UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
"JÚLIO DE MESQUITA FILHO"
FACULDADE DE ENGENHARIA
CÂMPUS DE ILHA SOLTEIRA

OZY DANIEL MELGAR DOMINGUEZ

MODELO MATEMÁTICO PARA O CONTROLE ÓTIMO DE VOLT/VAR EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA TRIFÁSICOS

Ilha Solteira
2015

OZY DANIEL MELGAR DOMINGUEZ

MODELO MATEMÁTICO PARA O CONTROLE ÓTIMO DE VOLT/VAR EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA TRIFÁSICOS

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica do Câmpus de Ilha Solteira - UNESP como parte dos requisitos exigidos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.
Especialidade: Automação.

Profa. Dra. Marina Lavorato de Oliveira
Orientadora

Ilha Solteira
2015

FICHA CATALOGRÁFICA
Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

M521m

Melgar Dominguez, Ozy Daniel .
Modelo matemático para o controle ótimo de Volt/VAr em sistemas de distribuição de energia elétrica trifásicos. / Ozy Daniel Melgar Dominguez. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2015
103 f. : il.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação , 2015

Orientador: Marina Lavorato de Oliveira
Inclui bibliografia

1. Controle Volt/Var. 2. Estados de operação. 3. Sistemas de distribuição de energia elétrica trifásicos. 4. Programação cônica de segunda ordem inteira mista.

unesp UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA
FACULDADE DE ENGENHARIA DE ILHA SOLTEIRA

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO: Modelo Matemático para o Controle Ótimo de Volt/VAr em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Trifásicos

AUTOR: OZY DANIEL MELGAR DOMINGUEZ

ORIENTADORA: Profa. Dra. MARINA LAVORATO DE OLIVEIRA

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica , Área: AUTOMAÇÃO, pela Comissão Examinadora:

Marina Lavorato de Oliveira
Profa. Dra. MARINA LAVORATO DE OLIVEIRA
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Fábio Bertequini Leão
Prof. Dr. FÁBIO BERTEQUINI LEÃO
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Fernanda C. Trindade
Profa. Dra. FERNANDA CASEÑO LIMA TRINDADE
Departamento de Sistemas de Energia Elétrica / Universidade Estadual de Campinas

Data da realização: 25 de fevereiro de 2015.

A Deus. A minha mãe, à minha família, aos meus irmãos, por todo amor, apoio, confiança e incentivo. Em especial à memória de Gloria, Ena e Manuel.

AGRADECIMENTOS

Meus agradecimentos a todos os familiares, amigos, professores e funcionários da FEIS-UNESP, que direta ou indiretamente contribuíram para a realização deste trabalho. Em especial, dedico meus agradecimentos:

- A Deus, por ter me dado força e saúde para chegar até aqui;
- Aos meus pais Celia Patricia e Osiris, aos meus irmãos Alice e Alvaro, e à minha família Reyes em Honduras, pelo incentivo e estimulo;
- Ao Profa. Dra. Marina Lavorato, por todo ensinamento, incentivo, confiança e orientação durante o desenvolvimento deste trabalho;
- Um agradecimento especial ao Prof. Dr. Marcos Julio Rider, ao Dr. Jhon Fredy Franco pelo acompanhamento, sugestões e incentivo no desenvolvimento deste trabalho;
- Aos meus amigos e colegas do laboratório que de forma direta ou indiretamente me ajudaram, em especial à minha família em ilha solteira: Luis, Julia, Carlos, Don santiago, Doña Mabel, Nataly, Juan Perez e Natalia;
- À Organização dos Estados Americanos (OEA) e ao grupo COIMBRA pela oportunidade.

“No meio da dificuldade,

encontra-se a oportunidade.”

Albert Einstein

RESUMO

Este trabalho apresenta um modelo de programação cônica de segunda ordem inteira mista como uma nova abordagem, para o problema do controle ótimo de Volt/VAr em sistemas de distribuição de energia elétrica trifásicos. O principal objetivo é minimizar as perdas operacionais do sistema mediante o ajuste adequado do número de ações realizadas pelos comutadores de tap dos transformadores sobre carga, bancos chaveados de capacitores, reguladores de tensão, a geração de potência ativa e reativa pelos geradores distribuídos e a operação das chaves seccionadoras controladas remotamente. Para encontrar o conjunto ótimo de variáveis de cada dispositivo de controle, o modelo proposto considera dois estados de operação, o estado normal (estado com os geradores fornecendo energia no sistema) e o estado de contingência. O estado de contingência considera a desconexão dos geradores causada por um distúrbio no sistema, o que obriga às empresas distribuidoras requerer a desconexão destas fontes de energia. O problema proposto é um problema muito complexo de programação não linear inteira mista, portanto é reformulado como outro problema, problema em que algumas expressões são linearizadas e outras relaxadas, o que resulta em um modelo matemático de programação cônica de segunda ordem inteiro misto. A solução ótima obtida pelo modelo proposto é encontrada utilizando *solvers* comerciais para programação linear inteira mista. Os resultados obtidos mostram eficiência e robustez da formulação matemática.

Palavras-chave: Controle Volt/VAr. Estados de operação. Sistema de distribuição de energia elétrica trifásicos. Programação cônica de segunda ordem inteira mista.

ABSTRACT

This work presents a mixed-integer second-order conic programming model as a new approach to the optimal control of the Volt / VAr problem in three-phase electric distribution systems. The main goal is to minimize the active energy losses by the best suited adjustment of the number of switching by the on-load transformer tap changers, switchable capacitor banks, voltage regulators, the generation of the active and reactive power by distributed generators and the operation of remotely controlled switches. In order to calculate the optimal set of variables of each control device, the model considers two operating states, the normal state (state with the generators providing energy in the system) and the contingency state. The contingency state considers the disconnection of the generators caused by a disturbance in the system, which requires the disconnection of these sources of energy. The proposed problem is a very complex mixed integer nonlinear programming problem, so it is reformulated as another problem, problem in which some expressions are linearized and other relaxed, resulting in a mathematical model of mixed-integer second-order conic programming. The optimal solution by the proposed model was found using commercial mixed integer linear programming solvers. The results show the efficiency and robustness of the mathematical formulation.

Keywords: Mixed-integer second-order conic programming. Operating states. Three-phase electric distribution systems. Volt/VAr control.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Esquema típico de um SDEE em anel. 20

Figura 2 Esquema típico de um SDEE em malha. 21

Figura 3 Esquema típico de um SDEE radial. 21

Figura 4 Esquema típico de um perfil de tensão. 23

Figura 5 Sistema de distribuição de energia elétrica com a formação de uma ilha. . . 29

Figura 6 Esquema de um banco de capacitor chaveado. 34

Figura 7 Esquema de um regulador de tensão. 35

Figura 8 Curva de capacidade de um gerador síncrono. 36

Figura 9 Esquema da representação de uma chave seccionadora. 36

Figura 10 Sistema teste de 14 barras 45

Figura 11 Perfil de tensões trifásicas para o sistema de 14 barras com a operação do GD (caso 1). 47

Figura 12 Perfil de tensões trifásicas para o sistema de 14 barras sem a operação do GD (caso 1). 47

Figura 13 Perfil de tensões trifásicas para o sistema de 14 barras com a operação do GD (caso 2). 48

Figura 14 Perfil de tensões trifásicas para o sistema de 14 barras sem a operação do GD (caso 2). 49

Figura 15 Perfil de tensões trifásicas para o sistema de 14 barras com a operação do GD (caso 2). 49

Figura 16 Perfil de tensões trifásicas para o sistema de 14 barras considerando a desconexão do GD (caso 2). 50

Figura 17 Comparação das magnitudes das tensões mínimas na fase A para o sistema de 14 barras (caso 3). 51

Figura 18 Comparação das magnitudes das tensões mínimas na fase B para o sistema de 14 barras (caso 3). 51

Figura 19 Comparação das magnitudes das tensões mínimas na fase C para o sistema de 14 barras (caso 3). 52

Figura 20 Injeções de potência ativa e reativa pelo GD para o sistema de 14 barras. . . 52

Figura 21 Sistema de distribuição de 42 barras 53

Figura 22 Perfil de tensões trifásicas para o sistema de 42 barras operação normal (Teste 1). 55

Figura 23 Perfil de tensões trifásicas para o sistema de 42 barras operação em contingência (Teste 2). 56

Figura 24 Perfil de tensões trifásicas para o sistema de 42 barras considerando operação normal (Teste 3). 57

Figura 25 Perfil de tensões trifásicas para o sistema de 42 barras considerando operação contingência (Teste 3). 59

Figura 26 Comparação da magnitude das tensões mínimas na fase A para o sistema de 42 barras (caso 2). 61

Figura 27 Comparação da magnitude das tensões mínimas na fase B para o sistema de 42 barras (caso 2). 61

Figura 28 Comparação da magnitude das tensões mínimas na fase C para o sistema de 42 barras (caso 2). 62

Figura 29 Injeções de potência ativa pelos GDs para o sistema de 42 barras. 62

Figura 30 Injeções de potência reativa pelos GDs para o sistema de 42 barras. 63

Figura 31 Sistema de 136 barras 64

Figura 32 Comparação da magnitude das tensões mínimas na fase A para o sistema de 136 barras. 66

Figura 33 Comparação da magnitude das tensões mínimas na fase B para o sistema de 136 barras. 66

Figura 34 Comparação da magnitude das tensões mínimas na fase C para o sistema de 136 barras. 67

Figura 35 Injeções de potência ativa pelos GDs para o sistema de 136 barras. 67

Figura 36 Injeções de potência reativa pelos GDs para o sistema de 136 barras. 68

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 Pontos de entrega ou conexão em tensão nominal igual ou superior a 1 kV e inferior a 69 kV. 25

Tabela 2 Operação dos dispositivos de controle obtida para o sistema de 14 barras (Caso 3) 50

Tabela 3 Operação dos bancos de capacitores (Teste 1) 55

Tabela 4 Estado das chaves seccionadoras controladas remotamente (Teste 1) . 55

Tabela 5 Operação dos reguladores de tensão e OLTCs (Teste 1) 55

Tabela 6 Injeções de potência ativa e reativa pelos GDs (Teste 1) 56

Tabela 7 Operação dos bancos de capacitores operação para os dois estados (Teste 3) 57

Tabela 8 Estado das chaves seccionadoras controladas remotamente operação para os dois estados (Teste 3) 57

Tabela 9 Operação dos reguladores de tensão e OLTCs operação para os dois estados (Teste 3) 58

Tabela 10 Injeções de potência ativa e reativa pelos GDs (Teste 3) 58

Tabela 11 Operação dos bancos de capacitores obtida para o sistema de 42 barras (Caso 2) 59

Tabela 12 Operação das chaves seccionadoras controladas remotamente obtida para o sistema de 42 barras (Caso 2) 60

Tabela 13 Operação dos reguladores de tensão e OLTCs obtida para o sistema de 42 barras (Caso 2) 60

Tabela 14 Operação dos BCs e o RT obtida para o sistema de 136 barras. 65

Tabela 15 Operação das chaves seccionadoras controladas remotamente obtida para o sistema de 136 barras. 65

Tabela 16 Dados das linhas do sistema de distribuição de 14 barras 77

Tabela 17 Porcentagem das cargas para as 24 horas do sistema de distribuição de 14 barras. 77

Tabela 18 Dados das cargas para demanda máxima do sistema de distribuição de 14 barras. 78

Tabela 19 Dados das linhas do sistema de distribuição de 42 barras 79

Tabela 20 Dados das linhas do sistema de distribuição de 42 barras (continuação) 80

Tabela 21 Dados das cargas para demanda máxima do sistema de distribuição de 42 barras. 81

Tabela 22 Dados das cargas para demanda máxima do sistema de distribuição de 42 barras (continuação). 82

Tabela 23 Porcentagem das cargas para as 24 horas do sistema de distribuição de 42 barras. 82

Tabela 24 Dados das linhas do sistema de distribuição de 136 barras. 83

Tabela 25 Dados das linhas do sistema de distribuição de 136 barras (continuação). 84

Tabela 26 Dados das linhas do sistema de distribuição de 136 barras (continuação). 85

Tabela 27 Dados das linhas do sistema de distribuição de 136 barras (continuação). 86

Tabela 28 Dados das cargas para demanda máxima do sistema de distribuição de 136 barras. 87

Tabela 29 Dados das cargas para demanda máxima do sistema de distribuição de 136 barras (continuação). 88

Tabela 30 Dados das cargas para demanda máxima do sistema de distribuição de 136 barras (continuação). 89

Tabela 31 Dados das cargas para demanda máxiam do sistema de distribuição de 136 barras (continuação). 90

Tabela 32 Porcentagem das cargas para as 24 horas do sistema de distribuição de 136 barras. 91

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AMPL	*A Modeling Language for Mathematical Programming*
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BC	Banco de Capacitor
CH	Chave Seccionadora
GD	Gerador Distribuído
OLTC	*On-Load Tap Changers*
PCSOIM	Programação Cônica de Segunda Ordem Inteira Mista
PNLIM	Programação Não Linear Inteira Mista
RT	Regulador de Tensão
SDEE	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
TA	Tensão de Atendimento
TC	Tensão Contratada
TL	Tensão de Leitura
TN	Tensão Nominal

LISTA DE SÍMBOLOS

Conjuntos:

Ω_b	Conjunto de barras.
Ω_{bc}	Conjunto de bancos de capacitores.
Ω_{ch}	Conjunto de chaves seccionadoras.
Ω_d	Conjunto de níveis de demanda.
Ω_e	Conjunto de estados de operação (normal e contingência).
Ω_f	Conjunto de fases $\{A, B, C\}$.
Ω_{gd}	Conjunto de geradores distribuídos.
Ω_l	Conjunto de ramos.
Ω_{rt}	Conjunto de reguladores de tensão e OLTCs.

Funções:

L_{bc}	Função que associa os bancos de capacitores conectados à barra n do sistema.
L_{gd}	Função que associa os geradores distribuído conectados à barra m do sistema.

Parâmetros:

λ_e	Parâmetro utilizado para desconectar os geradores distribuídos.
ω^{ad}	Peso das ações realizadas pelos dispositivos de controle na função objetivo.
ω_e	Peso das perdas de potência ativa na função objetivo no estado e.
$\overline{B}_n$	Numero máximo de módulos em operação de cada banco de capacitor associado à barra n.
c_d^{ls}	Custo das perdas de potência ativa para cada nível de demanda d.
$\overline{I}_{ij}$	Limite máximo da corrente no ramo ij.
$\overline{I}_{ij}^{ch}$	Limite máximo da corrente na chave seccionadora ij.
$P_{i,d,f}^{D}$	Demanda de potência ativa na barra i, no nível de demanda d para a fase f.
$\underline{fp}_m^{gd}$	Limite mínimo para o fator de potência do gerador distribuído associado à barra m.
$\overline{fp}_m^{gd}$	Limite máximo para o fator de potência do gerador distribuído associado à barra m.

$Q^{D}_{i,d,f}$ Demanda de potência reativa na barra i, no nível de demanda d para a fase f.

Q^{esp}_{n} Capacidade potência reativa dos módulos de cada banco de capacitor associada à barra n.

R_{ij} Resistência do ramo ij.

$R_{ij}\%$ Porcentagem de regulação do regulador de tensão associado ao ramo ij.

$\overline{S}^{gd}_{m}$ Capacidade máxima de geração do gerador distribuído associado à barra m.

$\bar{t}_{ij}$ Máximo numero de passos do regulador de tensão associado ao ramo ij.

$\overline{V}$ Limite máximo para a tensão.

$\underline{V}$ Limite mínimo para a tensão.

X_{ij} Reatância do ramo ij.

Z_{ij} Impedância do ramo ij.

Variáveis continuas:

$I^{qdr}_{ij,d,e,f}$ Magnitude ao quadrado da corrente no ij, no nível de demanda d, no estado e para a fase f.

$I^{qdr,ch}_{ij,d,e,f}$ Magnitude ao quadrado da corrente na chave seccionadora associada ao ramo ij, no nível de demanda d, no estado e para a fase f.

$P_{ij,d,e,f}$ Fluxo de potência ativa no ramo ij, no nível de demanda d, no estado e para a fase f.

$P^{gd}_{m,d,e}$ Geração de potência ativa pelo gerador distribuído associado à barra m, no nível de demanda d no estado e.

$P^{S}_{d,e,f}$ Potência ativa fornecida pela subestação no nível de demanda d, no estado e para a fase f.

$P^{ch}_{ij,d,e,f}$ Fluxo de potência ativa na chave seccionadora associado ao ramo ij, no nível de demanda d, no estado e para a fase f.

$P^{rt}_{ij,d,e,f}$ Fluxo de potência ativa no regulador tensão associado ao ramo ij, no nível de demanda d, no estado e para a fase f.

$Q_{ij,d,e,f}$ Fluxo de potência reativa no ramo ij, no nível de demanda d, no estado e para a fase f.

$Q^{bc}_{n,d}$ Injeção potência reativa do banco de capacitores associado à barra n no nível de demanda d.

$Q^{gd}_{m,d,e}$ Geração de potência reativa pelo gerador distribuído associado à barra m, no nível de demanda d no estado e.

$Q^{S}_{d,e,f}$ Potência reativa fornecida pela subestação no nível de demanda d, no estado e para a fase f.

$Q^{ch}_{ij,d,e,f}$ Fluxo de potência reativa na chave seccionadora associado ao ramo ij, no nível de demanda d, no estado e para a fase f.

$Q^{rt}_{ij,d,e,f}$ Fluxo de potência reativa no regulador tensão associado ao ramo ij, no nível de demanda d, no estado e para a fase f.

$V^{c}_{ij,d,k,e,f}$ Variável auxiliar utilizada no cálculo da tensão regulada pelo regulador de tensão associado ao ij, no nível de demanda d, $k \; \varepsilon \; 1, ...2\,\bar{t}_{ij}$, no estado e para fase f.

$V^{qdr}_{i,d,e,f}$ Magnitude da tensão ao quadrado na barra i, no nível de demanda d, no estado e para a fase f.

$y^{+}_{ij,d}$ Variável que descreve a mudança do estado positivo da chave seccionadora associada ao ramo ij no nível de demanda d.

$y^{-}_{ij,d}$ Variável que descreve a mudança do estado negativo da chave seccionadora associada ao ramo ij no nível de demanda d.

Variáveis discretas:

$\Delta^{bc}_{n,d}$ Variação do número máximo de ações dos módulos de cada banco de capacitor associado à barra n, no nível de demanda d.

$\Delta^{ch}_{ij,d}$ Variação do número máximo de ações das chaves seccionadoras controladas remotamente, associadas ao ramo ij, no nível de demanda d.

