGE Sul com regulação de tensão pelas 20 microgerações.**

Tensões Verificadas (pu)		Perdas Ativas (kW)	Q <sub>gerado</sub> (kvar)
Máxima	Mínima		
1,108	0,931	22,41	-1.150

Fonte: Elaborado pela Autora (2017).

Os resultados da injeção de potência reativa de cada gerador e as tensões de referência nos inversores que as geraram estão descritos na Tabela 20.

**Tabela 20 Resultados de potência reativa e tensão de referência por GD no estudo de caso B.**

Gerador	Q <sub>gerado</sub> (kvar)	Tensão Referência nos Geradores (pu)
G1	-68	1,053
G2	-49	1,049
G3	-100	1,050
G4	-100	1,058
G5	-100	1,099
G6	-38	0,999
G7	-62	1,048
G8	-89	1,097
G9	-67	1,046
G10	-100	1,036
G11	-83	1,106
G12	-93	1,076
G13	-19	0,976
G14	-86	1,069
G15	-100	1,096
G16	-60	1,096
G17	-91	1,096
G18	-100	1,096
G19	-100	0,976
G20	-100	1,093

Fonte: Elaborado pela Autora (2017).

### 5.2.5 Estudo de Caso C do Alimentador da RGE Sul

O terceiro estudo de caso realizado com o alimentador da RGE Sul simulou a inserção de 5 unidades de microgeração distribuída, dessa vez na média tensão (23,1kV), com os limites de potência reativa 140kvar e -140kvar. O fluxo de potência reativa ótimo obteve os valores da ao longo das gerações conforme Apêndice B, e os valores referentes aos pontos ótimos das Tabela 21 e Tabela 22.

**Tabela 21 Dados do estudo de caso C da rede da RGE Sul com regulação de tensão pelas 5 microgerações.**

Tensões Verificadas (pu)		Perdas Ativas (kW)	Q <sub>gerado</sub> (kvar)
Máxima	Mínima		
1,103	0,959	56,21	-587

Fonte: Elaborado pela Autora (2017).

**Tabela 22 Resultados de potência reativa e tensão de referência por GD no estudo de caso C.**

Gerador	Q <sub>gerado</sub> (kvar)	Tensão Referência nos Geradores (pu)
G1	-140	1,057
G2	-27	1,003
G3	-140	1,057
G4	-140	1,039
G5	-140	1,040

Fonte: Elaborado pela Autora (2017).

### 5.2.6 Estudo de Caso D do Alimentador da RGE Sul

O quarto estudo de caso realizado com o alimentador da RGE Sul simulou a inserção de 20 unidades de microgeração distribuída apenas na baixa tensão (380V), com a diferença que as potências ativas foram 35kW e com os limites de potência reativa 50kvar e -50kvar, com objetivo de verificar as alterações nos resultados de tensão para o caso da inserção de unidades de menores limites de potência ativa e reativa.

A minimização das perdas ativas ao longo das gerações é apresentado no Apêndice B e os dados dos resultados referente à simulação na Tabela 23.

**Tabela 23 Dados do estudo de caso D da rede da RGE Sul com regulação de tensão pelas 20 microgerações.**

Tensões Verificadas (pu)		Perdas Ativas (kW)	Q <sub>gerado</sub> (kvar)
Máxima	Mínima		
1,089	0,925	39,12	-521

Fonte: Elaborado pela Autora (2017).

Os resultados da otimização para cada gerador estão descritos na Tabela 24.

**Tabela 24 Resultados de potência reativa e tensão de referência por GD no estudo de caso D.**

Gerador	Q <sub>gerado</sub> (kvar)	Tensão Referência nos Geradores (pu)
G1	-50	1,078
G2	-32	1,090
G3	-50	1,038
G4	-50	1,065
G5	-3	0,991
G6	-32	1,065
G7	-44	1,061
G8	3	0,957
G9	-1	0,979
G10	-50	1,047
G11	-34	1,054
G12	-40	1,037
G13	-13	0,998
G14	-6	0,987
G15	-50	1,084
G16	-31	1,071
G17	-50	1,084
G18	-50	1,084
G19	-50	1,084
G20	-50	1,019

Fonte: Elaborado pela Autora (2017).

### 5.3 DISCUSSÕES SOBRE OS RESULTADOS OBTIDOS

Esta subseção dedica-se a analisar os resultados obtidos pelas simulações, bem como apresentar observações acerca deles, de acordo com os objetivos específicos definidos no Capítulo 1.

O presente Capítulo apresentou as simulações realizadas que objetivaram validar o modelo proposto de otimização da potência reativa das GDFV disponíveis na rede de

distribuição, mantendo as tensões na rede dentro dos limites adequados, utilizando como ferramenta de otimização a minimização de perdas ativas. Os diversos estudos de caso que foram realizados puderam, de forma geral, mostrar o potencial da abordagem proposta.

Em relação aos casos simulados com o **sistema do IEEE 123 nós**, a Tabela 25 traz um resumo dos valores de tensão e potências encontrados.

**Tabela 25 Resumo dos resultados encontrados para os casos simulados com o sistema IEEE 123 nós.**

Caso	Tensões Verificadas (pu)		Perdas Ativas (kW)	Q <sub>gerado</sub> (kvar)
	Máxima	Mínima		
Base	1,043	0,985	95,28	-
A	1,054	0,996	60,42	-405
B	1,051	1,000	10,91	-280
C	1,053	0,997	74,71	-600
D	1,065	1,000	22,19	-1.000

Fonte: Elaborado pela Autora (2017).

Pode-se verificar que no caso A, no período de carga média após a inserção de 10 microgerações, as tensões verificadas na rede encontram-se dentro dos valores adequados, sendo a maior tensão verificada 1,054 pu, que representa um aumento de 10% em relação ao caso base, e a menor tensão verificada 0,996 pu, 11% maior que no caso base. Esses valores indicam que apesar do aumento natural de tensão decorrente da inserção das unidades, o sistema conseguiu manter as tensões dentro dos limites adequados. Em relação às perdas ativas, obteve-se uma redução de 36% em relação ao caso base, conforme esperado. Os valores de potência reativa consumida/injetadas pelas unidades de microgeração do caso A, na Tabela 8, indicam o quanto seria a participação de cada consumidor com o serviço ancilar a ser remunerado.