$\Delta^{rt}_{ij,d}$ Variação do número máximo de ações dos reguladores de tensão ou OLTC associado ao ramo ij, no nível de demanda d.

$B_{n,d}$ Variável discreta que representa o numero de módulos em operação do banco de capacitores associado à barra n no nível de demanda d.

$t_{ij,d,k}$ Variável binária que descreve a região de operação do tap no regulador de tensão associado ao ramo ij no nível de demanda d, e em que $k \; \varepsilon \; 1, ...2\,\bar{t}_{ij}$.

$y_{ij,d}$ Variável binária que descreve o estado da chave seccionadora associada ao ramo ij no nível de demanda d, em que 1 descreve às chaves fechadas e 0 às chaves abertas.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 9

1.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA 11

1.2 CONSIDERAÇÕES DA REVISÃO BIBLIOGRÁFICA 16

1.3 OBJETIVO 17

1.4 ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO 18

2 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E DISPOSITIVOS DE CONTROLE VOLT/VAR 19

2.1 SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA 19

2.2 CONTROLE DE TENSÃO E REATIVOS NO SDEE 23

2.3 NÍVEIS DE TENSÃO PARA O SDEE 24

2.4 DISPOSITIVOS PARA O CONTROLE VOLT/VAR 25

2.4.1 Transformadores com comutação de tap sobre carga 25

2.4.2 Bancos de capacitores 26

2.4.3 Reguladores de tensão 26

2.4.4 Chaves seccionadoras 27

2.4.5 Geradores distribuídos 27

2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS 30

3 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA PARA O PROBLEMA DO CONTROLE VOLT/VAR 31

3.1 FORMULAÇÃO DO FLUXO DE CARGA NO SDEE 31

3.2 PROBLEMA DE PNLIM PARA O CONTROLE DE VOLT/VAR 32

3.2.1 Modelo matemático para a operação dos BCs 33

3.2.2 Modelo matemático para a operação dos RTs e OLTCs 34

3.2.3 Modelo matemático para a operação dos GDs 35

3.2.4 Modelo matemático para a operação das CHs **36**

3.2.5 Modelo matemático considerando a desconexão dos GDs **37**

3.2.6 Modelo de PNLIM para o controle Volt/VAr trifásico **39**

3.3 MODELO DE PCSOIM PARA O CONTROLE DE VOLT/VAR EM SDEE TRIFÁSICOS 41

3.3.1 Linearização das restrições da operação dos RTs **41**

3.3.2 Controle do número de ações **42**

3.3.3 Relaxamento cônico **43**

3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS 44

4 TESTES E RESULTADOS **45**

4.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS DO SISTEMA DE 14 BARRAS 45

4.1.1 Resultados para o sistema de 14 barras (caso 1) **47**

4.1.1.1 Teste 1 ***47***

4.1.1.2 Teste 2 ***47***

4.1.2 Resultados para o sistema de 14 barras (caso 2) **48**

4.1.2.1 Teste 1 ***48***

4.1.2.2 Teste 2 ***48***

4.1.3 Resultados para o sistema de 14 barras (caso 3) **50**

4.2 CONSIDERAÇÕES GERAIS DO SISTEMA DE 42 BARRAS 53

4.2.1 Resultados para o sistema de 42 barras (caso 1) **54**

4.2.1.1 Teste 1 ***54***

4.2.1.2 Teste 2 ***56***

4.2.1.3 Teste 3 ***56***

4.2.2 Resultados para o sistema de 42 barras (caso 2) **59**

4.3 CONSIDERAÇÕES GERAIS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE 136 BARRAS 63

4.3.1 Resultados obtidos para o sistema teste de 136 barras **64**

4.4 CRITÉRIO DE VERACIDADE DO MODELO 68

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO TRABALHO **69**

5.1 CONCLUSÕES 69

5.2 TRABALHOS FUTUROS 70

REFERÊNCIAS **72**

APÊNDICE A - Dados dos sistemas **77**

A.1 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE 14 BARRAS 77

A.2 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE 42 BARRAS 79

A.3 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE 136 BARRAS 83

1 INTRODUÇÃO

Um sistema de energia elétrica é dividido em três subsistemas, que são a geração, a transmissão e a distribuição. A geração de energia elétrica é constituída por tudo que é relacionado à produção da eletricidade com diferentes fontes de geração que podem ser, hídrica, térmica, nuclear, entre outras. A fase de transmissão consiste no transporte da energia gerada em altas tensões até o transformador da subestação, onde a partir daí é transformada e distribuída aos diferentes tipos de consumidores pelo sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE). Este sistema, em geral, é afetado por quatro fatores principais como, o consumo de energia, o número de consumidores e a localização deles, a extensão da rede e a área de concessão, fatores que afetam a qualidade da energia fornecida pelo SDEE.

O interesse do mercado em obter uma melhor qualidade deste bem de consumo, muitas vezes esta qualidade é deteriorada por diferentes fatores como: transitórios, variações de tensão, desequilíbrio de tensão, distorções na forma de onda, variações da frequência do sistema entre outros. Portanto a energia fornecida aos usuários deve manter uma qualidade determinada, caso contrário a vida útil e o desempenho dos equipamentos é afetado. Como um dos objetivos principais na operação de um SDEE é reduzir os custos operacionais do sistema, isto mantendo um nível de tensão adequado ao longo da rede e cumprindo assim com as exigências tanto técnicas como econômicas.

Um dos esquemas mais importantes na operação de um SDEE é o controle de tensão e reativos, para obter este controle alguns dispositivos têm sido utilizados para definir uma adequada regulação de tensão e um fluxo de potência reativa ao longo do alimentador. Este controle de tensão e reativo comumente chamado de controle Volt/VAr tem sido desenvolvido desde os anos 80 usando dispositivos como transformadores comutadores de tap sobre carga (*On-Load Tap changers (OLTC)*), compensadores de reativos ou bancos de capacitores (BCs) e reguladores de tensão (RTs), que com o ajuste apropriado destes dispositivos as perdas operacionais podem ser minimizadas e o perfil de tensão melhorado.

Este conceito de controle Volt/VAr evoluiu com as constantes mudanças nos aspectos econômicos, marcos regulatórios e os impactos ambientais das grandes centrais geradoras de energia, estes fatores tem introduzido o conceito de geração distribuída. Segundo Ackermann, Andersson e Sober (2001), estas são fontes de energia conectadas ao sistema de distribuição no lado do consumidor. As características dos geradores distribuídos (GDs) podem ser positivas ou negativas para o sistema, considerando aspectos como a melhora no perfil de tensão, uma melhor qualidade da energia fornecida, o atendimento imediato à demanda local e uma significativa

redução nas perdas ativas de potência (KUANG; LI; WU, 2011). Os efeitos dos GDs na qualidade da energia depende de muitos fatores, como: o tipo, o porte, a localização, a capacidade do gerador em relação ao tamanho do sistema e o tamanho das cargas próximas aos geradores (EL-SAMAHY; EL-SAADANY, 2005).

A inclusão de GDs no sistema pode tornar uma rede passiva em uma rede ativa e causar um fluxo de potência reverso (NIKNAM; RANJBAR; SHIRANI, 2003), (VOVOS et al., 2007). Este fluxo reverso pode causar que dispositivos comutadores de tap que não apresentam características simétricas, limitem a conexão dos GDs (LEVI; KEY; POVEY, 2005). Muitas metodologias foram utilizadas considerando a operação de GDs no SDEE, devido à importância na coordenação ótima entre todos os dispositivos de controle de tensão e reativo. Em (RIZY et al., 2011) são estudados os impactos dos GDs em um SDEE, em que são considerados cenários nos quais, os GDs estão disponíveis para fornecer uma regulação local de tensão, comparados com cenários sem regulação.

O problema do controle de Volt/VAr é um problema complexo de resolver com uma grande explosão combinatória, considerando todas as variáveis de decisão e as novas condições de operação nas quais os GDs têm uma grande penetração no controle de Volt/VAr. Este problema de controle pode ser complicado ainda mais se na formulação matemática do modelo é considerada reconfiguração dinâmica do sistema, isto mediante a operação de chaves seccionadoras (CHs) controladas remotamente. Com a operação das CHs, a topologia de uma rede elétrica de distribuição pode ser modificada para propósitos como: gerenciar a topologia da rede permitindo equilibrar as cargas do alimentador, minimizar as perdas (BARAN; WU, 1989a), (BALOCH, 2013) e a restauração do sistema após falta (BOTEA; RINTANEN; BANERJEE, 2012).

Com todos estes caminhos para gerenciar a operação de um sistema de distribuição, torna-se necessário formular um modelo matemático, que seja robusto e capaz de representar de forma adequada o comportamento de cada dispositivos de controle.

1.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Uma série de estudos realizados na área do controle Volt/VAr em sistemas de distribuição é apresentada de forma resumida nesta seção. Estes estudos foram um suporte importante no desenvolvimento metodológico deste trabalho, pois apresentam diferentes pontos de vista nos quais é abordado o problema de controle de tensão e reativos e para resolver este problema diversas estratégias são implementadas. Esta revisão bibliográfica está estruturada de forma cronológica começando pelas abordagens clássicas até abordagens mais complexas.

Muitas metodologias foram desenvolvidas para o controle Volt/VAr, e uma análise detalhada é proposta em Grainger e Civanlar (1985), nas quais o controle Volt/VAr para redes radiais de distribuição é formulado. No referido artigo é apresentado o problema desacoplado da alocação e controle em tempo real dos BCs e os RTs. O objetivo de ambos problemas é minimizar as perdas de energia mantendo o perfil de tensão dentro dos limites estabelecidos. Anos mais tarde o trabalho apresentado por Baran e Wu (1989b) apresentou uma formulação não linear inteira mista para o problema do controle Volt/VAr, com a alocação de BCs em que os objetivos são reduzir as perdas de energia do sistema, manter a regulação de tensão e minimizar os custos. Assim outros trabalhos tiveram uma contribuição importante no controle de tensão e reativos, em que diversas técnicas se adaptaram para encontrar bons resultados, como em Mendoza et al. (2007) que apresenta um algoritmo micro genético para reduzir as perdas e as quedas de tensão com a alocação de RTs.

Em Roytelman, Wee e Lugtu (1995) é apresentado um controle Volt/VAr centralizado para o gerenciamento de redes de distribuição de energia elétrica. Neste artigo foi formulado um modelo matemático pertencente à classe de programação combinatória inteira. Para resolver o problema de otimização mono-objetivo de controle de tensão e reativos a operação de BCs e RTs é considerada de maneira conjunta. Os objetivos deste trabalho são minimizar as perdas de energia, minimizar a demanda de energia e reduzir as violações das restrições operacionais usando as mínimas ações de controle, para manter o sistema dentro dos limites operacionais. Cada um dos objetivos é minimizado separadamente, isto é, para cada objetivo um problema de otimização é resolvido e somente uma solução é obtida.

Em Baran e Hsu (1999) é proposto uma metodologia para o controle Volt/VAr em que a atuação de BCs e RTs é considerada. Nesta metodologia os BCs e os RTs são problemas tratados separadamente, tal que o controlador dos RTs utiliza a queda de tensão dos alimentadores para controlar o perfil de tensão e o controlador dos BCs utiliza a informação das medições locais das potências ativas e reativas para assim controlar o fator de potência.

Uma metodologia que inclui o desacoplamento dos problemas de tensão e potência reativa é proposta por Borozan, Baran e Novosel (2001). Neste trabalho o objetivo é formular esquemas para o controle integrado de tensão e reativo, que utilizam as medições e comunicações

entre os dispositivos minimizando as perdas e mantendo o perfil de tensão dentro dos limites estabelecidos.

Em Dixon (2001) foi apresentado um sistema adaptativo para a gestão de tensão e reativo. Este sistema foi concebido para melhorar o perfil de tensão e reduzir as perdas, mediante o controle do fator de potência, melhoras obtidas com o controle do número de ações, dos módulos de bancos de capacitores e os passos do tap para os reguladores de tensão.

Em Hu et al. (2003) uma estratégia para o controle Volt/VAr em sistemas de distribuição é descrito. O objetivo é determinar os horários ótimos para a operação dos reguladores de tensão nas subestações e a comutação de capacitores em derivação, com base na previsão de carga para o dia seguinte. Para reduzir as manobras dos reguladores nas subestações, uma estratégia de controle de intervalo de tempo é adotada, que se decompõe em uma previsão de carga diária em vários níveis de carga seqüenciais. Um procedimento baseado no algoritmo genético é usado para determinar, tanto a divisão do nível de carga quanto o agendamento do despacho de reativo. A estratégia proposta minimiza a perda de potência e melhora o perfil de tensão para um dia inteiro, garantindo que o número de operações de comutação seja o menor possível.

Em Olamaie e Niknam (2006) se apresenta uma abordagem para o controle diário de tensão e reativos em redes de distribuição na presença de GDs. A função objetivo é a soma ponderada dos desvios de tensão, os correspondentes custos da potência reativa gerada pelos GDs, e pelos bancos de capacitores e assim como as perdas elétricas no sistema de distribuição com uma previsão de um dia de antecedência. Neste artigo uma comparação de técnicas como: algoritmo de colônia de formigas, algoritmo genético, busca Tabu, evolução diferencial e enxame de partículas para resolver o problema é feita.

Em Saric e Stankovicc (2009) é proposto um algoritmo para o controle Volt/VAr, em que o controle das variáveis como, os taps dos RTs e BCs são consideradas discretas e contínuas para a injeção de reativo pelos geradores. O critério a otimizar são as perdas de energia sujeito ao balanço de potência e as restrições nodais de tensão. Neste trabalho o problema não linear inteiro misto é resolvido iterativamente em duas etapas: um sub-problema inteiro misto para o controle de tensão e outro sub problema para o controle de reativo. Este problema proposto é resolvido utilizando o método de decomposição de Benders.

Um despacho ótimo para o controle Volt/VAr em um SDEE usando transformadores comutadores sob carga e bancos de capacitores é proposto em Auchariyamet e Sirisumrannukul (2009). Neste trabalho três objetivos são abordados, os que consistem em: minimizar as perdas de energia, os kVAr totais do capacitor a ser ligado no sistema e o número total de ações diárias dos transformadores comutadores de tap e todos os BCs. O problema de otimização é sujeito às equações de balanço de potência, limites de tensão, e equações que limitam a comutação máxima para o ULTC e os BCs. Um método baseado na lógica fuzzy e na otimização enxame de partículas são empregados, para determinar o horário de despacho ótimo que oferece o melhor

compromisso entre os objetivos propostos.

Em Padilha (2010) são apresentadas formulações matemáticas que consistem na busca da operação ótima dos dispositivos de controle da tensão no SDEE com a presença de geração distribuída. Neste trabalho é mostrado que pode se obter condições favoráveis de operação dos dispositivos do SDEE e a geração distribuída, em que o problema tem diferentes variáveis a controlar. Os taps do transformador da subestação e os RTs, a injeção de potência reativa pelos BCs e as injeções de potência ativa e reativa pelos GDs são as variáveis a controlar.

Um controle ótimo de Volt/VAr com a presença de GDs é proposto em Auchariyamet e Sirisumrannukul (2010), neste trabalho o enxame de partículas (PSO) é utilizado como ferramenta, para obter uma ótima coordenação entre dispositivos de controle tais como: GDs, reguladores de tensão e bancos de capacitores. O objetivo a minimizar é a compra de energia dos GDs e reduzir o custo das perdas de energia durante uma operação diária.

No caso de Niknam, Zare e Aghaei (2012) propõem um esquema multiobjetivo estocástico para o controle diário de Volt/VAr, incluindo fontes como: hidro turbinas, células a combustível, energia eólica e sistemas fotovoltaicos. Os objetivos propostos são minimizar as perdas de energia elétrica, desvios de tensão, os custos totais de energia elétrica e as emissões totais emitidas pelas fontes de energia renováveis. Para este efeito, a incerteza relativa à carga horária, à energia eólica, e às previsões de irradiância solar são modelados em um quadro estocástico baseado em cenários. Um mecanismo de roleta baseado nas funções de distribuição de probabilidade dessas variáveis aleatórias é considerado para gerar os cenários, portanto o problema é convertido para uma série de cenários determinísticos equivalentes. Neste trabalho um algoritmo evolutivo é proposto para resolver o problema não linear inteiro misto do controle Volt/VAr.

Em Bagheri et al. (2012) uma metodologia baseada em uma previsão de carga com um dia de antecedência é proposta. A metodologia inclui a utilização de um algoritmo genético para resolver o problema de controle centralizado de Volt/VAr, em uma rede de distribuição com presença de GDs, considerando a atuação de OLTCs na subestação e de BCs distribuídos na rede. Os objetivos considerados, um de cada vez, são a minimização das perdas elétricas, melhorar o perfil de tensão e minimizar o número de ações de controle de cada dispositivo, isto para cada nível de operação (24 níveis resumidos em uma hora).

Em Biserica et al. (2012) é proposta uma estimação baseada em pseudo-medidas utilizando as redes neurais, a fim de melhorar os resultados de um estimador de estado, estes estados são usados como entradas para uma função de controle centralizada de Volt/VAr. Esta função de controle otimiza a potência reativa dos GDs e posição do tap no OLTC da subestação. O propósito do controle é minimizar as perdas da rede e ao mesmo tempo manter a tensão dentro dos limites preestabelecidos.

No caso do trabalho de Araujo (2012) é feito um desenvolvimento de algoritmos para o

planejamento da operação de sistemas de distribuição de energia elétrica, considerando os ajustes dos taps de transformadores e RTs, BCs e as injeções de potência ativa e reativa dos GDs obedecendo aos limites físicos e operacionais da rede elétrica. Este trabalho propõe dois algoritmos, um é o algoritmo genético de Chu e Beasley, algoritmo com um esquema especial de inicialização em que é resolvido um fluxo de potência ótimo, neste fluxo de potência todas as variáveis do problema são tratadas como contínuas. O segundo algoritmo é baseado na análise de sensibilidade das variáveis de estado em relação às variáveis de controle discreto.

Um modelo de programação linear inteiro misto para o controle Volt/VAr, que representa uma aproximação das principais características da operação de um sistema de distribuição é apresentado por Borghetti (2013). O objetivo nesta formulação é minimizar a injeção de potência ativa na barra *slack*, penalizando as violações nos limites de tensão, obtida com a operação de bancos de capacitores, reguladores de tensão e geradores, em que a injeção de potência ativa é considerada constante.

Em Reis et al. (2013) é apresentado um modelo de programação linear inteiro misto, formulado para resolver o planejamento da operação de redes de distribuição considerando a presença de GDs, BCs e RTs. A abordagem que neste modelo matemático é proposta permite obter a solução global de um problema linearizado em que uma ótima coordenação dos dispositivos de controle é obtida durante uma operação de 24 horas.

Em Toure et al. (2013) um algoritmo baseado na técnica de decomposição de Benders é aplicado para tratar o problema de controle de tensão e reativos em redes de distribuição de média tensão. O objetivo é minimizar as perdas de potência ativa, determinando os valores das configurações ideais para os OLTCs, BCs e a injeção de potência reativa pelos GDs.

Em Capitanescu, Bilibin e Ramos (2013) é desenvolvida uma abordagem para o gerenciamento de restrições de tensão, considerando uma ampla variedade de variáveis de controle como: OLTC, chaveamento de BCs, chaves seccionadoras remotamente controladas, ajustes de potência ativa e reativa de GDs. O problema é resolvido utilizando dois modelos: um modelo não linear inteiro misto com a tensão complexa expressada em coordenadas retangulares (MINLP-RC) e um modelo equivalente inteiro misto com restrições quadráticas (MIQC). Os objetivos do problema de otimização são: minimizar a redução de potência ativa e reativa fornecida pelos GDs, minimizar as variações das posições do tap para os RTs, minimizar as variações nos módulos de cada BC e minimizar a variação do estado das CHs, para remover as violações de tensão.

Em Shen e Baran (2013), os autores propõem uma estratégia de otimização baseada no gradiente para o controle centralizado de Volt/VAr em um sistema de distribuição inteligente que pode acomodar GDs. Nesta proposta os dispositivos de controle de tensão e compensação de reativos são substituídos por transformadores de estado sólido, e o objetivo da otimização é minimizar as perdas elétricas, enquanto que o perfil de tensão é mantido dentro de limites

aceitáveis.

Em Azimi e Esmaeili (2013) um controle diário multiobjetivo de Volt/VAr para sistemas radiais de distribuição considerando a presença de geração distribuída é proposto, o propósito principal é determinar o ótimo despacho para os OLTCs, BCs localizados na subestação como os BCs localizados ao longo do alimentador. Os objetivos a minimizar são: as violações nos limites de tensão, as perdas totais de energia do sistema, o número de ações de cada dispositivo de controle, para cada função objetivo é atribuído um peso, o qual é calculado mediante um processo de hierarquia. Para este controle é proposto um método fundamentado na otimização binária, baseada na metaheurística colonia de formigas. Para avaliar esta metodologia de solução os autores mostraram a comparação dela com um algoritmo genético, um algoritmo hibrido-binário e um enxame de partículas.

Em Quijano (2014) se apresenta um controle integrado de tensão e reativos, para a operação de redes de distribuição de media tensão com uma visão de explorar o problema de economia de energia e redução do pico da demanda, através da redução da tensão nas barras do sistema considerando a operação de GDs, RTs, BCs. Para este trabalho um algoritmo genético como a ferramenta de otimização é proposta.

Em Mohapatra, Bijwe e Panigrahi (2014) neste artigo se apresenta uma abordagem híbrida para o controle Volt/VAr, em que as mudanças dos taps no RT e nos bancos de capacitores são controladas sobre um período de 24 horas. Este artigo combina os pontos fortes da técnica do gradiente com os de um algoritmo genético. Na primeira fase as variáveis discretas são tratadas como contínuas mediante o método de ponto interior primal dual (MPIPD), depois essas variáveis são discretizadas usando o mesmo método MPIPD baseado na sensibilidade, portanto estas soluções fornecem os limites sobre o controle dos dispositivos e finalmente com essa informação o algoritmo genético é utilizado.

Um modelo linear inteiro misto para resolver o problema de otimização de Volt/VAr em sistemas trifásicos de média tensão é proposto em Borghetti, Napolitano e Nucci (2014). O modelo proposto por este artigo é representado pelo balanço de correntes real e imaginária em seus ramos, esta abordagem é formulada para considerar sistemas compostos por linhas trifásicas, bifásicas e monofásicas. O objetivo principal é minimizar o consumo de potência ativa e as violações nos limites de tensão, determinando as condições de funcionamento mais eficientes de equipamentos como: comutadores de tap, reguladores de tensão, compensadores de reativo e a presença de fontes de geração distribuída.

1.2 CONSIDERAÇÕES DA REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nesta revisão bibliográfica que foi uma base fundamental para construir e desenvolver este projeto de pesquisa, foram encontrados vários tipos de abordagens para o problema do controle Volt/VAr em sistemas de distribuição de energia elétrica. Para este problema têm sido utilizados dispositivos clássicos como os BCs com a ideia de reduzir a quantidade de potência reativa, tendo uma melhora nas perdas de potência pela redução do fluxo de corrente, e um aporte significativo no perfil de tensão. Outro dispositivo utilizado para abordar este problema são os transformadores con ajuste de tap e/ou reguladores de tensão que permitem um controle direto na tensão na barra final na qual estes são conectados. Mas este fato foi considerado quando o sistema de distribuição era uma rede passiva, com a inserção de novas fontes de geração instaladas no sistema, este conceito mudou, o que faz com que o controle ótimo de Volt/VAr em um sistema de distribuição seja um problema complexo de resolver. Este problema de controle de tensão pode ser mais complexo ainda, se uma reconfiguração dinâmica do sistema é considerada como a abordagem apresentada em Capitanescu, Bilibin e Ramos (2013).

Na maioria de trabalhos encontrados é proposto um controle de Volt/VAr no sistema de distribuição, em que a operação da geração distribuída é considerada de forma contínua, estado que não considera uma possível desconexão do GD do sistema. A desconexão do GD pode ocorrer por diversos fatores como falta no sistema de qualquer tipo seja transitória ou permanente, e em marcos regulatórios de operação, as empresas distribuidores podem requerer a desconexão deste tipo de fontes de energia obedecendo normativas técnicas. Para este problema uma abordagem é proposto em Oliveira, Vieira e Trindade (2014), em que os impactos de anti-ilhamento dos GDs são estudados. Neste artigo é proposto, um método baseado na determinação da posição do tap do RT, que garanta níveis de tensão dentro de limites estabelecidos quando a geração distribuída é desconectada. Portanto poucos trabalhos abordam a desconexão de GDs dentro do modelo de otimização, para este novo estado a solução de um problema não linear inteiro misto é incrementada, devido à grande explosão combinatória das variáveis de controle.

Para resolver este problema complexo de programação não linear, diversas metodologias foram empregadas desde técnicas de solução baseadas em heurísticas e meta-heurísticas, implementação de modelos equivalentes de programação não linear e algumas linearizações das expressões que dificultam a rápida solução do problema. Neste trabalho é abordado o problema do controle de tensão e reativos como um problema não linear inteiro misto, o qual é transformado mediante a linearização de algumas expressões e o relaxamento de outras, portanto o resultado é outro problema de otimização com as mesmas características. Este problema resultante, está composto por uma função objetivo linear, restrições lineares, restrições quadráticas e algumas restrições do tipo cone quadrático de segunda ordem, então o problema de otimização não linear é abordado como um problema cônico de segunda ordem.

Poucos trabalhos abordam o problema do controle de tensão e reativos considerando um sistema trifásico, na maioria de trabalhos o sistema de distribuição é representado pelo seu equivalente monofásico.

1.3 OBJETIVO

O objetivo principal deste trabalho é apresentar um modelo matemático para o controle ótimo de Volt/VAr em sistemas de distribuição de energia elétrica trifásicos. Para formular este modelo matemático a influência de dispositivos como transformadores com comutação de tap sobre carga, bancos de capacitores, reguladores de tensão, chaves seccionadoras controladas remotamente e a presença de geração distribuída é representada. Dentro deste modelo se pretende mostrar uma abordagem para otimizar um cenário em que os GDs são desconectados chamado estado de contingência, isto para atender aos requisitos de anti-ilhamento, portanto o sistema não teria as injeções de potência ativa e reativa dos GDs. Assim, o método proposto tem a finalidade de determinar a operação ótima dos dispositivos de controle capaz de suportar tanto o estado normal (operação dos GDs) quanto o estado de contingência (operação com os GDs desconectados), isto para evitar um afundamento da magnitude de tensão ao longo do sistema de distribuição. A motivação deste trabalho consiste em aproveitar as qualidades de cada dispositivo de controle, isto para manter a magnitude da tensão dentro de limites estabelecidos ao menor custo de operação em diferentes níveis de demanda.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO

Além deste capítulo introdutório, este documento está organizado em 6 capítulos, os quais são estruturados da seguinte maneira:

- Capítulo 2 apresenta algumas características importantes dos sistemas de distribuição, a justificativa do controle de Volt/VAr. Também são apresentados os tipos de dispositivos e cada uma de suas vantagens. Além de algumas considerações para a interligação de geradores distribuídos ao sistema, aspectos negativos e o conceito de ilhamento indesejado é mostrado.
- Capítulo 3 apresenta-se o problema do controle de Volt/VAr, basicamente focado na descrição matemática, o tipo de problema de otimização, e a apresentação do modelo matemático resultante para o controle de Volt/VAr em um SDEE trifásico.
- Capítulo 4 apresenta os sistemas de teste utilizados para avaliar o modelo proposto, também são mostrados os resultados que foram encontrados com o modelo.
- Capítulo 5 apresenta algumas conclusões gerais do trabalho baseadas no estudo realizado e são apresentadas as perspectivas de trabalhos futuros que podem ser desenvolvidos.
- Apêndice A contém os dados dos sistemas de distribuição de 14, 42, 136 barras que foram testados para avaliar a metodologia implementada neste trabalho.

2 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E DISPOSITIVOS DE CONTROLE VOLT/VAR

Neste capítulo são apresentados os conceitos básicos de um sistema de distribuição, pretende-se explicar o problema do controle de tensão e reativos. Além disso, são apresentadas as considerações que caracterizam o funcionamento dos dispositivos de controle presentes no SDEE, como: BCs, RTs e CHs com a presença de GDs, também são apresentadas algumas considerações na interligação dos geradores ao sistema, tanto aspectos negativos como positivos, fatores que afetam o bom desempenho de um sistema se os GDs operam em um ilhamento indesejado.

2.1 SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O sistema de distribuição de energia elétrica é um subsistema que compõe uma parte essencial do sistema elétrico de energia, este subsistema tem a finalidade de transferir a energia elétrica, a partir de uma corrente alternada ou fonte de corrente contínua, pelas linhas de distribuição até um lugar onde vai ser utilizada. O sistema de distribuição está interligado com o sistema de transmissão através de linhas de transmissão, as que têm sua origem em estações geradoras. O SDEE diferentemente dos sistemas de transmissão, tem conexões monofásicas, bifásicas e trifásicas, diferentes tipos de consumidores (residenciais, comerciais e industriais). Além disso linhas com resistência elevada, podendo fazer que a resistência chegue ao nível da reatância (PATRICK; FARDO, 2009).

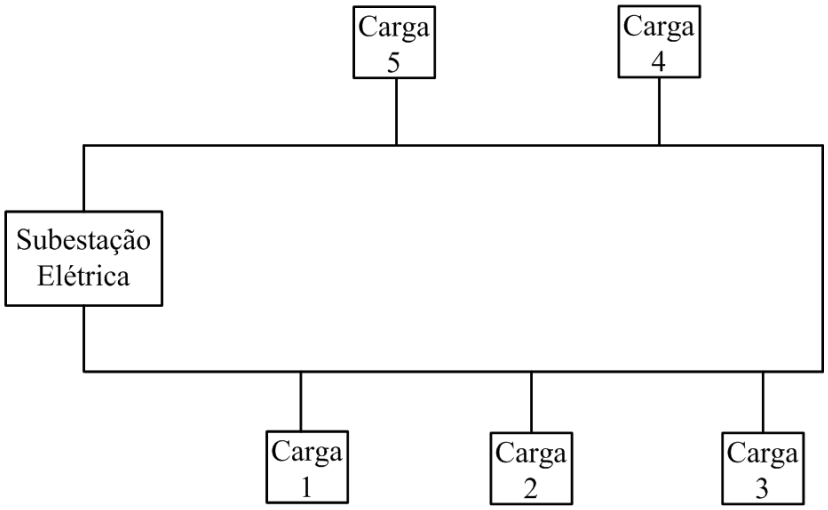
Um SDEE compreende a parte que vai desde uma fonte de energia até os consumidores. As fontes de energia podem ser estações de geração ou subestações alimentadas pelas linhas de transmissão. Estes sistemas geralmente empregam equipamentos como: transformadores, disjuntores e dispositivos de proteção entre outros, segundo Kagan, Barioni e Robba (2008) estes sistemas estão divididos em:

- Sistema de subtransmissão: sistema que faz a ligação entre os sistemas de transmissão e as subestações de distribuição.
- Subestações de distribuição: recebem a energia desde uma ou mais linhas de transmissão ou subtransmissão. Sua principal função é reduzir a tensão de subtransmissão com transformadores usualmente localizados dentro da subestação. Estes transformadores são bancos trifásicos, que podem estar conectados em diferentes configurações. As tensões no circuito primário podem variar entre 4,6 kV até 34,5kV.

- Alimentadores primários: são os encarregados de alimentar diretamente aos transformadores de distribuição e/ou os pontos de entrega em tensão primária.
- Transformadores de distribuição: estão conectados a um circuito primário e rebaixam a tensão dos alimentadores para níveis de tensão secundária.
- Circuitos secundários: estes são onde se ligam os consumidores residenciais e comerciais, estas ligações podem ser monofásicas, bifásicas e trifásicas.

Para os alimentadores existem três tipos básicos de classificações, utilizadas em diversos países, as quais são: a) anel, b) sistemas tipo rede malhada e c) radiais mostrados nas Figuras 1–3 respetivamente. Um resumo das características de cada tipo de topologia é apresentado, mas sendo os sistemas de distribuição com predominante topologia radial o escopo primordial deste trabalho, considerando a operação dos sistemas de distribuição no Brasil.

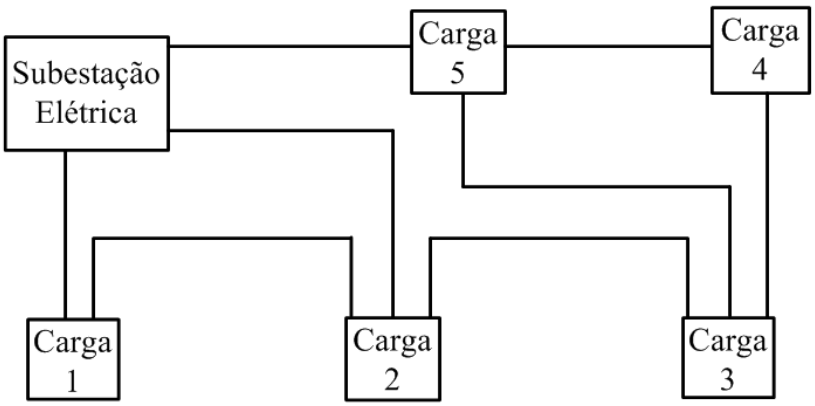
Figura 1 - Esquema típico de um SDEE em anel.



Fonte: Adaptado de Patrick e Fardo (2009)

Os sistemas do tipo anel Fig. 1 normalmente são usados para áreas densamente populosas. As linhas de distribuição rodeiam a área de serviço e a energia é fornecida a partir de uma ou mais fontes. O sistema tipo anel fornece um serviço mais contínuo que o sistema radial, devido às linhas de energia adicionais, que podem fornecer energia às cargas no caso que uma linha esteja aberta.

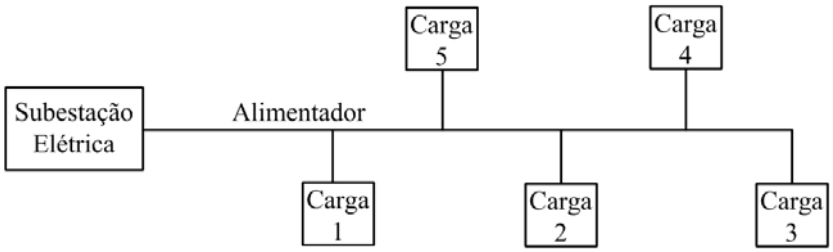
Figura 2 - Esquema típico de um SDEE em malha.



Fonte: Adaptado de Patrick e Fardo (2009)

O sistema de distribuição mostrado na Fig. 2 é uma combinação do sistema radial e do sistema em anel. Usualmente este sistema resulta quando um dos outros é expandido, este tipo de sistema é mais complexo, mas mesmo assim presta serviço muito confiável para os consumidores com um sistema de malha, em que cada carga é alimentada por dois ou mais circuitos. O sistema radial mostrado na Fig. 3 é o tipo mais simples, um sistema de geração fornece energia da subestação através de linhas radiais que são estendidas para diversas áreas de uma comunidade.

Figura 3 - Esquema típico de um SDEE radial.



Fonte: Adaptado de Patrick e Fardo (2009)

Os sistemas radiais são os menos confiáveis em termos do serviço contínuo, pois não existe em alguns casos um sistema de respaldo, porque o sistema está ligado em uma fonte única de energia. Se qualquer linha é aberta uma ou mais cargas serão interrompidas, portanto existe uma probabilidade maior de falta de energia. No entanto, o sistema radial é o menos caro e é utilizado em áreas nas quais os circuitos geralmente tomam rotas diferentes pela própria distribuição geográfica dos consumidores. Como foi mencionado anteriormente para estes sistemas não existem facilidades de contingenciamento, caracterizando-se basicamente pela existência de uma única fonte, portanto uma falha representa a interrupção do fornecimento para aque-

les consumidores da rede em falta, até que o reparo do circuito do alimentador seja efetuado. Existem sistemas radiais com recurso, aqueles com possibilidade de transferência de carga entre circuitos, através de interligações geralmente abertas entre alimentadores adjacentes de uma mesma subestação ou de diferentes subestações. Para este tipo de redes radiais, no caso de uma falha, haverá uma interrupção do fornecimento até que, uma manobra de interligação seja efetuada.

Independentemente do tipo de topologia, um sistema de distribuição é encarregado de fornecer energia como um bem de consumo para seus usuários ou consumidores, portanto segundo Ramirez (2004) o sistema de distribuição deve cumprir com certos requerimentos:

- Fornecer um serviço contínuo.
- Capacidade de atender mudanças instantâneas e contínuas de demanda.
- Possibilidade de expansão e flexibilidade.
- Suprir a demanda ao menor custo possível.
- Cumprir com fatores referentes à frequência, tensão e confiabilidade.
- Segurança para o pessoal de manutenção.