O caso B foi simulado no período de carga leve, ainda com as unidades gerando a potência ativa máxima de 75kW. Como resultado, as perdas ativas reduziram quase 90% em relação ao caso base, no entanto, a maior tensão verificada ficou exatamente no limite estipulado como adequado de 1,051, enquanto a menor tensão observada foi 1,00 pu. Como o sistema procura minimizar as perdas, respeitando as restrições, ocorre dos valores obtidos

ficarem nos limites. Os valores de potência reativa consumida/injetada por microgerador da Tabela 10 demonstra que o sistema utiliza o máximo de capacidade das unidades para fornecer potência reativa para a rede.

Já o caso C foi simulado considerando que o sistema tem 10 unidades de capacidade de geração menores, neste caso, 30kW e +-100kvar, o que também pode representar geradores em dias nublados, com menor geração de potência ativa, e limitação de potência reativa pelo inversor. A menor tensão verificada da rede permanece dentro dos valores adequados, enquanto a maior tensão atinge o limite, ainda dentro do adequado. No entanto, as perdas ativas verificadas da rede aumentam em relação aos casos A e B, ainda que 20% menores que o caso base.

Por fim, o caso D foi simulado considerando uma geração similar ao caso C, com a diferença que foi analisado no patamar de carga leve. Todos os geradores injetaram o máximo da potência reativa permitida, conforme Tabela 14, as perdas ativas na rede permaneceram 77% abaixo do caso base, porém uma das barras violou a máxima potência permitida em 0,1 pu, indicando que a potência disponível na rede não foi suficiente para promover a regulação de tensão neste caso.

Em relação aos casos simulados com o **alimentador da RGE Sul**, a Tabela 25 traz um resumo dos valores de tensão, perdas ativas e potências reativa total injetada pelos inversores.

**Tabela 26 Resumo dos resultados encontrados para os casos simulados com o alimentador da RGE Sul.**

Caso	Tensões Verificadas (pu)		Perdas Ativas (kW)	Q <sub>gerado</sub> (kvar)
	Máxima	Mínima		
Base	1,032	0,869	209,86	-
A	1,048	0,910	26,01	-1.160
B	1,108	0,931	22,41	-1.150
C	1,103	0,959	56,21	-587
D	1,089	0,925	39,12	-521

Fonte: Elaborado pela Autora (2017).

Conforme pode-se verificar, o alimentador da RGE Sul já possuía tensões 5% abaixo do limite mínimo estipulado. O caso A simulou a inserção de 15 unidades de microgeração no alimentador, sendo todas elas 75kW e +-140kvar. Como resultado, a menor tensão observada continuou 0,01 pu abaixo do limite esperado, no entanto nenhuma das tensões violou o limite máximo adequado. As perdas ativas na rede reduziram 75% e a injeção de potência reativa necessária foi da ordem de 1,1Mvar.

No caso B, a inserção na rede passou a ser de 20 unidades de microgeração, também 75kW e +-140kvar, resultando em que 10 barras violaram os limites adequados, sendo a maior tensão verificada igual a 1,108 pu, 0,058 pu acima do limite estabelecido. As perdas reduziram 4kW em relação ao caso A, sendo que a potência reativa total injetada pelos inversores foi similar a encontrada no caso A.

No caso C, a simulação foi feita considerando a inserção de 5 unidades, porém na média tensão. Como resultado, houve um incremento nas perdas observadas, neste caso a tensão máxima ficou 0,053 pu acima do limite da faixa adequada.

Por fim, no caso D foi simulada a inserção de 20 unidades de microgeração com menores potências, 35kW e +-50kvar, tendo sido injetado na rede um total de 521kvar e apenas uma barra violou a máxima tensão considerada adequada em 0,039pu, tendo as perdas ativas se mantido 80% abaixo do caso base.

## 6 CONCLUSÃO

A utilização das unidades de microgeração distribuídas instaladas nas redes de distribuição para realizar um controle centralizado de tensão objetiva reduzir a necessidade de investimentos em outros equipamentos de controle por parte da distribuidora, bem como mitigar possíveis problemas decorrentes de tentativas locais de regulação.

Conforme a revisão bibliográfica apontou, foram desenvolvidas diversas abordagens e propostas de modelagem para utilização do controle do fator de potência dos inversores das unidades para contribuir com a manutenção dos níveis de tensão nas redes nos limites estabelecidos como adequados. Aponta-se que a abordagem centralizada traz melhores benefícios para o sistema, obtendo-se valores globais ótimos. Dessa forma, foi apresentada a metodologia proposta que se resume na utilização de uma abordagem de despacho de potência reativa, calculado por meio do fluxo de potência ótimo utilizando algoritmo genético, que define os pontos de operação para os inversores alterarem a potência reativa injetada ou consumida conforme necessidade da rede.

Diversos casos foram simulados utilizando dois sistemas de distribuição: o sistema IEEE 123 nós e um alimentador rural da rede da distribuidora RGE Sul. Para a simulação, os softwares MatLab© e OpenDSS foram utilizados, o primeiro para desenvolvimento do fluxo de potência ótimo e atualização de valores da rede e o segundo para simular o fluxo de potência.

Pode-se verificar pelos resultados que as unidades de microgeração podem ter um papel fundamental na regulação de tensão da rede, inclusive funcionando em conjunto com demais equipamentos tradicionais, possivelmente sempre como última opção, visto que seu uso tende a ser mais caro. Nos casos simulados, o sistema sempre teve a tendência de operar com a capacidade limite de potência reativa das unidades, de forma que é preciso verificar futuramente como seria feita a remuneração ao consumidor da utilização deste serviço por parte dos inversores.

É importante salientar também que, a se considerar a aplicação prática da metodologia proposta no presente trabalho, outros tipos de algoritmos devem ser examinados, já que o algoritmo genético demanda muitas iterações e gera um grande esforço computacional, sendo pouco viável ao se imaginar que a regulação de tensão na prática deve ser feita em tempo real.

No contexto das redes inteligentes e de um sistema de comunicação entre operador e equipamentos instalados em tempo real, os resultados obtidos mostram que a utilização das unidades de microgeração é um mecanismo que pode ser interessante tanto para a distribuidora, por adiar grandes investimentos, quanto para o consumidor, que será remunerado por isso.

## **6.1 TRABALHOS FUTUROS**

Esta subseção apresenta algumas sugestões de trabalhos futuros de forma a complementar a proposta feita neste trabalho:

- Simular dados reais de geração distribuída ao longo do dia, para verificação da utilização de unidades já existentes;
- Realizar estudos de precificação do serviço ancilar de injeção e consumo de potência reativa, provido pelo consumo;
- Desenvolver ferramentas de otimização que possuam menos esforço computacional, para utilização em tempo real;
- Modelar o problema de forma multi-objetiva conforme trabalhos descritos no Capítulo 3.



## REFERÊNCIAS

ABIDO, M. A. Multiobjective Optimal VAR Dispatch Using Strength Pareto Evolutionary Algorithm. In: IEEE CONGRESS ON EVOLUTIONARY COMPUTATION, Vancouver, 2006. **Proceedings...** New York: IEEE, 2006. p. 16-21.

ABIDO, M. A.; BAKHASHWAIN, J. M. Optimal VAR dispatch using a multi objective evolutionary algorithm. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, [S. l.], v. 27, n. 1, p. 13-20, Jan. 2005.

ACKERMANN, T.; ANDERSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. **Electric Power Systems Research**, [S. l.], v. 57, n. 3, p. 195-204, Apr. 2001.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST. Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição**. 7. ed. rev. Brasília, DF, 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/modulo-4>>. Acesso em: 10 jan. de 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST. Módulo 4 - Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição**. 1. ed. rev. Brasília, DF, 2010. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/modulo-4>>. Acesso em: 10 out. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST. Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica**. 9. ed. rev. Brasília, DF, 2017. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/modulo-8>>. Acesso em: 10 jan. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Registro de Micro e Minigeradores Distribuídos**. Brasília, DF, 2017. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/scg/rcgMicro.as>>. Acesso em: 10 jan. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 367**. Manual de controle patrimonial do setor elétrico. 2009. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2009367.pdf>>. Acesso em: 26 fev. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 482**: Acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 15 set. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 517**: Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e o Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012517.pdf>>. Acesso em: 15 set. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 0057/2014: SRD - Aprimoramento da metodologia de cálculo de perdas na distribuição regulamentada no Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição do PRODIST**. 2014. Disponível em:

<[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/026/documento/nota\\_tecnica\\_0057\\_srd.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/026/documento/nota_tecnica_0057_srd.pdf)>. Acesso em: 15 set. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa n° 687**: Altera a Resolução Normativa n° 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 15 set. 2016.

ALBUQUERQUE, F. L. *et al.* Photovoltaic solar system connected to the electric power grid operating as active power generator and reactive power compensator. **Solar Energy**, [S. l.], v. 84, n. 7, p. 1310-1317, July 2010.

ALNASER, S. W.; OCHOA, L. F. Distribution network management system: An AC OPF approach. In: IEEE POWER & ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING. Vancouver, 2013. **Proceedings...** New York: IEEE, 2013. p. 1-5.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 11704**: Sistemas fotovoltaicos - Classificação. Rio de Janeiro, 2008.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR IEC 62116**: Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistema fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Rio de Janeiro, 2012.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 16150**: Sistemas fotovoltaicos (FV) — Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição — Procedimento de ensaio de conformidade. Rio de Janeiro, 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 16149**: Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Rio de Janeiro, 2014.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 16274**: Sistemas fotovoltaicos conectados à rede — Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho. Rio de Janeiro, 2014.

BARBOSA FILHO, W. P.; AZEVEDO, SOARES DE, A. C. Geração Distribuída: Vantagens e Desvantagens. In: SIMPÓSIO DE ESTUDOS E PESQUISAS EM CIÊNCIAS AMBIENTAIS NA AMAZÔNIA, 2. 2013, Belem. **Anais...** [S. l: s. n.], 2013. p. 1-11.

BARKER, P. P.; MELLO, R. W. D. Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 - Radial Distribution Systems. In: POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING. 2000, Seattle. **Proceedings...**[S. l: s. n.] 2000. p. 1645-1656.

BOLLEN, M. H. J.; SANNINO, A. Voltage Control With Inverter-Based Distributed Generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 20, n. 1, p. 519-520, Jan. 2005.

BRASIL. **Lei n. 10.848, 15 de março de 2004.** Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, 2004. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm)>. Acesso em: 10 jan. 2017.

BRASIL. **Decreto Nº 5.163 de 30 de julho de 2004.** Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências., 2004. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM)>. Acesso em: 10 jan. 2017.

BURKE, J. J. **Power Distribution Engineering: fundamentals and applications.** 1st. ed. New York: CRC Press, 1994, 374 p.

CASTRO, N. D. *et al.* **Perspectivas e Desafios da Difusão da Micro e da Mini Geração Solar Fotovoltaica no Brasil.** Rio de Janeiro: Publit, 2016. 46 f. Texto para discussão no setor elétrico.

COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Acesso de Microgeração e Minigeração com Fontes Renováveis e Cogeração Qualificada ao Sistema de Distribuição - IT-81.081.** Porto Alegre, 2014. Disponível em: <<http://www.ceee.com.br/pportal/ceee/Component/Controller.aspx?CC=13421>>. Acesso em: 10 jan. 2017.

CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA. **Requisitos para Conexão de Micro e Mini Geradores de Energia ao Sistema Elétrico da CELESC Distribuição - I-432.0004.** Florianópolis, 2017. Disponível em: <<http://www.celesc.com.br/portal/index.php/normas-tecnicas/conexao-de-centrais-geradoras>>. Acesso em: 10 jan. 2017.