A qualidade desse bem de consumo fornecido pelo sistema de distribuição está fortemente relacionado com os níveis de tensão entregues aos seus consumidores. O interesse do mercado em obter uma melhor qualidade de energia segundo Jenkins et al. (2000) se dá por vários fatores tais como:

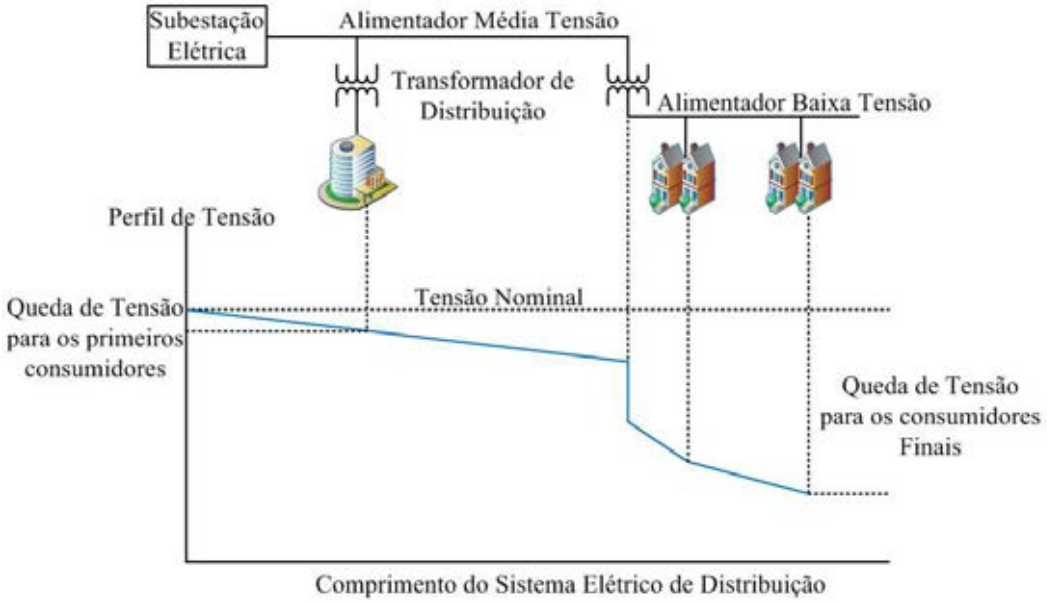
- O crescimento de cargas sensíveis a variações de tensão.
- A proliferação de dispositivos eletronicamente chaveados como por exemplo os computadores domésticos.
- O aumento de equipamentos sofisticados nas indústrias, os que precisam de uma boa qualidade da energia para operar corretamente e assim ter uma boa vida útil.

Por aspectos relativos à qualidade de energia é proposto o controle de tensão e reativo como um esquema muito importante na operação dos SDEE, tornando-se ainda mais relevante com a inserção de geradores distribuídos, em vista que inicialmente as redes foram concebidas para serem passivas e com fluxo de potência unidirecional.

2.2 CONTROLE DE TENSÃO E REATIVOS NO SDEE

O propósito geral do controle da tensão em um sistema elétrico é fornecer um nível de magnitude de tensão estável dentro de limites estabelecidos, isto para diferentes condições de carga. Devido à natureza do sistema elétrico, existem diferentes níveis de queda da tensão entre a geração e o consumidor final. A queda de tensão está fortemente relacionada com a magnitude ao quadrado da corrente demandada e a impedância do ramo entre a fonte e o consumidor, portanto uma queda de tensão maior é diretamente proporcional ao aumento na corrente demandada. Um perfil típico de tensão é mostrado na Fig. 4, em que exemplifica as quedas de tensão para cada usuário conectado ao sistema elétrico.

Figura 4 - Esquema típico de um perfil de tensão.



Fonte: Adaptado de Burke (1994)

Manter a tensão desejada em qualquer ponto ao longo de um alimentador é possível pelo controle direto da tensão ou pelo controle do fluxo de potência reativa. Porém, para manter a tensão sempre dentro de certos limites, o fluxo de potência reativa e controle de tensão devem ser considerados como uma operação conjunta, chamada controle Volt/VAr (SHORT, 2004). Além do planejamento dos alimentadores de acordo com a demanda, para o controle Volt/VAr, também é necessária a utilização de dispositivos tais como:

- Transformadores sem comutação e transformadores com comutação de tap.
- Bancos de capacitores.
- Reguladores de tensão.

Em geral o controle Volt/VAr requer estratégias capazes de garantir uma coordenação ótima entre seus dispositivos, este conceito mudou com o aparecimento das redes inteligentes (*smart grid*). A ideia principal destas redes inteligentes é a automação do SDEE, para obter esta automação é necessária uma infraestrutura de comunicação de duas vias que permita um melhor controle em linha. Além desta infraestrutura de comunicação é necessário um algoritmo robusto de otimização capaz de controlar e coordenar a operação dos dispositivos responsáveis pelo controle de tensão e reativos (FENG et al., 2010).

2.3 NÍVEIS DE TENSÃO PARA O SDEE

Um dos requerimentos mínimos para o controle da tensão, é manter as tensões do sistema dentro de limites adequados, isto com a operação de diferentes tipos de dispositivos orientados ao controle. Estes limites adequados são baseados em normas de regulação internacional utilizadas por concessionárias de distribuição no mundo todo. Na América do norte muitas das concessionárias seguem os padrões da *American National Standards Intitute ANSI*. No caso do Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), estabelece em suas normas as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão admissíveis em regime permanente, recomendados para as redes de distribuição. A concessionária que infringir estas normas estará sujeita a multas. Segundo a ANEEL (2013) as definições utilizadas relacionadas às tensões empregadas para sua classificação são:

- Tensão de Atendimento (TA): valor eficaz de tensão no ponto de entrega ou de conexão, obtido por meio de medição, podendo ser classificada em adequada, precária ou crítica, de acordo com a leitura efetuada, expresso em volt ou quilovolts.
- Tensão de Letitura (TL): valor eficaz de tensão, integralizado a cada dez minutos, obtido de medição por meio de equipamentos apropriados, expresso em volts ou quilovolts.
- Tensão Contratada (TC): valor eficaz de tensão que deverá ser informado ao consumidor por escrito, ou estabelecido em contrato, expresso em volts ou quilovolts.
- Tensão Nominal (TN): valor eficaz de tensão pelo qual o sistema é projetado, expresso em volts ou quilovolts.

Tabela 1 - Pontos de entrega ou conexão em tensão nominal igual ou superior a 1 kV e inferior a 69 kV.

Classificação da Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em relação à Tensão Contratada(TC)
Adequada	0,93 TC $\leq TL \leq 1,05TC$
Precária	0,90 TC $\leq TL \leq 0,93TC$
Crítica	TL < 0,90 TC ou TL > 1,05 TC

Fonte: (ANEEL, 2013)

A tensão de atendimento é classificada de acordo com as faixas de variação da tensão de leitura, estas faixas são mostradas na Tabela 1 que adota o sistema elétrico brasileiro, para níveis de tensão entre 1 kV e 69 kV (ANEEL, 2013).

2.4 DISPOSITIVOS PARA O CONTROLE VOLT/VAR

2.4.1 Transformadores com comutação de tap sobre carga

A variação da demanda ao longo do dia no sistema é uma das principais causas nas variações de tensão. Este efeito tem sido minimizado, usando transformadores, autotransformadores, transformadores sob carga, transformadores com comutação de tap sobre carga denominados *On-load Tap Chagers (OLTC)*. Basicamente o OLTC consiste em um dispositivo de passo variável, que possui um mecanismo de auto ajuste da tensão na terminal de saída, este ajuste é obtido por meio da alteração de seus taps, com o objetivo que a tensão na terminal de saída permaneça bem próxima a um valor especificado de referência. Estes dispositivos de controle geralmente são localizados nas subestações e seus taps mudam a relação entre o número de enrolamentos do circuito primário com o circuito secundário, permitindo assim que as tensões variem dentro de limites estabelecidos, alguns transformadores regulam tanto a magnitude como o ângulo de fase. Para monitorar a tensão do secundário, cada tap tem associado um relé automático de regulação, este relé comanda as operações de comutação do tap como seja desejado. Usualmente estes transformadores são tipicamente utilizados para controlar a tensão secundária nas subestações abaixadoras (SHORT, 2004).

Os dispositivos comutadores de taps são usualmente construídos para sistemas de distribuição que fornecem energia da rede de alta tensão para a de baixa tensão. No entanto, a inclusão de novas fontes de geração no sistema de distribuição, pode levar a uma operação inversa. Então esse fluxo de energia bidirecional pode fazer com que os dispositivos comutadores de tap limitem as conexões de geradores distribuídos (LEVI; KEY; POVEY, 2005).

2.4.2 Bancos de capacitores

Os bancos de capacitores oferecem benefícios na operação das redes de distribuição principalmente na redução de perdas na rede. Além disso, os capacitores podem liberar parte da capacidade da rede ao diminuir o fluxo de potência reativa que é consumido por motores e outras cargas de baixo fator de potência sendo a elevação do perfil de tensão a sua contribuição mais importante. Os BCs podem ser fixos ou chaveados, estes são distribuídos ao longo da rede de distribuição com a finalidade de prover uma fonte de potência reativa que está mais próxima da carga. Os BCs fixos fornecem um suporte reativo constante na rede, mas na presença de cargas leves estes podem elevar significativamente o perfil de tensão tornando-se necessária a operação de BCs comutáveis ou chaveados para assim cumprir com os diferentes níveis de demanda do SDEE (SHORT, 2004).

Estes dispositivos de controle conectados em paralelo compensam as correntes reativas, minimizando as correntes totais que fluem nas linhas e elevando as tensões nas barras. Uma redução na corrente total é diretamente uma redução nas perdas de potência ativa, fazendo com que a subestação possa atender mais cargas (PADILHA, 2010).

2.4.3 Reguladores de tensão

O regulador de tensão basicamente é um autotransformador com ajuste automático de tap. O objetivo deste dispositivo é responder às variações nas tensões originadas pelas flutuações nas cargas. Este ajuste automático permite regular a tensão dentro de uma faixa determinada, e usualmente, é obtida a partir da: tensão de referência e a largura de banda. Os RTs são, na maioria das vezes, instalados nos lugares em que a subestação não pode controlar diretamente o nível de tensão. Uma instalação correta de um RT deve atender as exigências da demanda, naquele período que sejam mais elevadas. Durante esse período devem existir posições disponíveis para poder regular a tensão dentro da faixa adequada de operação, no entanto quando a demanda do sistema é leve a regulação de tensão deve diminuir através do número de taps, para assim evitar sobretensões nas barras do sistema (PEREIRA, 2009).

O acionamento dos taps é controlado automaticamente por um relé de tensão, que monitora a saída do RT e no momento que ocorre uma violação dos limites estabelecidos para a tensão, um sinal de ação é enviado e assim a posição do tap é ajustada novamente (PADILHA, 2010).

Estes dispositivos de controle, permitem uma série de benefícios além de manter a tensão dentro dos limites, como uma contribuição importante na redução das perdas. A redução das perdas é obtida ao compensar as quedas de tensão nas linhas aumentando ou reduzindo a magnitude da tensão regulada.

2.4.4 Chaves seccionadoras

Os sistemas de distribuição de energia elétrica por sua característica radial apresentam possibilidades de alteração da topologia através de abertura ou fechamento de chaves seccionadoras localizadas em pontos estratégicos com a finalidade de ter uma melhor coordenação entre os dispositivos de controle e reduzir as correntes de curto circuito. Segundo (BARAN; WU, 1989a), (BALOCH, 2013), (BOTEA; RINTANEN; BANERJEE, 2012), (CANATO, 2004) os principais benefícios obtidos na alteração da topologia radial do SDEE são:

- Reduzir as perdas ativas nos alimentadores mediante a busca de configurações relevantes.
- Transferir potência entre alimentadores que estejam mais carregados com outros poucos carregados.
- Melhorar o perfil de tensão, aumentar os níveis de confiabilidade.
- Isolar faltas e restaurar o fornecimento de energia elétrica.

Uma troca adequada de um ramo de ligação, com outro ramo conectado da rede leva a uma configuração radial, porém o problema de reconfiguração ótima de um SDEE consiste em procurar uma configuração radial dentro do espaço de busca possível que produza as mínimas perdas ativas e satisfaça a restrição de radialidade, o balanço de carga, as restrições dos níveis de tensão e a confiabilidade do sistema (AMASIFEN; MANTOVANI; ROMERO, 2002).

2.4.5 Geradores distribuídos

Até agora muitas definições para o conceito de geração distribuída têm sido encontradas, considerando os aspectos importantes e suas características. A geração distribuída pode ser definida como fontes geradoras de energia elétrica conectadas no sistema de distribuição ou no lado do consumidor (ACKERMANN; ANDERSSON; SOBER, 2001).

A geração distribuída foi concebida para fornecer unicamente potência ativa, para minimizar os prejuízos e evitar as taxas por consumo de reativos independente das necessidades do sistema de distribuição. Atualmente, existem incentivos para a geração distribuída para que possa operar com diferentes fatores de potência de acordo com o período do dia (RUEDA, 2012).

No Brasil a geração distribuída é composta por centrais geradoras de energia elétrica, cujas instalações são conectadas diretamente ao SDEE ou em instalações consumidoras, as que podem operar de forma paralela com o SDEE (ANEEL, 2010).

Segundo Penuela (2012), dentro das principais contribuições da geração distribuída pode-se mencionar os impactos no sistema local, tais como:

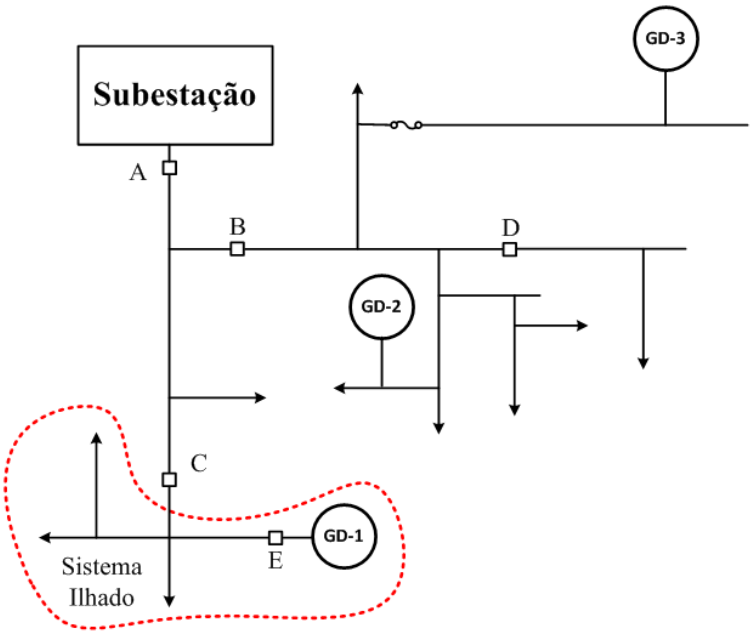
- Reduzir os custos de investimentos na ampliação da geração e nos custos de operação das redes de distribuição.
- Aumentar a confiabilidade e a qualidade do suprimento de energia.
- Atender a demanda em áreas remotas.
- Reduzir as perdas elétricas.
- Melhorar o perfil de tensão.

A interligação dos GDs no SDEE deve atender com certos requerimentos técnicos para garantir o desempenho ótimo do SDEE. A proteção do SDEE sofre um forte impacto com a instalação destas fontes geradoras, este impacto principalmente se obtém com a alteração na direção dos fluxos de correntes. Alguns aspectos negativos que podem aparecer na interligação dos GDs no sistema de distribuição que podem ser destacados:

- Perda da coordenação dos dispositivos de proteção.
- Diferentes níveis de corrente de curto-circuito para um mesmo elemento, devido à desconexão e conexão dos GDs.
- Um ilhamento indesejado.

Esse ilhamento indesejado ocorre quando uma parte do SDEE torna-se eletricamente separada da subestação, mas continua sendo energizada pelos GDs. Para exemplificar o fato do ilhamento em um sistema de distribuição, mostra-se a Fig. 5 na qual existe uma subestação abaixadora, que fornece energia para diferentes alimentadores, com diversos consumidores e três GDs, em um alimentador existem vários disjuntores. Se para um caso de análise, o disjuntor "C"abre pela ocorrência de uma falta no sistema, a parte em destaque na Fig. 5 se tornará eletricamente ilhada da subestação, ficando energizada unicamente pelo GD-1.

Figura 5 - Sistema de distribuição de energia elétrica com a formação de uma ilha.



Fonte: Adaptado de Meira (2010)

Quando os GDs operam de forma ilhada no SDEE podem ocorrer condições desfavoráveis tanto para os consumidores como para a concessionária. Sob dessas condições tem-se violações nos níveis de tensão e nos níveis de frequência. Em termos gerais, as concessionárias não têm um controle absoluto na geração distribuída, porém seguindo as normativas técnicas internacionais especificadas no (IEEE, 2003), a desconexão automática dos GDs do SDEE, em um período máximo de 2 segundos depois da ocorrência de qualquer tipo de falta, pode ser requerida. Segundo Walling e Miller (2002) existem alguns problemas que podem surgir se o GD opera de forma ilhada no sistema elétrico, tais como:

- A segurança do pessoal de manutenção da concessionária pode estar em risco devido às áreas que continuam energizadas.
- A qualidade da energia fornecida aos consumidores pelo sistema ilhado está fora de controle por parte da concessionária, a qual não pode garantir níveis adequados de tensão e de frequência.
- No instante da energização da rede, o GD pode estar fora de sincronismo o que poderia causar graves danos ao gerador se são usados religadores automáticos.

2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram apresentadas as características principais dos sistemas de distribuição, o conceito do controle de tensão em um sistema de distribuição, assim como as considerações necessárias de cada dispositivo de controle para ter uma ideia mais clara na formulação matemática do problema. Considerando a alta penetração das fontes de geração distribuída nos SDEE, quando estas fontes de energia são desconectadas do sistema de energia poderia impactar significativamente na qualidade da energia fornecida, portanto todas estas condições são abordadas no modelo matemático formulado no capítulo seguinte, com o objetivo de evitar um afundamento na magnitude de tensão do sistema.

3 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA PARA O PROBLEMA DO CONTROLE VOLT/VAR

3.1 FORMULAÇÃO DO FLUXO DE CARGA NO SDEE

Para avaliar a operação de um SDEE é necessário simular a rede mediante um fluxo de carga. Para simular o fluxo de carga, muitas ferramentas foram utilizadas entre elas: o método de Gauss-Seidel e o método de Newton Raphson (MONTICELLI, 1983). Para SDEE o mais recomendado é utilizar um fluxo de carga de varredura, como foi proposto por (SHIRMOHAMMADI et al., 1988) e (CESPEDES, 1990), que mostraram robustez e eficiência. Para formular um fluxo de carga de um sistema de distribuição é necessário considerar algumas hipóteses:

- As demandas das cargas no sistema de distribuição são representadas como potência ativa e reativa constante.
- No circuito ij o nó i está mais próximo da subestação que o nó j.