DALL'ANESE, E.; DHOPE, S. V.; GIANNAKIS, G. B. Optimal Dispatch of Photovoltaic Inverters in Residential Distribution Systems. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, New York, v. 5, n. 2, p. 487-497, Apr. 2014.

DIAS, M. V.; BOROTONI, E. D.; HADDAD, J. Geração distribuída no Brasil: oportunidades e barreiras. **Revista Brasileira de Energia**, Itajubá, v. 11, n. 2, p. 1-11, abr. 2002.

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

DUGAN, R. C.; MCGRANAGHAN, M. F.; BEATY, H. W. **Electrical Power Systems Quality.** 2nd. ed. New York: McGraw-Hill, 2002. 448p.

EMPRESA BRASILEIRA DE ENERGÉTICA. **Nota Técnica DEA 19/14 - Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil - Condicionantes e Impactos.** Rio de Janeiro, 2014. 64p. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/Forms/AllItems.aspx>>. Acesso em: 10 mar. 2017.

EMPRESA BRASILEIRA DE ENERGÉTICA. **Nota Técnica DEA 13/14 – Estudos da Demanda de Energia – Demanda de Energia 2050.** Rio de Janeiro, 2014. 245p. Disponível

em: <<http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/DEA%2013-14%20Demanda%20de%20Energia%202050.pdf>>. Acesso em: 10 mar. 2017.

ESMIN, A. A.; LAMBERT-TORRES, G.; SOUZA, A. C. A hybrid particle swarm optimization applied to loss power minimization. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 20, n. 2, p. 859-866, May 2005.

FALCÃO, M. C. *et al.* Impacto da Geração Fotovoltaica Distribuída nos Parâmetros da Qualidade da Energia Elétrica. In: CONFERÊNCIA BRASILEIRA SOBRE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA, 2015, Campina Grande. **Anais...** [S. l.; s. n.]. 2015.

FELBER, L. A. **Regulador de Tensão em Subestações de Distribuição de Energia Elétrica**. 2010. 141 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2010.

GILL, H. A.; JOOS, G. Models for quantifying the economic benefits of distributed generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 23, n. 2, p. 327-335, May 2008.

HARRISON, G. P.; WALLACE, A. R. OPF evaluation of distribution network capacity for the connection of distributed generation. **IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, New York, v. 152, n. 1, p. 115-122, May 2005.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Std 1547-2003**: IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. New York, 2003. p. 1-28.

INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION. **Smart Distribution Systems for a Low Carbon Energy Future Workshop**. Frankfurt, Germany, 2011. Disponível em: <[http://grouper.ieee.org/groups/td/dist/da/doc/2011%20CIRED%20Pan-el%20Tutorial%20binder\\_AH.pdf](http://grouper.ieee.org/groups/td/dist/da/doc/2011%20CIRED%20Pan-el%20Tutorial%20binder_AH.pdf)> Acesso em: 6 jun. 2017.

KEKATOS, V. *et al.* Stochastic Reactive Power Management in Microgrids With Renewables. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 30, n. 6, p. 3386-3395, Nov. 2015.

KERSTING, W. H. Radial Distribution Test Feeders. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 6, n. 3, p. 975-985, Aug. 1991.

KIPRAKIS, A. E.; WALLACE, A. R. Maximising energy capture from distributed generators in weak networks. **IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, New York, v. 151, n. 5, p. 611-618, Sept. 2004.

LAI, L. L.; MA, J. T. Application of evolutionary programming to reactive power planning - comparison with nonlinear programming approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 12, n. 1, p. 198-206, Feb. 1997.

LI, F. *et al.* **A preliminary analysis of the economics of using distributed energy as a source of reactive power supply**. Oak Ridge: Oak Ridge National Laboratory (ORNL), 2006. 74 f. (ORNL/TM-2006/014).

- MACÊDO, W. N. **Análise do dimensionamento do inversor aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2006. 201 f. Tese (Doutorado - Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo) - EP / FEA / IEE / IF, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.
- MARQUES, F. A. S.; MORAN, J. A.; ABREU, L. Impactos da expansão da geração distribuída nos sistemas de distribuição de energia elétrica. In: ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL 2004, Campinas. **Anais...** Campinas: NIPE, 2004. p. 1-8.
- MARTINS, V. A. **Análise do potencial de políticas públicas na viabilidade da geração distribuída no Brasil**. 2015. 110 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) - Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.
- MASHHOUR, E.; MOGHADDAS-TAFRESHI, S. M. Bidding strategy of virtual power plant for participating in energy and spinning reserve markets—Part I: Problem formulation. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 26, p. 949-956, May 2011.
- MASTERS, C. L. Voltage rise: the big issue when connecting embedded generation to long 11kV overhead lines. **Power Engineering Journal**, [S. l.], v. 16, n. 1, p. 5-12, Feb. 2002.
- MATHWORKS. **MatLab**. Disponível em: <<https://www.mathworks.com/>>. Acesso em: 10 jan. 2017.
- MUTTAQI, K. M. *et al.* A coordinated voltage control approach for coordination of OLTC, voltage regulator and DG to regulate voltage in a distribution feeder. **IEEE Transactions on Industrial Applications**, New York, v. 51, n. 2, p. 1239-1248, Mar./Apr. 2015.
- OLIVEIRA, B. V.; UTURBEY, W. Incentivos para a conexão de geradores distribuídos em redes de média e baixa tensão. In: LATIN-AMERICAN CONGRESS ON ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION, 8., 2009, Ubatuba. **Anais...** [S. l.: s. n.], 2009. p. 1-9.
- PAUDYAL, S.; CANIZARES, C. A.; BHATTACHAYA, K. Three-phase Distribution OPF in Smart Grids: Optimality versus Computational Burden. In: IEEE PES INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION ON INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES, 2., 2011, Manchester. **Proceedings...** New York: IEEE, 2011. p. 1-7.
- RADOSAVLJEVIĆ, J. *et al.* Optimal Power Flow for Distribution Networks with Distributed Generation. **Serbian Journal of Electrical Engineering**, Cacak, v. 12, n. 2, p. 145-170, June 2015.
- RIZY, D. T. *et al.* Volt/Var Control Using Inverter-based distributed energy resources. In: IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 2011, San Diego. **Proceedings...** New York: IEEE, 2011. p. 1-8.
- ROYTELMAN, I.; WEE, B. K.; LUGTU, R. L. Volt/Var control algorithm for modern distribution management system. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 10, n. 3, p. 1454-1460, Aug. 1995.