Estas hipóteses podem ser consideradas na formulação de diversos problemas, de planejamento da expansão e da operação dos sistemas de distribuição. Para começar com a formulação de um fluxo em um sistema de distribuição, consideramos a queda de tensão, como a diferença entre a tensão no ponto inicial e o ponto final que deve ser igual ao produto da corrente e a impedância do ramo $Z_{ij} = R_{ij} + jX_{ij}$. Matematicamente a queda de tensão em um ramo ij é representada pela equação (1).

$$\vec{V}_i - \vec{V}_j = \vec{I}_{ij}(R_{ij} + jX_{ij}) \qquad \forall ij \in \Omega_l \tag{1}$$

Em que o fluxo de corrente I_{ij} é calculado com a equação (2):

$$\vec{I}_{ij} = \left(\frac{P_{ij} + jQ_{ij}}{\vec{V}_j}\right)^* \qquad \forall ij \in \Omega_l \tag{2}$$

Com estas duas expressões, que representam a forma fasorial para a queda de tensão e o cálculo da corrente, podemos substituir a equação (2) na equação (1), a partir de operações algébricas obtemos a equação (3).

$$V_j^2 - 2(R_{ij}P_{ij} + X_{ij}Q_{ij}) - Z_{ij}^2 I_{ij}^2 - V_i^2 = 0 \qquad \forall ij \in \Omega_l \tag{3}$$

A equação (3) é uma forma geral de representar a queda de tensão em um ramo, em cuja expressão matemática a diferença angular é eliminada e portanto a equação é expressa em termos só da magnitude de tensão, corrente, potência ativa e reativa. Para o cálculo da magnitude da corrente no ramo é utilizada a expressão (4).

$$I_{ij}^2 = \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{V_j^2} \qquad \forall ij \in \Omega_l \tag{4}$$

Para concluir com a representação do fluxo de carga em estado permanente de um SDEE radial, partimos da primeira lei de kirchhoff, na qual a soma dos fluxos que chegam tem que ser igual à soma dos fluxos que saem, deste conceito podemos formular matematicamente as equações de balanço como (5)–(6):

$$\sum_{ji \in \Omega_l} P_{ji} - \sum_{ij \in \Omega_l} (P_{ij} + R_{ij} I_{ij}^2) + P^S = P_i^D \tag{5}$$

$$\sum_{ji \in \Omega_l} Q_{ji} - \sum_{ij \in \Omega_l} (Q_{ij} + X_{ij} I_{ij}^2) + Q^S = Q_i^D \tag{6}$$

$$\forall i \in \Omega_b$$

Finalmente as expressões (3)–(6) mostram o fluxo de carga em estado permanente de um sistema elétrico de distribuição radial, normalmente a magnitude da tensão da barra da subestação é um valor conhecido, então o número de equações é igual ao número de incógnitas e o sistema possui solução única.

3.2 PROBLEMA DE PNLIM PARA O CONTROLE DE VOLT/VAR

A fim de obter a coordenação ótima dos dispositivos de controle presentes no SDEE e satisfazer a demanda de energia elétrica, nesta seção é apresentado um modelo matemático que tem como objetivo reduzir o custo das perdas de energia durante os diferentes níveis de demanda. O fluxo de carga descrito na seção 3.1 é formulado como um problema de otimização, em que uma função objetivo é minimizada, considerando as restrições de operação do sistema, a presença de dispositivos de controle como: RTs, BCs e CHs, e a injeção de potência ativa e reativa pelos GDs.

$$\min f = \sum_{d \in \Omega_d} \sum_{ij \in \Omega_l} c_d^{ls} R_{ij} I_{ij,d}^{qdr} \tag{7}$$

Sujeito a

$$\sum_{ji\in\Omega_l} P_{ji,d} - \sum_{ij\in\Omega_l} (P_{ij,d} + R_{ij} I^{qdr}_{ij,d}) + \sum_{ji\in\Omega_{rt}} P^{rt}_{ji,d} - \sum_{ij\in\Omega_{rt}} P^{rt}_{ij,d} + \sum_{ji\in\Omega_{ch}} P^{ch}_{ji,d}$$
$$- \sum_{ij\in\Omega_{ch}} P^{ch}_{ij,d} + \sum_{\substack{m\in\Omega_{gd}\\ /i=L_{gd}(m)}} P^{gd}_{m,d} + P^S_d = P^D_{i,d} \tag{8}$$

$$\sum_{ji\in\Omega_l} Q_{ji,d} - \sum_{ij\in\Omega_l} (Q_{ij,d} + X_{ij} I^{qdr}_{ij,d}) + \sum_{ji\in\Omega_{rt}} Q^{rt}_{ji,d} - \sum_{ij\in\Omega_{rt}} Q^{rt}_{ij,d} + \sum_{ji\in\Omega_{ch}} Q^{ch}_{ji,d}$$
$$- \sum_{ij\in\Omega_{ch}} Q^{ch}_{ij,d} + \sum_{\substack{m\in\Omega_{gd}\\ /i=L_{gd}(m)}} Q^{gd}_{m,d} + \sum_{\substack{n\in\Omega_{bc}\\ /i=L_{bc}(n)}} Q^{bc}_{n,d} + Q^S_d = Q^D_{i,d} \tag{9}$$

$$V^{qdr}_{i,d} - 2(R_{ij} P_{ij,d} + X_{ij} Q_{ij,d}) - Z^2_{ij} I^{qdr}_{ij,d} - V^{qdr}_{j,d} = 0 \tag{10}$$

$$V^{qdr}_{j,d} I^{qdr}_{ij,d} = P^2_{ij,d} + Q^2_{ij,d} \tag{11}$$

$$\underline{V}^2 \leq V^{qdr}_{i,d} \leq \overline{V}^2 \tag{12}$$

$$\underline{I}^2 \leq I^{qdr}_{ij,d} \leq \overline{I}^2 \tag{13}$$

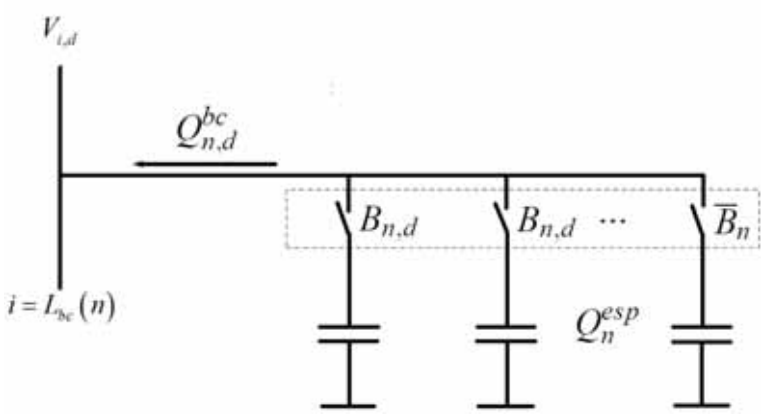
$$\forall i \in \Omega_b, \forall ij \in \Omega_l, \forall d \in \Omega_d$$

O objetivo é minimizar a magnitude do fluxo de corrente pelas linhas, representada pela equação (7), diretamente esta minimização é uma redução no custo das perdas na distribuição de energia. As equações (8) e (9) são uma extensão de (5) e (6), em que é considerado: o fluxo de potência ativa e reativa através dos RTs e das CHs, a injeção de potência ativa e reativa dos GDs e a injeção de potência reativa dos BCs. A equação (10) representa a queda de tensão do ramo ij, a expressão (11) o cálculo da magnitude da corrente e (12) e (13) são os limites da magnitude da tensão e da corrente respetivamente.

3.2.1 Modelo matemático para a operação dos BCs

A operação dos BCs é formulada considerando unidades comutáveis, constituídos por vários módulos da mesma capacidade. Os módulos dos BCs podem ser ajustados e controlados dependendo dos requerimentos do SDEE e operar de zero até um número máximo estabelecido para cada BC. Na Fig. 6 é apresentado um esquema de um BC composto por $\overline{B}_n$ módulos e uma capacidade Q^{esp}_n por módulo.

Figura 6 - Esquema de um banco de capacitor chaveado.



Fonte: Adaptado de Reis (2013)

Baseado nesta figura o modelo matemático dos BCs, é composto pelas expressões (14)–(15).

$$Q^{bc}_{n,d} = B_{n,d}\, Q^{esp}_n \tag{14}$$

$$0 \leq B_{n,d} \leq \overline{B}_n \tag{15}$$

$$\forall n \in \Omega_{bc}, \forall d \in \Omega_d$$

Em que a equação (14) representa a capacidade do BC, com $B_{n,d}$ módulos em operação em cada nível de demanda. A equação (15) representa o limite permitido de operação para cada BC.

3.2.2 Modelo matemático para a operação dos RTs e OLTCs

A maioria destes dispositivos contém uma chave que permite uma regulação $\pm R\%$, em que eleva ou reduz a magnitude de tensão, respeitando a magnitude de tensão de referência e o máximo número de passos $2\bar{t}$.

Partindo da Fig. 7 a operação dos RTs é contornada pelas expressões (16)–(18).

$$V^2_{j,d} = a^2_{ij,d} \widetilde{V}^2_{i',d} \tag{16}$$

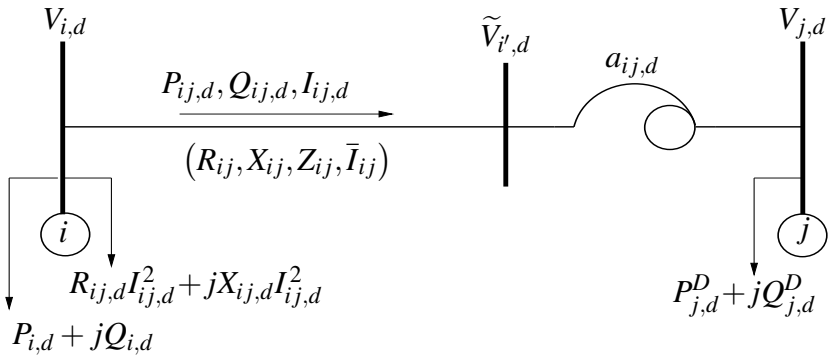
$$a_{ij,d} = 1 + R\%_{ij} \frac{nt_{ij,d}}{\bar{t}} \tag{17}$$

$$-\bar{t}_{ij,d} \leq nt_{ij,d} \leq \bar{t}_{ij,d} \tag{18}$$

$$P^{rt}_{ij,d}, Q^{rt}_{ij,d} \geq 0 \tag{19}$$

$$\forall ij \in \Omega_{rt}, \forall d \in \Omega_d$$

Figura 7 - Esquema de um regulador de tensão.



Fonte: Adaptado de Alves (2012)

A equação (16) representa a tensão regulada na barra j, a equação (17) representa a relação de transformação $a_{ij,d}$, que depende do número inteiro do tap $nt_{ij,d}$, o máximo número de tap $\bar{t}_{ij,d}$ e a porcentagem de regulação $R\%_{ij}$ do RT. A expressão (18) limita o número inteiro de tap dependendo do máximo número de tap para cada RT. A expressão (19) representa a restrição do fluxo reverso no OLTC o RT.

3.2.3 Modelo matemático para a operação dos GDs

Na formulação matemática os GDs são considerados máquinas síncronas, as que têm a vantagem de operar com fator de potência capacitivo ou indutivo através do ajuste da corrente de campo. Praticamente toda a geração de energia elétrica em corrente alternada é feita por geradores síncronos de potências elevadas (EDSON, 2012). Assim as máquinas síncronas podem operar de modo de gerador e como compensador de reativo. Seu fornecimento de potência ativa e reativa depende unicamente da curva de capacidade representada na Fig. 8, em que a injeção de potência reativa é limitada pela potência ativa injetada em função do fator de potência, limite baseado no triângulo de potência.

O modelo matemático para representar a operação dos geradores síncronos distribuídos no SDEE é descrito como segue:

$$(P^{gd}_{m,d})^2 + (Q^{gd}_{m,d})^2 \leq (\overline{S}^{gd}_m)^2 \tag{20}$$

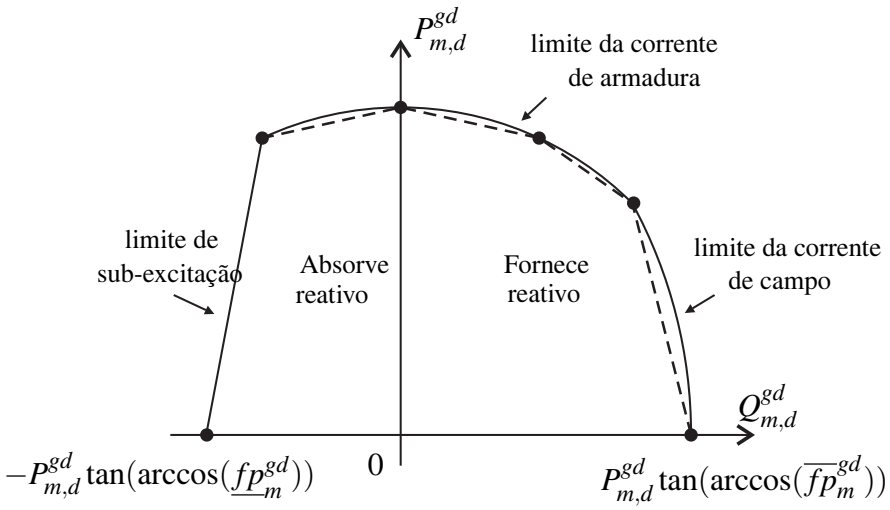
$$-P^{gd}_{m,d}\tan(\arccos(\underline{fp}^{gd}_m)) \leq Q^{gd}_{m,d} \leq P^{gd}_{m,d}\tan(\arccos(\overline{fp}^{gd}_m)) \tag{21}$$

$$P^{gd}_{m,d} \geq 0 \tag{22}$$

$$\forall m \in \Omega_{gd}, \forall d \in \Omega_d$$

Onde a equação (20) representa a capacidade máxima de geração pelo gerador distribuído,

Figura 8 - Curva de capacidade de um gerador síncrono.



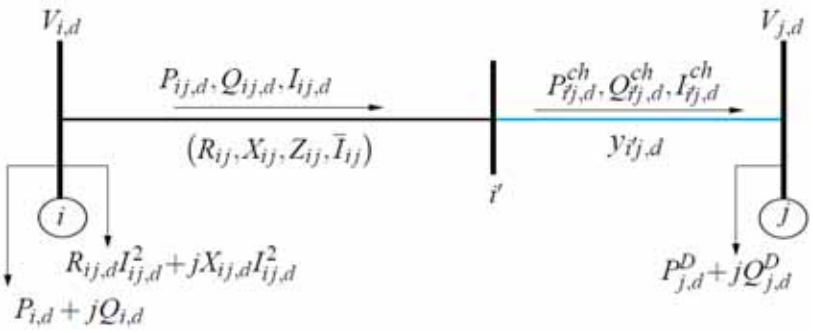
Fonte: Adaptado de Rueda (2012)

a equação (21) representa os limites máximo e mínimo de potência reativa que pode fornecer o gerador distribuído e a equação (22) representa o limite mínimo de potência ativa.

3.2.4 Modelo matemático para a operação das CHs

A existência de chaves seccionadoras em pontos estratégicos permite obter uma topologia radial que pode mudar e assim transferir potência entre os alimentadores presentes na rede de distribuição de energia elétrica. A Fig. 9 mostra o esquema de uma CH, em que o conjunto de CHs foi considerado como um subconjunto dos ramos. A linha azul representa a CH fechada, que pode abrir e desconectar a barra i da barra j, considerando que a barra i' é uma barra fictícia. Em termos matemáticos o problema que modela o comportamento das chaves é um problema não linear inteiro misto, o qual é descrito em (23)–(26):

Figura 9 - Esquema da representação de uma chave seccionadora.



Fonte: Elaboração próprio autor

$$(P_{ij,d}^{ch})^2 + (Q_{ij,d}^{ch})^2 = I_{ij,d}^{qdr,ch} V_{j,d}^{qdr} \tag{23}$$

$$|\Omega_l| + |\Omega_{rt}| + \sum_{ij \in \Omega_{ch}} y_{ij,d} = |\Omega_b| - 1 \tag{24}$$

$$|V_{j,d}^{qdr} - V_{i,d}^{qdr}| \leq (\overline{V}^2 - \underline{V}^2)(1 - y_{ij,d}) \tag{25}$$

$$0 \leq I_{ij,d}^{qdr,ch} \leq (\overline{I}_{ij}^{ch})^2 y_{ij,d} \tag{26}$$

$$\forall ij \in \Omega_{ch}, \forall d \in \Omega_d$$

A restrição (23) representa o cálculo do fluxo de corrente através da chave. A equação (24) representa a condição necessária de radialidade que junto com as equações (8) e (9) de balanço de potência garantem a radialidade (LAVORATO et al., 2012), considerando os ramos do sistema e os ramos associados à presença dos RTs e das CHs. A restrição (25) representa a queda de tensão na CH. A restrição (26) representa os limites mínimo e máximo do fluxo de corrente através CH.

3.2.5 Modelo matemático considerando a desconexão dos GDs

A operação dos SDEE é projetada para um fornecimento de energia elétrica de forma constante e segura para seus usuários, mas esse estado de operação algumas vezes é alterado por circunstâncias não programadas tais como as descargas atmosféricas e incidentes nas linhas. Nesta seção é apresentada uma extensão do modelo matemático de programação não linear proposto em 3.2. Para a formulação deste modelo é considerado que a ocorrência de uma falta de qualquer tipo obrigaria a desligar a geração distribuída, seguindo com as recomendações técnicas para estas fontes geradoras.

Ao considerar a desconexão dos GDs dentro do modelo matemático para o controle de Volt/VAr, o objetivo é encontrar a operação ótima simultânea dos BCs, RTs e CHs capaz de atender a demanda mantendo a magnitude de tensão dentro dos limites estabelecidos. Estas novas considerações dentro do modelo são expressas da seguinte forma:

- Um conjunto de estados Ω_e o qual contém dois cenários possíveis de operação (estado 1: operação com GD, e estado 2: operação sem GD).
- Um parâmetro λ_e que desconecta os GDs do SDEE.
- Um parâmetro ω_e que representa o peso da função objetivo em cada estado.