SAAED, R.; MARINELLI, M.; SILVESTRO, F. Evaluation of Requirements for Volt/Var Control and Optimization Function in Distribution Management Systems. In: IEEE INTERNATIONAL ENERGY CONFERENCE AND EXHIBITION. 2012, Florence. **Proceedings...** New York: IEEE, 2012. p. 331-336.

SARABIA, A. **Impact of distributed generation on distribution system**. 2011. 106 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia) - Faculty of Engineering, Science and Medicine, Aalborg University, Aalborg, 2011.

SHAFIU, A. *et al.* Active management and protection of distribution networks with distributed generation. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 2004, Denver. **Proceedings...** New York: IEEE, 2004. p. 1098-1103.

SHAYANI, R. A. **Método para determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição**. 2010. 161 f. Tese (Doutorado em Engenharia) - Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2010.

TURITSYN, K. *et al.* Options for Control of Reactive Power by Distributed Photovoltaic Generators. **Proceedings of the IEEE**, New York, v. 99, n. 6, p. 1063-1073, June 2011.

TZUNG-LIN, L.; SHANG-HUNG, H.; YU-HUNG, C. Design of D-STATCOM for voltage regulation in Microgrids. In: IEEE ENERGY CONVERSION CONGRESS AND EXPOSITION, 2010, Atlanta. **Proceedings...** New York: IEEE, 2010.

ULUSKI, B. Proof of Concept Process for Volt/VAR Control and Optimization. EUCI SEMINAR, 2011, Chicago, IL. **Proceedings...** [S. l.; s. n.], 2011. p. 1-5.

ULUSKI, R. W. VVC in the smart grid era. In: IEEE PES GENERAL MEETING. 2010, Minneapolis. **Proceedings...** New York: IEEE, 2010. p. 1-7.

VOVOS, P. N. *et al.* Optimal power flow as a tool for fault level constrained network capacity analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 20, n. 2, p. 734-741, May 2005.

VOVOS, P. N. *et al.* Centralized and distributed voltage control: impact on distributed generation penetration. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 22, n. 1, p. 476-483, Feb. 2007.

VOVOS, P. N.; BIALEK, J. W. Direct incorporation of fault level constraints in optimal power flow as a tool for network capacity analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 20, n. 4, p. 2125-2134, Nov. 2005.

WONG, K. P.; LI, A.; LAW, T. M. Y. Advanced constrained genetic algorithm load flow method. **IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, New York, v. 146, n. 6, p. 609-618, 1999.

XIE, J. *et al.* Coordinated Voltage Control of Active Distribution Network. In: ASIA CONFERENCE ON POWER AND ELECTRICAL ENGINEERING, 2016, Hong Kong. **Proceedings...** [S. l.; s. n.], 2016. p. 1-6.

ZHU, J. **Optimization of Power System Operation**. 2nd. ed. New Jersey: Wiley-IEEE Press, 2015. 664p.

ZHU, J. Z.; CHANG, C. S.; XU, G. Y. Reactive power optimization using an analytic hierarchical process and a nonlinear optimization neural network approach. **IEEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, New York, v. 145, n. 1, p. 89-97, 1998.

## APÊNDICE A: INTERFACE ENTRE MATLAB® E OPENDSS

### ALGORITMO DE INTERFACE ENTRE MATLAB® E OPENDSS

Algoritmo de interface entre o MatLab® e o OpenDSS.

```
%Este arquivo só precisa ser chamado uma vez na execução do programa
function [Start,Obj,Text] = DSSStartup(mydir)
    Obj = actxserver('OpenDSSEngine.DSS');
    Start = Obj.Start(0);
    Text = Obj.Text;
end
```

Inicialização do OpenDSS dentro do ambiente MatLab®.

```
%-----
%                               Inicializando o OpenDSS
[DSSStartOK, DSSObj, DSSText] = DSSStartup(mydir);
if ~DSSStartOK
    disp('Unable to start the OpenDSS Engine')
    return
end
DSSText = DSSObj.Text;
DSSText.Command = 'clear';
DSSText.Command = ...
    sprintf('Compile (%s%sMasterDul97AL045_M1.dss)',mydir,'\');
DSSCircuit = DSSObj.ActiveCircuit;
DSSSolution = DSSCircuit.Solution;
ControlQueue = DSSCircuit.CtrlQueue;
DSSObj.AllowForms = 0;
%-----
%                               Código de Start
DSSText.Command = 'Set ControlMode = static';
DSSText.Command = 'Reset';
DSSText.Command = 'Set Mode = snapshot';
DSSTransformers=DSSCircuit.Transformers;
DSSObj.ActiveCircuit.Solution.Solve
```

### PRINCIPAIS COMANDOS NA INTERFACE ENTRE MATLAB® E OPENDSS

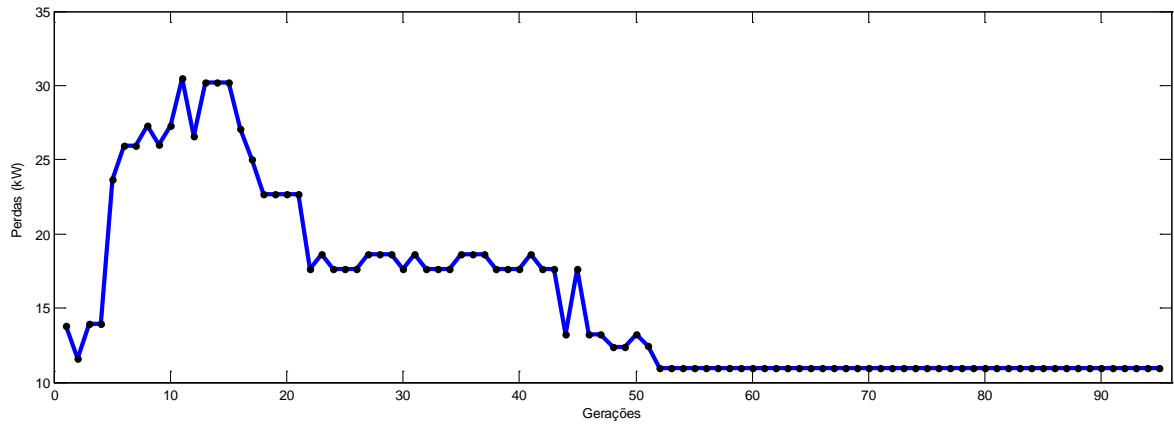
```
%----ADICIONANDO NOVOS VALORES VPU PARA OS GERADORES
DSSText.command=['Edit Generator.G1 Vpu=' num2str(x(1))];
%Resolve novamente o circuito após alguma alteração
DSSObj.ActiveCircuit.Solution.Solve
%Retorna os valores dos elementos após a solução do fluxo de potência
DSSText.Command = strcat('? Generator.',GeneratorNameStr, '.Vpu');
Vgenerators(h)=str2double(DSSText.Result); %tensoes em pu GDs
```



## APÊNDICE B: SOLUÇÕES POR GERAÇÃO DO ALGORITMO GENÉTICO

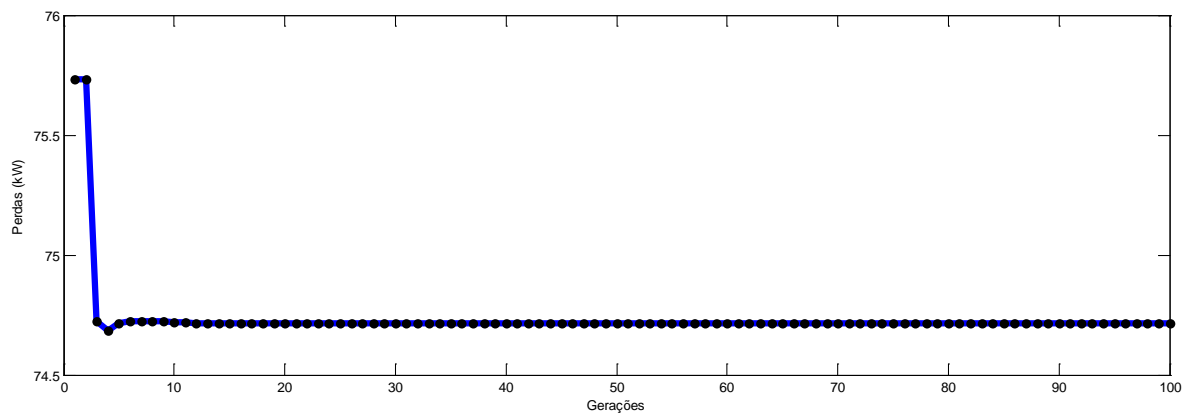
As figuras a seguir ilustram o resultado por geração do algoritmo genético.

**Figura B.1** Minimização de perdas no AG estudo de caso B da rede do IEEE 123 nós.



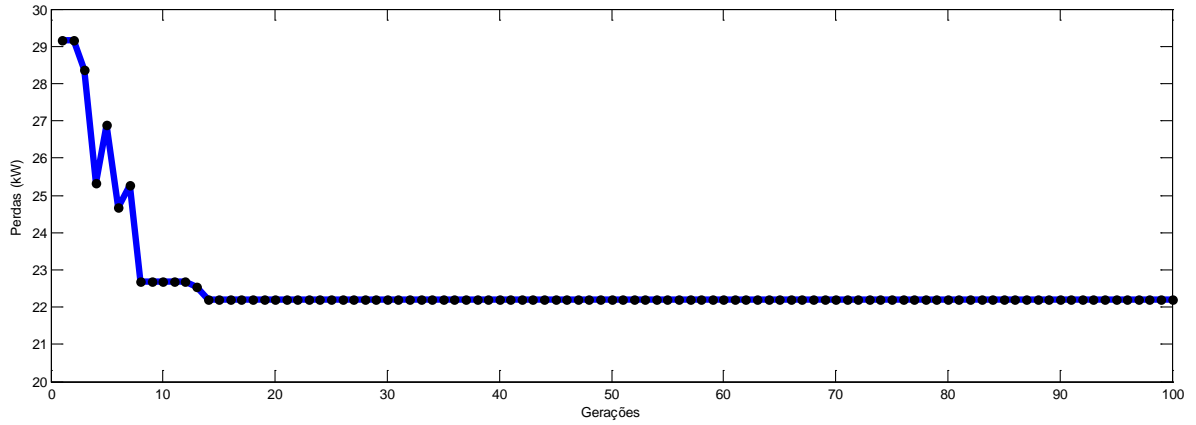
Fonte: Elaborado pela autora (2017).

**Figura B.232** Minimização de perdas no AG estudo de caso C da rede do IEEE 123 nós.



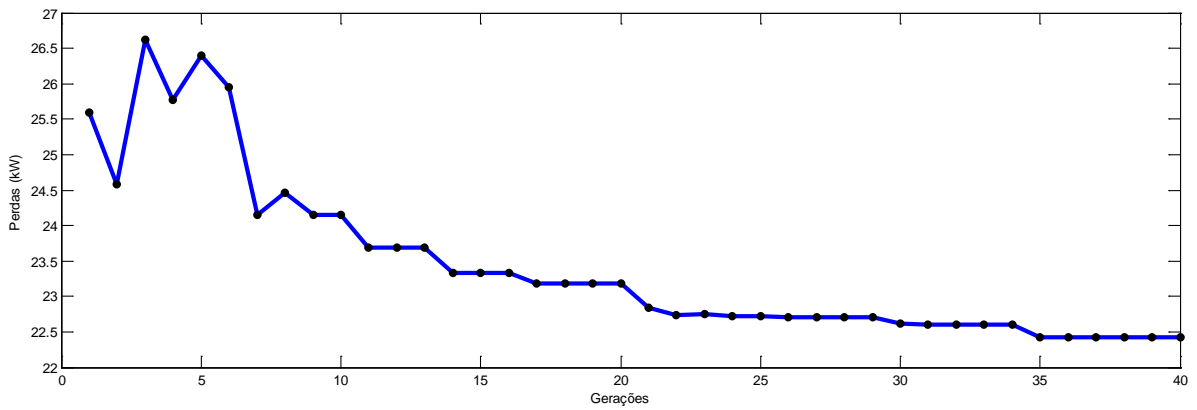
Fonte: Elaborado pela autora (2017).