O modelo matemático que descreve estas condições é definido em (27)–(40).

$$\min f = \sum_{e\in\Omega_e}\sum_{d\in\Omega_d}\sum_{ij\in\Omega_l} c_d^{ls}\omega_e R_{ij} I_{ij,d,e}^{qdr} \tag{27}$$

Sujeito a

$$\sum_{ji\in\Omega_l} P_{ji,d,e} - \sum_{ij\in\Omega_l}(P_{ij,d,e} + R_{ij}I_{ij,d,e}^{qdr}) + \sum_{ji\in\Omega_{rt}} P_{ji,d,e}^{rt} - \sum_{ij\in\Omega_{rt}} P_{ij,d,e}^{rt} + \sum_{ji\in\Omega_{ch}} P_{ji,d,e}^{ch}$$
$$- \sum_{ij\in\Omega_{ch}} P_{ij,d,e}^{ch} + \sum_{\substack{m\in\Omega_{gd}\\ /i=L_{gd}(m)}} P_{m,d}^{gd} + P_{d,e}^{S} = P_{i,d}^{D} \tag{28}$$

$$\sum_{ji\in\Omega_l} Q_{ji,d,e} - \sum_{ij\in\Omega_l}(Q_{ij,d,e} + X_{ij}I_{ij,d,e}^{qdr}) + \sum_{ji\in\Omega_{rt}} Q_{ji,d,e}^{rt} - \sum_{ij\in\Omega_{rt}} Q_{ij,d,e}^{rt} + \sum_{ji\in\Omega_{ch}} Q_{ji,d,e}^{ch}$$
$$- \sum_{ij\in\Omega_{ch}} Q_{ij,d,e}^{ch} + \sum_{\substack{m\in\Omega_{gd}\\ /i=L_{gd}(m)}} Q_{m,d,e}^{gd} + \sum_{\substack{n\in\Omega_{bc}\\ /i=L_{bc}(n)}} Q_{n,d}^{bc} + Q_{d,e}^{S} = Q_{i,d}^{D} \tag{29}$$

$$V_{i,d,e}^{qdr} - 2(R_{ij}P_{ij,d,e} + X_{ij}Q_{ij,d,e}) - Z_{ij}^2 I_{ij,d,e}^{qdr} - V_{j,d,e}^{qdr} = 0 \tag{30}$$

$$V_{j,d,e}^{qdr} I_{ij,d,e}^{qdr} = P_{ij,d,e}^2 + Q_{ij,d,e}^2 \tag{31}$$

$$\underline{V}^2 \leq V_{i,d,e}^{qdr} \leq \overline{V}^2 \tag{32}$$

$$\underline{I}^2 \leq I_{ij,d,e}^{qdr} \leq \overline{I}^2 \tag{33}$$

$$\forall i \in \Omega_b, \forall ij \in \Omega_l, \forall d \in \Omega_d, \forall e \in \Omega_e$$

Sendo que agora as variáveis consideram os possíveis estados de operação da rede. Na equação (27) é apresentada a função objetivo do problema, tendo adicionado o parâmetro ω_e que representa o peso da função objetivo em cada estado, para o estado em contingência (desconexão dos GDs) o valor de ω_e é menor que no estado normal de operação. No caso da operação dos GDs as expressões (34)–(36) representam a inclusão do novo estado.

$$(P_{m,d,e}^{gd})^2 + (Q_{m,d,e}^{gd})^2 \leq \lambda_e(\overline{S}_m^{gd})^2 \tag{34}$$

$$-P_{m,d,e}^{gd}\tan\left(\arccos(\underline{pf}_m^{gd})\right) \leq Q_{m,d,e}^{gd} \leq P_{m,d,e}^{gd}\tan\left(\arccos(\overline{pf}_m^{gd})\right) \tag{35}$$

$$P_{m,d,e}^{gd} \geq 0 \tag{36}$$

$$\forall m \in \Omega_{gd}, \forall d \in \Omega_d, \forall e \in \Omega_e$$

Na restrição (34) é adicionado o parâmetro λ_e que representa a operação ou desligamento dos GDs do SDEE. As equações dos BCs não têm alteração portanto são representadas pelas equações (14)–(15). No caso das equações dos RTs e das CHs as quais envolvem tensões nas barras e fluxos de potência, é considerado o novo estado. A equação modificada para os RTs é representada por (37):

$$V^2_{j,d,e} = a^2_{ij,d}\widetilde{V}^2_{i',d,e} \qquad \forall ij \in \Omega_{rt}, \forall d \in \Omega_d, \forall e \in \Omega_e \tag{37}$$

Portanto a operação dos RTs é modelada pelas restrições (17)–(18) e (37). As restrições modificadas que modelam a operação das CHs são representadas por:

$$(P^{ch}_{ij,d,e})^2 + (Q^{ch}_{ij,d,e})^2 = I^{qdr,ch}_{ij,d,e} V^{qdr}_{j,d,e} \tag{38}$$

$$|V^{qdr}_{j,d,e} - V^{qdr}_{i,d,e}| \leq (\overline{V}^2 - \underline{V}^2)(1 - y_{ij}) \tag{39}$$

$$0 \leq I^{qdr,ch}_{ij,d,e} \leq (\bar{I}^{ch}_{ij})^2 y_{ij,d} \tag{40}$$

$$\forall ij \in \Omega_{ch}, \forall d \in \Omega_d, \forall e \in \Omega_e$$

3.2.6 Modelo de PNLIM para o controle Volt/VAr trifásico

Um sistema de distribuição de energia elétrica, geralmente é representado por um circuito equivalente monofásico. Mas esta representação é uma abordagem aproximada do que realmente é um SDEE, portanto nesta seção pretende-se formular matematicamente a representação trifásica na qual podem-se considerar os efeitos causados pelo desequilíbrio nas cargas que estão conectadas ao SDEE. Para a formulação matemática do modelo de PNLIM para o controle de Volt/VAr trifásico é assumido que:

- O sistema é desequilibrado, considerando cargas monofásicas, bifásicas e trifásicas.
- As impedâncias mútuas entre cada fase são desconsideradas.

Considerando o SDEE trifásico, o modelo mostrado em 3.2.5 é modificado incluindo fluxos trifásicos de corrente, potência ativa e reativa e tensões trifásicas, como é representado nas expressões (41)–(55):

$$\min f = \sum_{f \in \Omega_f} \sum_{e \in \Omega_e} \sum_{d \in \Omega_d} \sum_{ij \in \Omega_l} c^{ls}_d \omega_e R_{ij} I^{qdr}_{ij,d,e,f} \tag{41}$$

Sujeito a

$$\sum_{ji \in \Omega_l} P_{ji,d,e,f} - \sum_{ij \in \Omega_l} (P_{ij,d,e,f} + R_{ij} I^{qdr}_{ij,d,e,f}) + \sum_{ji \in \Omega_{rt}} P^{rt}_{ji,d,e,f} - \sum_{ij \in \Omega_{rt}} P^{rt}_{ij,d,e,f}$$

$$+\sum_{ji\in\Omega_{ch}} P^{ch}_{ji,d,e,f} - \sum_{ij\in\Omega_{ch}} P^{ch}_{ij,d,e,f} + \sum_{\substack{m\in\Omega_{gd}\\ /i=L_{gd}(m)}} P^{gd}_{m,d,e} + P^{S}_{i,d,e,f} = P^{D}_{i,d,f} \tag{42}$$

$$\sum_{ji\in\Omega_{l}} Q_{ji,d,e,f} - \sum_{ij\in\Omega_{l}} (Q_{ij,d,e,f} + X_{ij} I^{qdr}_{ij,d,e,f}) + \sum_{ji\in\Omega_{rt}} Q^{rt}_{ji,d,e,f} - \sum_{ij\in\Omega_{rt}} Q^{rt}_{ij,d,e,f}$$
$$+\sum_{ji\in\Omega_{ch}} Q^{ch}_{ji,d,e,f} - \sum_{ij\in\Omega_{ch}} Q^{ch}_{ij,d,e,f} + \sum_{\substack{m\in\Omega_{gd}\\ /i=L_{gd}(m)}} Q^{gd}_{m,d,e} + \sum_{\substack{n\in\Omega_{bc}\\ /i=L_{bc}(n)}} Q^{bc}_{n,d} + Q^{S}_{i,d,e,f} = Q^{D}_{i,d,f} \tag{43}$$

$$V^{qdr}_{i,d,e,f} - 2(R_{ij}P_{ij,d,e,f} + X_{ij}Q_{ij,d,e,f}) - Z^2_{ij} I^{qdr}_{ij,d,e,f} - V^{qdr}_{j,d,e,f} = 0 \tag{44}$$

$$V^{qdr}_{j,d,e,f} I^{qdr}_{ij,d,e,f} = P^2_{ij,d,e,f} + Q^2_{ij,d,e,f} \tag{45}$$

$$\underline{V}^2 \leq V^{qdr}_{i,d,e,f} \leq \overline{V}^2 \tag{46}$$

$$\underline{I}^2 \leq I^{qdr}_{ij,d,e,f} \leq \overline{I}^2 \tag{47}$$

$$\forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d, \forall e \in \Omega_e, \forall f \in \Omega_f$$

As equações (48)-(50) modelam as restrições de operação dos GDs para um sistema trifásico, em que a injeção de potência no SDEE é balanceada, pela equação (49).

$$(P^{gd}_{m,d,e})^2 + (Q^{gd}_{m,d,e})^2 \leq \lambda_e \left(\frac{\overline{S}^{gd}_m}{3}\right)^2 \tag{48}$$

$$-P^{gd}_{m,d,e} \tan\left(\arccos(\underline{pf}^{gd}_m)\right) \leq Q^{gd}_{m,d,e} \leq P^{gd}_{m,d,e} \tan\left(\arccos(\overline{pf}^{gd}_m)\right) \tag{49}$$

$$P^{gd}_{m,d,e} \geq 0 \tag{50}$$

$$\forall m \in \Omega_{gd}, \forall d \in \Omega_d, \forall e \in \Omega_e$$

Para a operação trifásica dos BCs a expressão (14) é modificada e substituída por (51):

$$Q^{bc}_{n,d} = B_{n,d}\left(\frac{Q^{esp}_n}{3}\right) \qquad \forall n \in \Omega_{bc}, \forall d \in \Omega_d \tag{51}$$

A operação trifásica dos BCs é modelada pelas equações (15) e (51). A expressão (37) que representa a tensão regulada para os dois estados de operação é substituída, como uma nova equação para sistemas trifásicos mostrada em (52).

$$V^2_{j,d,e,f} = a^2_{ij,d} \widetilde{V}^2_{i',d,e,f} \qquad \forall ij \in \Omega_{rt}, \forall d \in \Omega_d, \forall e \in \Omega_e, \forall f \in \Omega_f \tag{52}$$

As expressões matemáticas para as CHs são reformuladas considerando os fluxos de corrente, potência e tensões trifásicas representados nas equações (53)–(55) :

$$(P^{ch}_{ij,d,e,f})^2 + (Q^{ch}_{ij,d,e,f})^2 = I^{qdr,ch}_{ij,d,e,f} V^{qdr}_{j,d,e,f} \tag{53}$$

$$|V^{qdr}_{j,d,e,f} - V^{qdr}_{i,d,e,f}| \leq (\overline{V}^2 - \underline{V}^2)(1 - y_{ij}) \tag{54}$$

$$0 \leq I^{qdr,ch}_{ij,d,e,f} \leq (\overline{I}^{ch}_{ij})^2 y_{ij,d} \tag{55}$$

$$\forall ij \in \Omega_{ch}, \forall d \in \Omega_d, \forall e \in \Omega_e, \forall f \in \Omega_f$$

Finalmente o problema de PNLIM para o controle Volt/VAr em SDEE trifásicos, em que dois estados de operação são considerados dentro da formulação matemática, está representado por:

$$\min(41)$$

$$\text{Sujeito a} \qquad (15), (17), (18), (42) - (55).$$

Este modelo proposto é um problema combinatório, não convexo e difícil de resolver. Com o objetivo de reduzir o esforço computacional algumas técnicas são utilizadas para linearizar as expressões que dificultam a solução do problema. Na seguinte seção são mostradas as linearizações para as expressões dos RTs e OLTCs e o relaxamento cônico utilizado nas equações do cálculo da corrente através dos ramos e das CHs.

3.3 MODELO DE PCSOIM PARA O CONTROLE DE VOLT/VAR EM SDEE TRIFÁSICOS

3.3.1 Linearização das restrições da operação dos RTs

A equação (17) é substituída em (52) obtém-se a expressão (56), realizando operações algébricas, o produto ao quadrado entre a tensão ao quadrado não regulada $V^{qdr}_{i,d}$ e o número inteiro de passos ao quadrado $nt^2_{ij,d}$ do RT é obtida.

$$V^2_{j,d,e,f} = \left(1 + R\%_{ij} \frac{nt_{ij,d}}{\bar{t}_{ij,d}}\right)^2 \widetilde{V}^2_{i',d,e,f} \qquad \forall ij \in \Omega_{rt}, \forall d \in \Omega_d, \forall e \in \Omega_e, \forall f \in \Omega_f \tag{56}$$

Para linearizar esta expressão a variavel $nt^2_{ij,d}$ é transformada como um conjunto de variáveis binárias $t_{ij,d,k}$ em que $k \in 1..2\bar{t}_{ij}$ representa os números de passos do tap, e o produto $nt^2_{ij,d} V^{qdr}_{i,d}$ é representado usando variáveis auxiliares $V^c_{ij,d,k,e,f}$.

$$V^{qdr}_{j,d,e,f} = V^{qdr}_{i,d,e,f}(1 - R\%_{ij})^2 + \sum_{k=1}^{2\bar{t}_{ij}} \left[\frac{R\%_{ij}}{\bar{t}_{ij}} \left(\frac{(2k-1)R\%_{ij}}{\bar{t}_{ij}} + 2(1 - R\%_{ij}) \right) V^c_{ij,d,k,e,f} \right] \tag{57}$$

$$\underline{V}^2(1-t_{ij,d,k}) \leq V^{qdr}_{i,d,e,f} - V^{c}_{ij,d,k,e,f} \leq \overline{V}^2(1-t_{ij,d,k}) \tag{58}$$

$$\underline{V}^2 t_{ij,d,k} \leq V^{c}_{ij,d,k,e,f} \leq \overline{V}^2 t_{ij,d,k} \tag{59}$$

$$t_{ij,d,k} \leq t_{ij,d,k-1} \tag{60}$$

$$\forall ij \in \Omega_{rt}, \forall d \in \Omega_d, \forall k = 1, ...2\bar{t}_{ij}, \forall e \in \Omega_e, \forall f \in \Omega_f$$

As expressões (57)–(60) são a extensão linear de (56), em que (57) representa o cálculo da magnitude da tensão regulada. A equação (58) define a variável auxiliar $V^{c}_{ij,d,k,e,f}$ utilizada no cálculo da tensão corrigida, enquanto que (59) representa seus limites. A expressão (60) representa a sequência da variável binária $t_{ij,d,k}$ entre a posição k e a posição $k-1$.

3.3.2 Controle do número de ações

Um dos propósitos importantes para o problema de Volt/VAr é o número de ações realizadas pelos dispositivos de controle para manter os níveis de tensão dentro dos limites estabelecidos. Mas este número de ações pode ser controlado de tal forma que seja o necessário para a operação ótima do sistema, o objetivo de controlar este número de ações é simplesmente garantir ou preservar a vida útil dos equipamentos. Portanto é formulada matematicamente para cada dispositivo esta operação.

A operação de cada módulo dos BCs entre um nível de demanda e outro é mostrado em (61):

$$\left|B_{n,d-1} - B_{n,d}\right| = \Delta^{bc}_{n,d} \qquad \forall n \in \Omega_{bc}, \forall d \in \Omega_d \tag{61}$$

Em que $\Delta^{bc}_{n,d}$ representa a variação entre os módulos em operação de cada BC no nível de demanda anterior com o nível atual. Para os RTs e OLTCs a operação dos taps entre um nível de demanda e outro está representado na equação (62).

$$\left|\sum_{k=1}^{2\bar{t}_{ij}} t_{ij,d,k} - \sum_{k=1}^{2\bar{t}_{ij}} t_{ij,d-1,k}\right| = \Delta^{rt}_{ij,d} \qquad \forall ij \in \Omega_{rt}, \forall d \in \Omega_d \tag{62}$$

Em que $\Delta^{rt}_{ij,d}$ representa a variação entre a posição do tap de cada RT no nível de demanda anterior com o nível atual. A operação das CHs entre um nível de demanda e outro é representado em (63) e (64).

$$\sum_{ij \in \Omega_{ch}} y^{+}_{ij,d} + \sum_{ij \in \Omega_{ch}} y^{-}_{ij,d} = \Delta^{ch}_{ij,d} \tag{63}$$

$$y_{ij,d} - y_{ij,d-1} = y^{+}_{ij,d} - y^{-}_{ij,d} \tag{64}$$

$$0 \leq y^{+}_{ij,d} \leq 1 \tag{65}$$

$$0 \leq y^{-}_{ij,d} \leq 1 \tag{66}$$

$$\forall ij \in \Omega_{ch}, \forall d \in \Omega_d$$

Em que $\Delta^{ch}_{ij,d}$ representa a somatória das ações das CHs no nível de demanda anterior com o nível atual. As restrições (65) e (66) representam os limites associados às variáveis auxiliares para controlar as ações das CHs. Portanto a função objetivo mostrada na seção 3.2.6 é modificada considerando as novas variáveis e está representada na equação (67), em que ω^{ad} representa o peso na função objetivo das ações realizadas pelos dispositivos de controle.

$$\min f = \sum_{f \in \Omega_f} \sum_{e \in \Omega_e} \sum_{d \in \Omega_d} \sum_{ij \in \Omega_l} c^{ls}_d \omega_e R_{ij} I^{qdr}_{ij,d,e,f} + \omega^{ad} \left(\sum_{n \in \Omega_{bc}} \Delta^{bc}_{n,d} + \sum_{ij \in \Omega_{rt}} \Delta^{rt}_{ij,d} + \sum_{ij \in \Omega_{ch}} \Delta^{ch}_{ij,d} \right) \tag{67}$$

Embora estas ações de cada dispositivo pode ser controlada por diferentes caminhos, como limitar as ações (diárias ou horárias) com um número máximo definido (como é proposto em (AUCHARIYAMET; SIRISUMRANNUKUL, 2009), (BAGHERI et al., 2012) e (CAPITANESCU; BILIBIN; RAMOS, 2013)) ou colocar estas variáveis dentro da função objetivo e assim minimizar o número de ações realizadas como foi mostrado anteriormente.