**Figura B.3 Minimização de perdas no AG estudo de caso D da rede do IEEE 123 nós.**



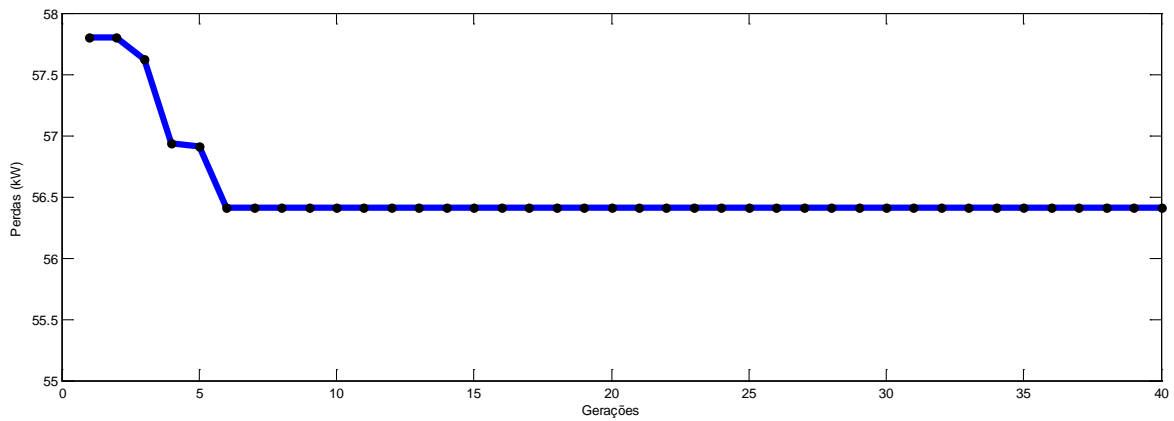
Fonte: Elaborado pela autora (2017).

**Figura B.433 Minimização de perdas no AG estudo de caso B da rede da RGE Sul.**

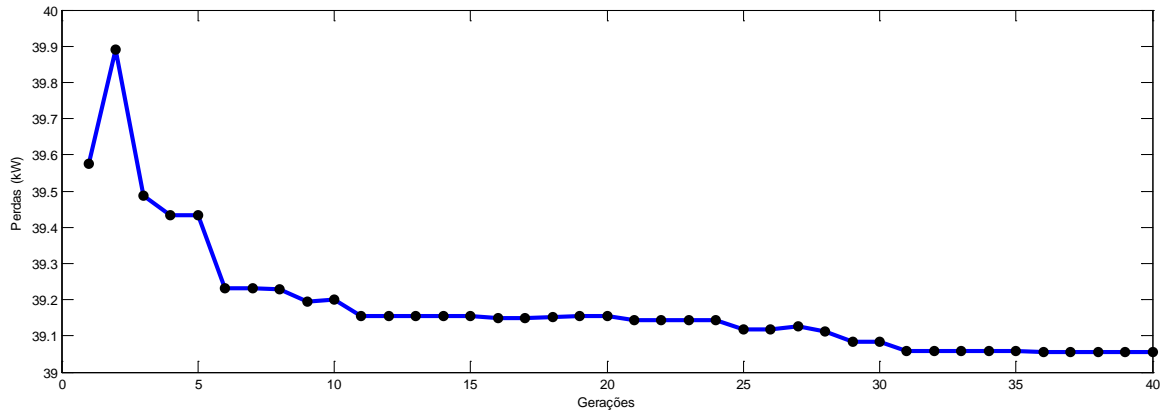


Fonte: Elaborado pela autora (2017).

**Figura B.5 Minimização de perdas no AG estudo de caso C da rede da RGE Sul.**



Fonte: Elaborado pela autora (2017).

**Figura B.634** Minimização de perdas no AG estudo de caso D da rede da RGE Sul.

Fonte: Elaborado pela autora (2017).

## ANEXO A: DESENVOLVIMENTO DAS EQUAÇÕES DO CAPÍTULO 3

Na seção 2.1, dada a equação (3.5) e condições de contorno (3.6) e (3.7), a potência ativa e reativa consumidas ao longo do alimentador são escritas como:

$$p(s) = -p \quad (\text{A.1})$$

$$q(s) = \alpha (U(s) - U_0) \quad (\text{A.2})$$

Substituindo na equação diferencial (3.5), tem-se:

$$\frac{d^2U}{ds^2} - \alpha x U(s) = -rp - \alpha x U_0 \quad (\text{A.3})$$

A equação (A.3) é uma equação diferencial linear que tem como solução particular:

$$U(s) = U_0 + \frac{rp}{\alpha x} \quad (\text{A.4})$$

E a solução homogênea é a equação:

$$U(s) = A_1 e^{s\sqrt{\alpha x}} + A_2 e^{-s\sqrt{\alpha x}} \quad (\text{A.5})$$

onde  $A_1$  e  $A_2$  são as constantes de integração obtidas das condições de contorno (3.6) e (3.7):

$$A_1 = A_2 = -\frac{rp}{2\alpha \cosh(L\sqrt{\alpha x})} \quad (\text{A.6})$$

Ao combinar as equações (A.4), (A.5) e (A.6), obtem-se a seguinte expressão para o perfil da tensão ao longo do alimentador:

$$U(s) = U_0 + \frac{rp}{\alpha x} \left\{ 1 - \frac{\cosh(s\sqrt{\alpha x})}{\cosh(L\sqrt{\alpha x})} \right\} \quad (\text{A.7})$$