3.3.3 Relaxamento cônico

Alguns problemas de otimização matemática podem ser reformulados como problemas cônicos. Estes problemas convexos de otimização podem ser vistos como uma forma geral de problemas de programação linear, quadrática, ou problemas que envolvem soma ou máximos de normas. Um caso particular são os problemas de programação cônica de segunda ordem, nestes problemas uma função objetivo linear é minimizada sujeita a restrições lineares e restrições do tipo cone quadrático. (SOUSA; VANDENBERGHE; BOYD, Jan. 1998)

As expressões (45) e (53) são equações não lineares que dificultam a solução do problema do controle de Volt/VAr proposto. Se estas equações são relaxadas e substituídas por restrições cônicas de segunda ordem (68) e (69), o problema pode ser representado por um modelo de programação cônica de segunda ordem inteiro misto (PCSOIM).

$$(P_{ij,d,e,f})^2 + (Q_{ij,d,e,f})^2 \leq I^{qdr}_{ij,d,e,f} V^{qdr}_{j,d,e,f} \qquad \forall ij \in \Omega_l \tag{68}$$

$$(P^{ch}_{ij,d,e,f})^2 + (Q^{ch}_{ij,d,e,f})^2 \leq I^{qdr,ch}_{ij,d,e,f} V^{qdr}_{j,d,e,f} \qquad \forall ij \in \Omega_{ch} \tag{69}$$

$$\forall d \in \Omega_d, \forall e \in \Omega_e, \forall f \in \Omega_f$$

Finalmente o modelo de PCSOIM para o controle de Volt/VAr em SDEE trifásicos é representado por:

$$\begin{aligned} &\min (67) \\ &\quad \text{Sujeito a} \qquad (15), (42)-(44), (46)-(51), (53)-(55), (57)-(64) \\ &\qquad\qquad\qquad\qquad\qquad\qquad \text{e} \quad (68), (69). \end{aligned}$$

Portanto a solução ótima do modelo de PCSOIM para o problema do controle ótimo de Volt/VAr em SDEE trifásicos é a solução ótima do modelo de PNLIM se os multiplicadores de lagrange de (68) e (69) são maiores que zero, em outras palavras, se na solução ótima do problema as restrições (68) e (69) estão ativas, como é mostrado em (FRANCO; RIDER; ROMERO, 2014).

3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

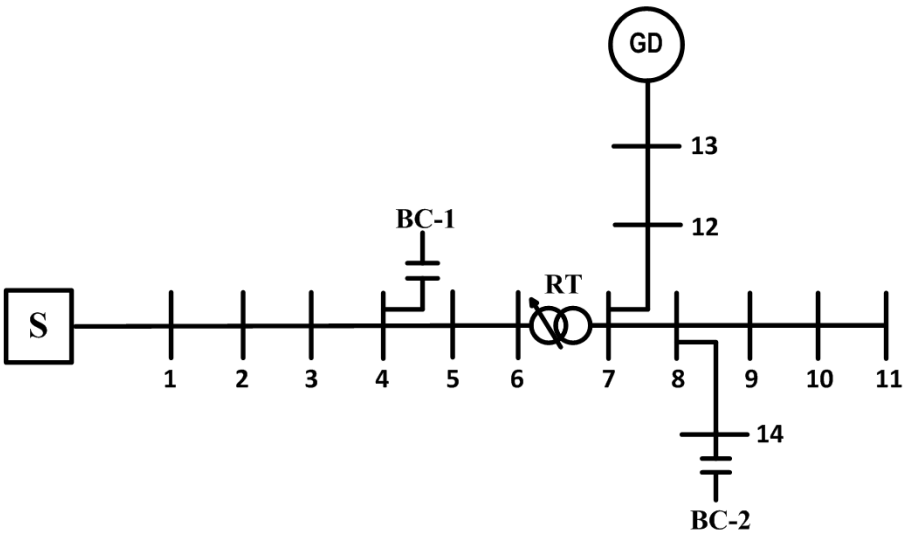
Um detalhamento matemático é mostrado neste capítulo, em que as características de um sistema de distribuição e as características de dispositivos como: bancos comutáveis de capacitores, transformadores comutadores de tap e reguladores de tensão, chaves seccionadoras controladas remotamente e a presença de geração distribuída são representadas. Um problema de otimização não linear é relaxado resultando outro problema de otimização, problema com características de um problema de programação cônica de segunda ordem. Para este problema que representa o controle de tensão foi formulado um segundo estado de operação, o que foi chamado de estado de contingência. O estado de contingência está baseado no critério da desconexão dos GDs, nesse caso a finalidade do modelo é encontrar uma mesma configuração capaz de satisfazer as restrições operacionais em cada estado, minimizando as perdas de potência ativa e o número de ações de cada dispositivo de controle, estas ações são minimizadas com a finalidade de prolongar a vida útil dos dispositivos.

4 TESTES E RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados do modelo de PCSOIM. Este modelo foi avaliado usando três sistemas testes, um sistema menor de 14 barras com o objetivo de ilustrar a metodologia implementada. Os outros testes foram realizados, em um sistema de 42 e em um sistema de 136 barras, sistemas disponíveis na literatura especializada. Para todos os testes foram assumidos os seguintes limites de tensão: tensões entre 0,93 e 1,05 pu são considerados limites adequados de operação, tensões menores que 0,90 pu e maiores que 1,05 pu são consideradas dentro do limite crítico e entre 0,9 e 0,93 pu limite precário como foram mostrados na seção 2.3. O modelo de PCSOIM foi desenvolvido na linguagem de modelagem matemática AMPL (AMPL..., 2003) e resolvido usando o solver comercial CPLEX (CPLEX..., 2008).

4.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS DO SISTEMA DE 14 BARRAS

Figura 10 - Sistema teste de 14 barras



Fonte: Elaborada próprio autor.

O sistema mostrado na Fig. 10 é apresentado como um exemplo ilustrativo para a implementação do modelo proposto para o controle de Volt/VAr. Os dados deste sistema são apresentados no apêndice A, e conta com as seguintes características:

- A tensão nominal por fase na saída da subestação é de 7,9674 kV.

- Uma unidade distribuída de geração instalada na barra 13, que tem uma capacidade máxima de geração 2500 kW, o que representa aproximadamente 40% da capacidade total do sistema. A máquina opera com fatores de potência máximo igual a 1 e um fator de potência mínimo de 0,92, isto para limitar a injeção de potência reativa entre esses valores.

- Um regulador de tensão instalado no ramo compreendido entre as barras 6 e 7, a porcentagem de regulação do RT é de 10%, e o número máximo de tap é de 16 passos.

- Dois bancos comutáveis de capacitores, cada banco contém 6 módulos de 150 kVAr respectivamente.

- Para o custo das perdas é assumido um valor de 5 c$/kWh em cada nível de demanda.

Para este sistema são assumidos os seguintes casos:

Caso 1: Controle de tensão e reativos utilizando o modelo de PCSOIM para um nível de demanda baixo (50% da carga máxima), com os seguintes testes:

- Teste 1: pretende-se encontrar a configuração adequada dos dispositivos de controle (BCs, RT), em que o custo das perdas é minimizado e o perfil ao longo da rede é mantido dentro dos limites estabelecidos (controle Volt/VAr considerando a operação do GD).

- Teste 2: com os valores encontrados para as variáveis associadas aos dispositivos de controle no teste anterior, essas variáveis são fixadas e pretende-se determinar o perfil de tensão do sistema quando o gerador é desconectado.

Caso 2: Controle de tensão e reativos para um nível de demanda pesado (sistema com 100% da carga máxima), para este caso foram considerados os mesmos testes aplicados no caso 1 e o sistema é otimizado considerando os dois estados de operação (normal e contingência). Neste caso pretende-se encontrar a configuração ótima dos dispositivos para o controle ótimo de Volt/VAr, simultânea para os dois estados de operação.

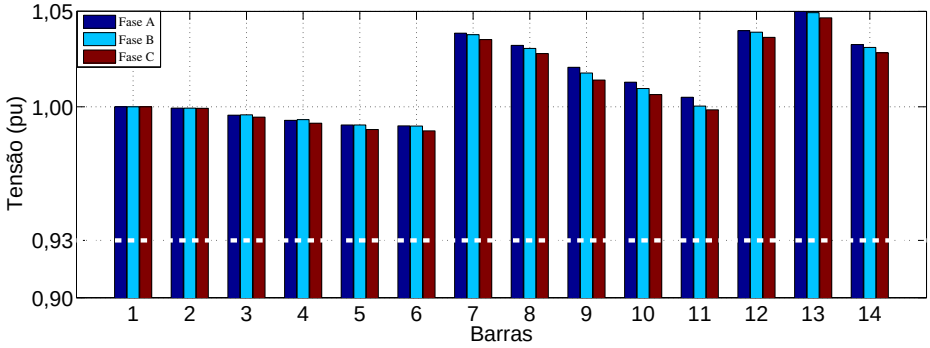
Caso 3: Um controle de tensão e reativo utilizando o modelo de PCSOIM, para uma operação em 24 níveis de demanda, em que cada nível é composto por uma hora. Para este caso pretende-se encontrar a configuração simultânea dos dispositivos de controle, tanto no estado que os GDs estão operando como no estado em que são desconectados, isto para todos os níveis de demanda.

4.1.1 Resultados para o sistema de 14 barras (caso 1)

4.1.1.1 Teste 1

Para uma operação com um nível de demanda com 50% da carga máxima, o perfil de tensões trifásicas é mostrado na Fig. 11. Este perfil de tensão é obtido considerando a operação de GDs no sistema, para este nível de demanda o BC-1 operou com 1 módulo, o BC-2 operou com 5 módulos e o tap do RT ficou na posição 8, as injeções de potência ativa e reativa pelo GD foram de 1056,82 kW e 43,82 kVAr respectivamente. Para este caso o custo total das perdas neste nível de demanda foi de $2,74.

Figura 11 - Perfil de tensões trifásicas para o sistema de 14 barras com a operação do GD (caso 1).

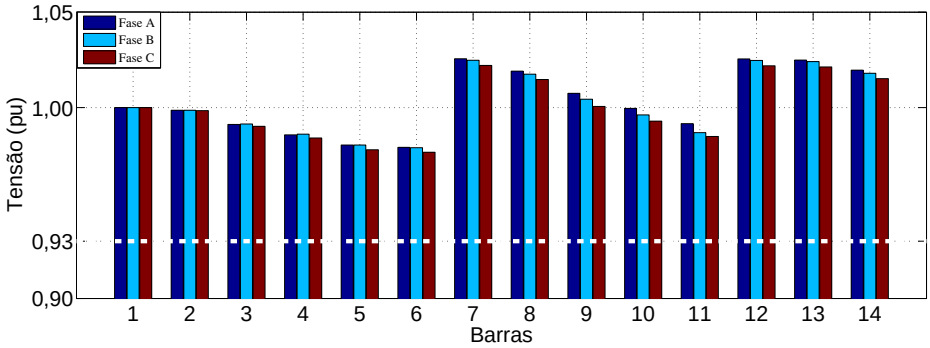


Fonte: Elaborada próprio autor.

4.1.1.2 Teste 2

Quando o GD é desconectado pela ocorrência de uma falta e considerando a operação unicamente do BC-2 como foi encontrado anteriormente, o perfil de tensão para este novo estado é mostrado na Fig. 12. Para este estado o custo das perdas encontrado foi de $4,13.

Figura 12 - Perfil de tensões trifásicas para o sistema de 14 barras sem a operação do GD (caso 1).



Fonte: Elaborada próprio autor.

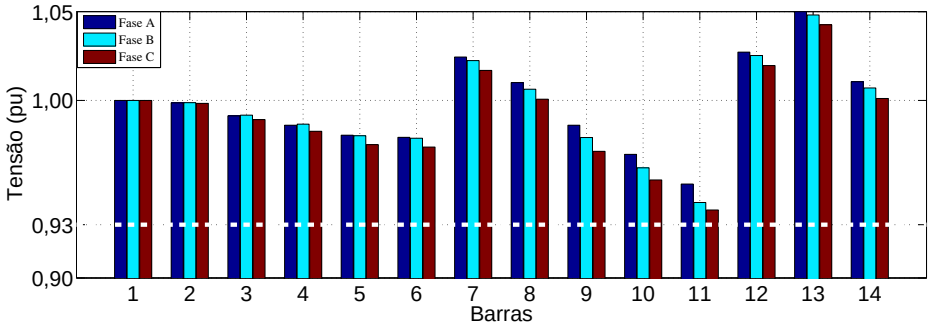
Para este caso de análise, pode-se observar que a desconexão do GD não produz um afundamento nos níveis de tensão. A Fig. 12 mostra uma queda nas barras 12 e 13, barras ligadas diretamente ao GD, mas esta queda não é suficiente para que exista uma violação nos limites estabelecidos, portanto a operação neste caso do BC-1, BC-2 e o RT é suficiente para atender os limites de tensão do sistema nos dois estados de operação. Esta mesma análise é realizada para o caso em que o sistema opere com um nível de demanda pesado como é mostrado na seguinte seção.

4.1.2 Resultados para o sistema de 14 barras (caso 2)

4.1.2.1 Teste 1

A Fig. 13 mostra o perfil de tensão trifásico em cada barra do sistema, para um nível de demanda pesado em que é considerada a operação do GD no controle de tensão e reativo. Para este perfil de tensão, a configuração encontrada para os dispositivos de controle foi a seguinte: o BC-1 operou com 5 módulos, o BC-2 operou com 6 módulos, a posição do tap do RT ficou na posição 8 e as injeções de potência ativa e reativa pelo GD foram de 2171,94 kW e 324,39 kVAr respectivamente. Para este teste o custo total das perdas encontrado foi de $12,05.

Figura 13 - Perfil de tensões trifásicas para o sistema de 14 barras com a operação do GD (caso 2).

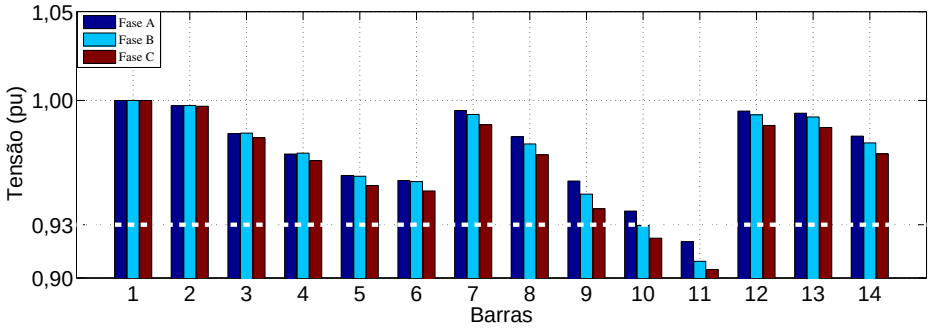


Fonte: Elaborada próprio autor.

4.1.2.2 Teste 2

Com a configuração encontrada para os BCs e o RT no teste anterior, o GD é desconectado do sistema de 14 barras, para este teste o custo das perdas encontrado é de $18,81 e o perfil de tensão é mostrado na Fig. 14.

Figura 14 - Perfil de tensões trifásicas para o sistema de 14 barras sem a operação do GD (caso 2).

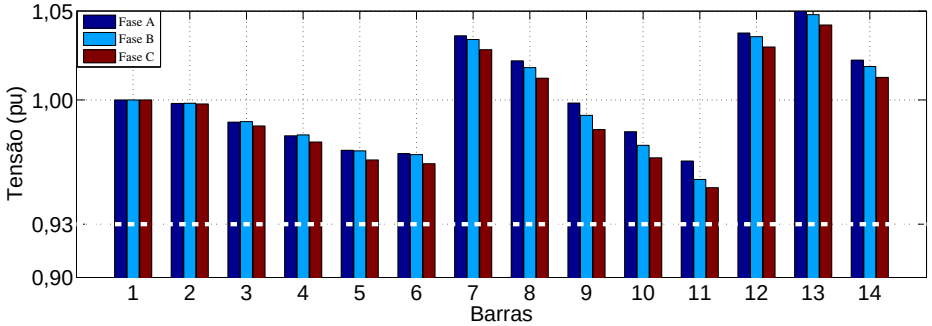


Fonte: Elaborada próprio autor.

A partir da Fig. 14 pode-se observar que com essa configuração ótima encontrada para os dispositivos de controle no teste 1 (estado que o gerador opera no sistema), não é suficiente para manter o perfil de tensões trifásicas dentro dos limites estabelecidos. A Fig. 14 mostra que as barras 10 e 11 têm violações no limite adequado de tensão. A magnitude da tensão da fase C da barra 10 está dentro do limite precário, da mesma forma que as magnitudes das tensões das fases A, B e C para a barra 11.

Para melhorar este incidente nas tensões é otimizado o sistema considerando dentro do controle Volt/VAr os dois estados de operação. As Figuras 15, 16 mostram o perfil de tensões trifásicas para os estados normal e contingência respectivamente.

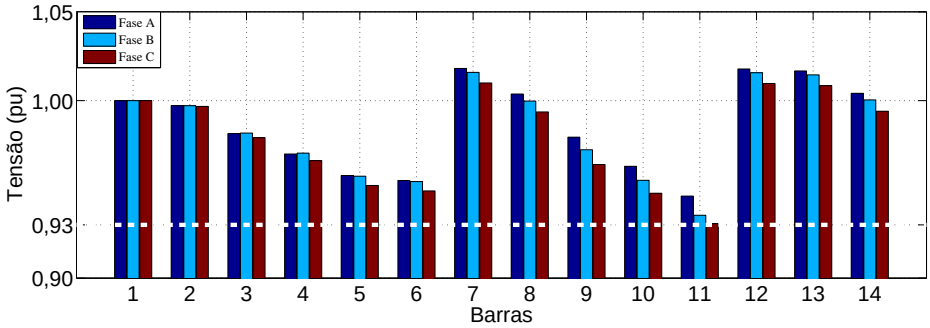
Figura 15 - Perfil de tensões trifásicas para o sistema de 14 barras com a operação do GD (caso 2).



Fonte: Elaborada próprio autor.

Quando o GD é desligado do sistema, o perfil de tensão é mostrado na Fig. 16. Nesta figura pode-se observar que as tensões são mantidas dentro do limite de tensão adequado com a operação ótima dos dispositivos de controle.

Figura 16 - Perfil de tensões trifásicas para o sistema de 14 barras considerando a desconexão do GD (caso 2).



Fonte: Elaborada próprio autor.