Na seção 2.2, a equação (3.13) representa a queda de tensão entre dois pontos de uma linha, que tem seu desenvolvimento dado por meio das seguintes equações, onde  $V_1$  tem ângulo de fase  $\partial$ ,  $V_1 \angle \partial$ , e  $V_2$  tem ângulo de fase  $0^\circ$ ,  $V_2 \angle 0^\circ = V_2^*$ , e  $S_2$  é a potência aparente na barra 2:

$$V_1 - V_2 = \Delta V = I \cdot (R + jX) \quad (\text{A.8})$$

$$S_2 = V_2 I^* \Rightarrow I = \frac{P - jQ}{V_2} \quad (\text{A.9})$$

Substituindo a equação (A.9) em (A.8):

$$\Delta V = \frac{R.P+XQ+j[X.P-R.Q]}{V_2} = V_1 \cos \vartheta - V_2 \quad (\text{A.10})$$

$$V_1 \sin \vartheta = \frac{X.P-R.Q}{V_2} \quad (\text{A.11})$$

Para redes pouco carregadas, pode-se considerar  $\vartheta \approx 0^\circ$ :

$$V_1 - V_2 = \Delta V = \frac{R.P+XQ}{V_2} \quad (\text{A.12})$$

Por fim, considerando que a barra 2 tem tensão igual a 1 pu, a equação é dada por:

$$V_1 - V_2 = \Delta V = R.P + XQ \quad (\text{A.13})$$

Ainda na seção 2.2, a equação (3.15) é uma aproximação da transição discreta entre fator de potência e modos de controle de tensão, onde as funções A, B, C e K são dadas por:

$$A = \theta_{min} + K \frac{\tan^{-1}[S_1+S_2]}{(V_{max}-V_{threshold}) \cdot \mu_{threshold}^{min} \cdot \mu_{max}^{min}} \quad (\text{A.14})$$

$$B = \frac{\tan\left[\frac{\theta_{threshold}-A}{K}\right] - \tan\left[\frac{\theta_{max}-A}{K}\right]}{(V_{threshold}-V_{max})} \quad (\text{A.15})$$

$$C = \tan\left[\frac{(\theta_{max}-A)}{K}\right] - B \cdot V_{max} \quad (\text{A.16})$$

$$K = \frac{(\theta_{PFC}-\theta_{min})}{\pi} K_{steep} \quad (\text{A.17})$$

$$S_1 = (V_{max} - V_{min}) \cdot \mu_{threshold}^{min} \cdot v_{max}^{min} \quad (\text{A.18})$$

$$S_2 = (V_{min} - V_{threshold}) \cdot \mu_{max}^{min} \cdot v_{threshold}^{min} \quad (\text{A.19})$$

$$\mu_y^x = \sin\left[\frac{(\theta_x-\theta_y)}{K}\right], v_y^x = \cos\left[\frac{(\theta_x-\theta_y)}{K}\right] \quad (\text{A.20})$$

onde  $\theta_{threshold}$  é a interseção da curva com a tensão limite  $V_{threshold}$  e  $K_{steep}$  é um número real maior do que 1, que define a inclinação de  $\tan^{-1}\theta$ . Quanto maior o valor, mais suave a transição do  $\theta_{PFC}$  para  $\theta_{min}$ .

Na seção 3.7, as matrizes  $Y_2$ ,  $Y_3$  e  $Y_5$  são compostas das admitâncias do sistema e dadas por:

$$Y_2 = \begin{bmatrix} y_{1,3} & \cdots & y_{1,n} \\ y_{2,3} & \cdots & y_{2,n} \end{bmatrix}, Y_3 = \begin{bmatrix} y_{3,3} & y_{3,4} & \cdots & y_{3,n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ y_{n,3} & y_{n,4} & \cdots & y_{n,n} \end{bmatrix}, Y_5 = \begin{bmatrix} y_{3,n+1} \\ \vdots \\ y_{n,n+1} \end{bmatrix} \tag{A.21}$$

## ANEXO B: DADOS DO ALIMENTADOR DA RGE SUL

O alimentador da RGE Sul utilizado no Capítulo 5 possui 1.583 clientes conectados, 16.782 nós e tem sua carga modelada 50% como PQ e 50% como impedância constante. A potência ativa total consumida pela carga em média tensão é dada pela Tabela 27 e em baixa tensão pela Tabela 28. Todas estão modeladas com fator de potência igual a 0,92 e as trifásicas têm conexão com a rede tipo estrela (ou Y). Para patamar de carga leve, considerar 50% dos valores apresentados.

**Tabela 27 Dados das cargas conectadas na média tensão do sistema da RGE Sul.**

Tensão de Conexão (kV)	Tipo de Conexão	Potência Ativa (kW)
23,1	Trifásica	393,92
13,34	Monofásica	0,31

Fonte: Elaborado pela Autora (2017).

**Tabela 28 Dados das cargas conectadas em baixa tensão do sistema da RGE Sul.**

Tensão de Conexão (V)	Tipo de Conexão	Potência Ativa (kW)
380	Trifásica	510,64
220	Monofásica	110,27

Fonte: Elaborado pela Autora (2017).

Por fim, os comprimentos da rede de média tensão e baixa tensão estão dados nas Tabelas 29 e 30.

**Tabela 29 Comprimentos por tipo de conexão da rede de média tensão do sistema da RGE Sul.**

Tipo de Conexão	Comprimento (km)
Monofásica	666,54
Bifásica	63,14
Trifásica	458,97

Fonte: Elaborado pela Autora (2017).

**Tabela 30 Comprimentos por tipo de conexão da rede de baixa tensão do sistema da RGE Sul.**

Tipo de Conexão	Comprimento (km)
Monofásica	160,23
Bifásica	0,72
Trifásica	14,70

Fonte: Elaborado pela Autora (2017).