Para os perfis de tensão mostrado nas Figuras 15 e 16, a configuração simultânea encontrada para os dois estados foi: o BC-1 operou com 6 módulos, o BC-2 com 6 módulos, o RT na posição do tap 12 e as injeções de potência ativa e reativa pelo GD foram de 1385,82 kW e 0 kVAr respectivamente. Para este teste o custo total das perdas foi de $18,32. Com esta configuração ótima encontrada para os dispositivos de controle, as tensões do sistema estão dentro dos limites aceitáveis de operação, para os dois estados (normal e contingência).

4.1.3 Resultados para o sistema de 14 barras (caso 3)

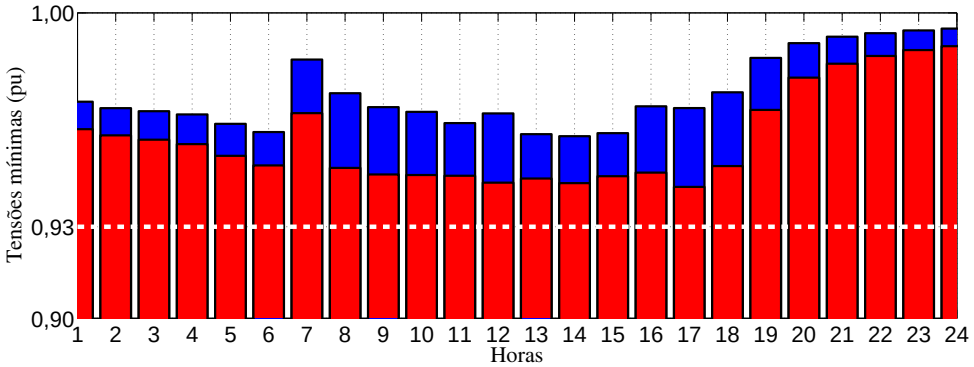
Neste teste o controle de tensão e reativos é projetado para vinte e quatro níveis de demanda, cada nível está composto por uma hora. O objetivo principal deste teste é minimizar as perdas de potência ativa durante a operação nas 24 horas, isto com a configuração ótima dos BCs, RTs capaz de atender o estado normal e de contingência. A operação dos BCs e o RT durante os 24 níveis é apresentada na Tabela 2. Esta tabela mostra os módulos em operação para os BCs e para o RT a posição do tap, naqueles horários que existiu uma variação.

Tabela 2 - Operação dos dispositivos de controle obtida para o sistema de 14 barras (Caso 3)

Dispositivos	Horas												
	1	2	5	6	7	8	9	12	13	16	19	21	24
BC-1	0	1	2	1	1	3	5	6	5	6	3	2	1
BC-2	2	3	3	4	6	6	6	6	6	6	6	3	2
RT	0	0	0	0	8	8	8	10	13	10	8	8	8

Nas Figuras 17–19 são mostradas comparações do perfil das magnitudes de tensões mínimas em cada fase para cada estado, encontradas no sistema de 14 barras durante a operação ao longo de 24 horas. Em cada figura os gráficos em azul representam as magnitudes de tensão no estado normal e os gráficos em vermelho representam o estado em contingência.

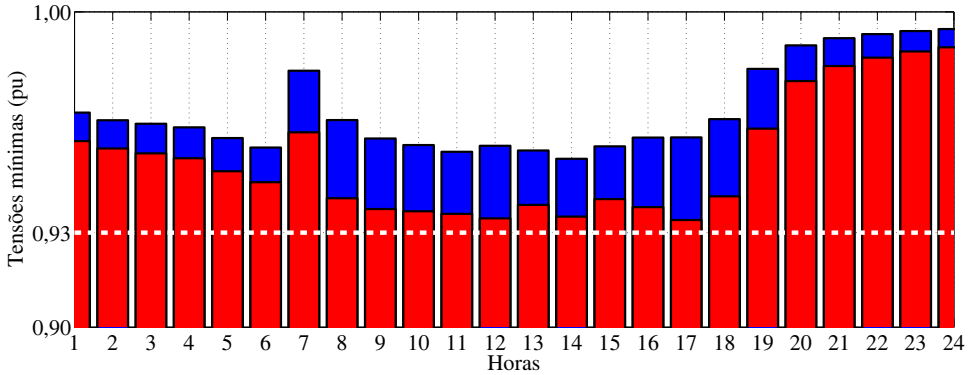
Figura 17 - Comparação das magnitudes das tensões mínimas na fase A para o sistema de 14 barras (caso 3).



Fonte: Elaborada próprio autor.

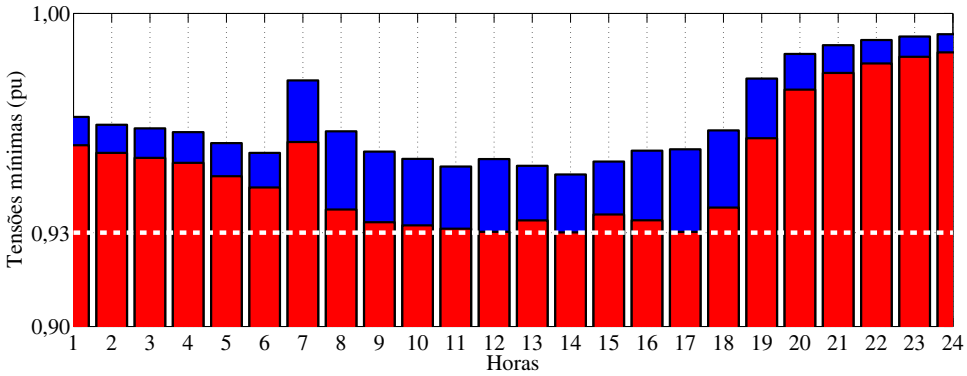
A Fig. 17 mostra um perfil de tensão para fase A, nesta fase se obteve o melhor perfil de tensão em comparação à fase B e C que apresentam o maior desequilíbrio. Para a fase B mostra-se na Fig. 18 tensões bem perto do limite mínimo nas horas 12, 14 e 17, no caso da fase C como mostra a Fig. 19 há tensões no limite mínimo, para as horas 10, 11, 12, 14 e 17.

Figura 18 - Comparação das magnitudes das tensões mínimas na fase B para o sistema de 14 barras (caso 3).



Fonte: Elaborada próprio autor.

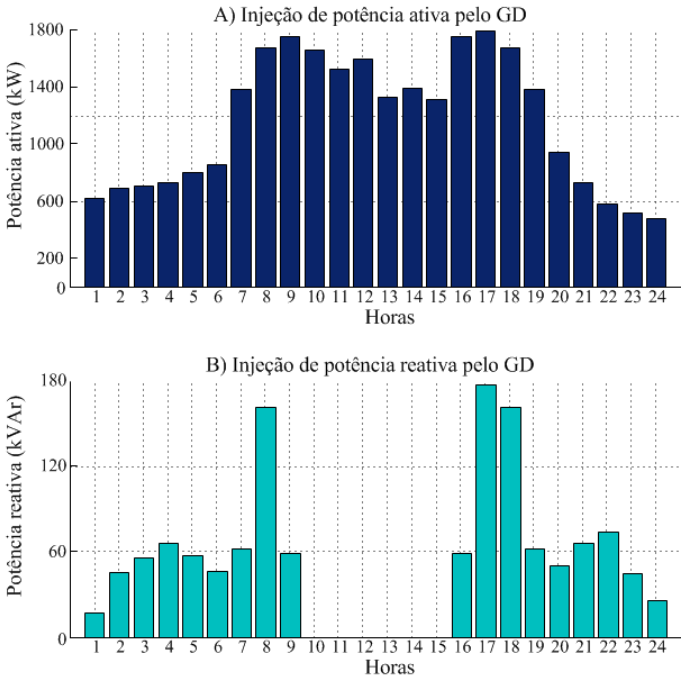
Figura 19 - Comparação das magnitudes das tensões mínimas na fase C para o sistema de 14 barras (caso 3).



Fonte: Elaborada próprio autor.

A partir destas figuras, pode-se observar que com o modelo de PCSOIM para resolver o controle de Volt/VAr considerando os dois estados de operação, proposto neste trabalho o perfil de tensão para cada fase do sistema pode ser mantido dentro dos limites estabelecidos com a coordenação ótima dos dispositivos de controle, coordenação mostrada na Tabela 2. Para este planejamento da operação, o custo total diário das perdas de potência ativa foi de \$142,35. As injeções de potência ativa e reativa pelo GD são mostradas em A) e B) da Fig. 20 respectivamente.

Figura 20 - Injeções de potência ativa e reativa pelo GD para o sistema de 14 barras.

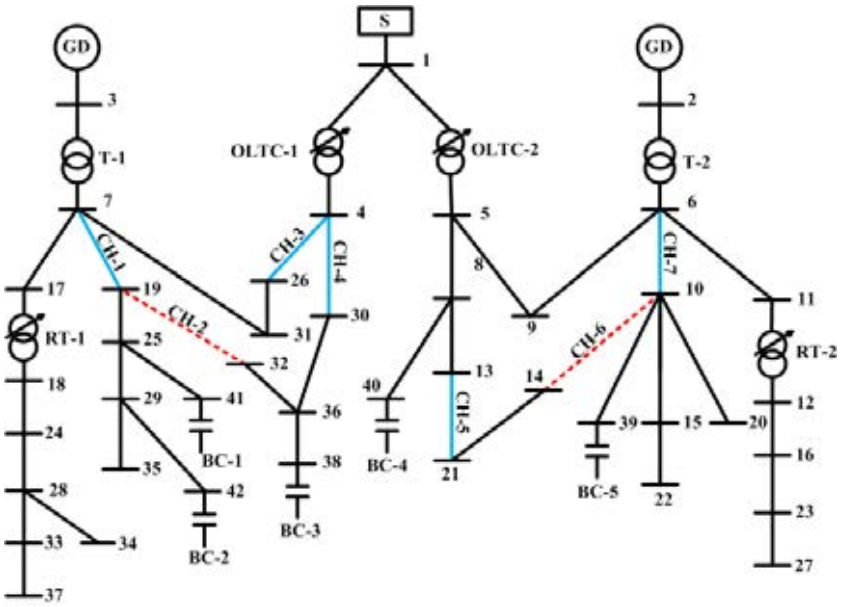


Fonte: Elaborada próprio autor.

4.2 CONSIDERAÇÕES GERAIS DO SISTEMA DE 42 BARRAS

O sistema de distribuição mostrado na Fig. 21 possui uma diversidade de recursos, que podem ser utilizados para o controle ótimo de Volt/VAr, o objetivo principal de implementar o modelo matemático proposto neste sistema é de que a diferença entre os dois sistemas (sistema de 14 barras e sistema de 42 barras), possibilita modificar a topologia da rede para atender os dois estados de operação.

Figura 21 - Sistema de distribuição de 42 barras



Fonte: Adaptado de Padilha (2010).

Para este sistema, alguns dados das cargas foram modificados dos dados apresentados em (REIS, 2013) e são mostrados no apêndice A. Este sistema conta com os seguintes recursos:

- Duas unidades geradoras distribuídas com uma capacidade máxima de 6000 kVA cada uma, com limites máximo $\overline{fp}_m^{dg}$ e minimo $\underline{fp}_m^{dg}$ de fator de potência de 0.92 e 1 respectivamente.
- Cinco bancos comutáveis de capacitores, cada banco conta com 6 módulos e cada módulo tem uma capacidade de 150 kVAr.
- Dois OLTC's (OLTC-1 e OLTC-2), cada transformador tem uma porcentagem de regulação de 5 % e um 4 posições de tap.
- Dois RT's (RT-1 e RT-2), cada regulador tem uma porcentagem de regulação de 10 % com 32 possíveis posições de tap.

- Sete CH's controladas remotamente as que são mostradas na Fig. 21 pelas linhas azuis e vermelhas, linhas relacionadas às CH's fechadas e abertas respectivamente.
- Dois transformadores (T1 e T2), que para o caso de análise a sua impedância é adicionada na impedância da linha.

A tensão nominal por fase na saída da subestação é de 7,9674 kV, o custo das perdas de potência ativa para cada nível de demanda foi definido como 5 c$/kWh. Para este sistema são definidos os seguintes casos:

Caso 1: Controle de tensão e reativos utilizando o modelo de PCSOIM para um nível de demanda pesado, com os seguintes testes:

- Teste 1: Encontrar a configuração ótima dos dispositivos de controle, considerando o estado normal de operação.
- Teste 2: com os valores encontrados para as variáveis associadas aos dispositivos de controle no teste 1, essas variáveis são fixadas e pretende-se determinar o perfil de tensão do sistema quando os geradores são desconectados.
- Teste 3: implementação do modelo considerando os dois estados para otimizar o sistema.

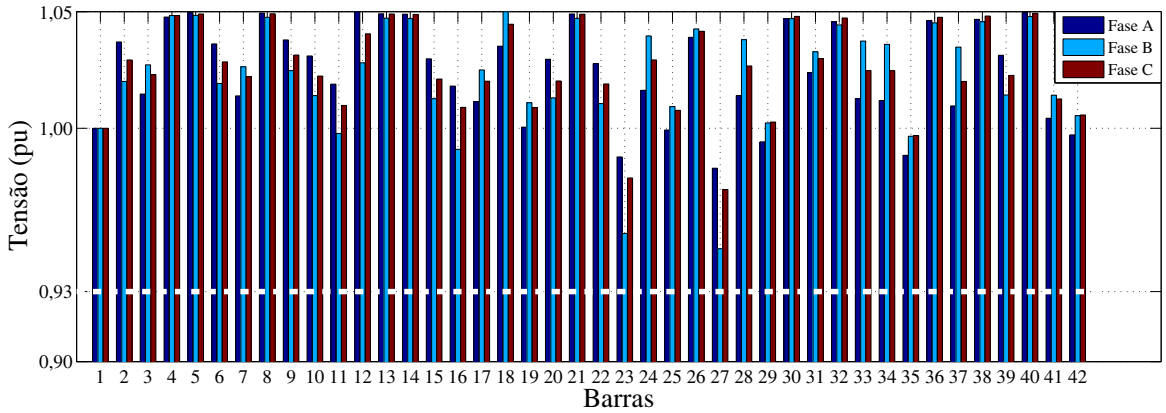
Caso 2: Um controle de tensão e reativo para uma operação em 24 horas.

4.2.1 Resultados para o sistema de 42 barras (caso 1)

4.2.1.1 Teste 1

Para um nível de demanda pesado, um controle de Volt/VAr para o sistema de distribuição de 42 barras é realizado. O perfil das magnitudes de tensão trifásica em cada barra é mostrado na Fig. 22, este perfil é obtido com a operação dos GDs e com as configurações para os dispositivos de controle como é mostrado nas Tabelas 3–5, para estas configurações o custo das perdas de potência ativa foi de $28,79. A Tabela 3 mostra os módulos em operação dos BCs para atender os requerimentos de reativo do sistema.

Figura 22 - Perfil de tensões trifásicas para o sistema de 42 barras operação normal (Teste 1).



Fonte: Elaborada próprio autor.

Tabela 3 - Operação dos bancos de capacitores (Teste 1)

Bancos de capacitores	BC-1	BC-2	BC-3	BC-4	BC-5
Módulos	6	6	1	1	6

Fonte: Elaborada próprio autor.

Inicialmente para o sistema de 42 barras foi definida a topologia representada na Fig. 21, portanto para o controle de tensão reativo neste nível de demanda a topologia não foi alterada e é representada na Tabela 4, em que "*ON*"representa às chaves fechadas e "*OFF*"às chaves abertas.

Tabela 4 - Estado das chaves seccionadoras controladas remotamente (Teste 1)

Chaves seccionadoras	CH-1	CH-2	CH-3	CH-4	CH-5	CH-6	CH-7
Operação	*ON*	*OFF*	*ON*	*ON*	*ON*	*OFF*	*ON*

Fonte: Elaborada próprio autor.

Para atender os requerimentos nas tensões, a Tabela 5 mostra a posição dos taps para cada OLTC e RT neste nível de demanda.

Tabela 5 - Operação dos reguladores de tensão e OLTCs (Teste 1)

Reguladores de tensão e OLTCs	OLTC-1	OLTC-2	RT-1	RT-2
Posição do tap	2	2	5	4

Fonte: Elaborada próprio autor.

As injeções de potência ativa e reativa são mostradas na Tabela 6 para cada unidade geradora.

Tabela 6 - Injeções de potência ativa e reativa pelos GDs (Teste 1)

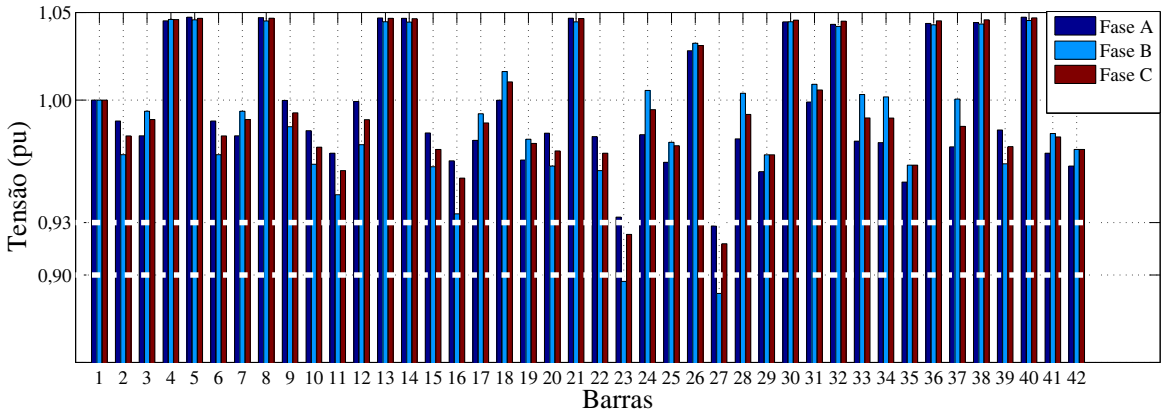
	Potência ativa (kW)	Potência Reativa (kVAr)
GD-1	5724,62	1796,86
GD-2	5780,72	1607,26

Fonte: Elaborada próprio autor.

4.2.1.2 Teste 2

Com as configurações encontradas nas Tabelas 3–5, para o controle de Volt/VAr no sistema de 42 barras, o teste em que os GDs são desconectados é realizado. Para este teste o perfil das magnitudes de tensão trifásica está representado na Fig. 23. Para esta figura tem-se violações nos limites de tensão nas barras 23 e 27, nestas barras as violações ocorrem nas fases B e C, violações nos limites críticos e precários respectivamente.

Figura 23 - Perfil de tensões trifásicas para o sistema de 42 barras operação em contingência (Teste 2).



Fonte: Elaborada próprio autor.

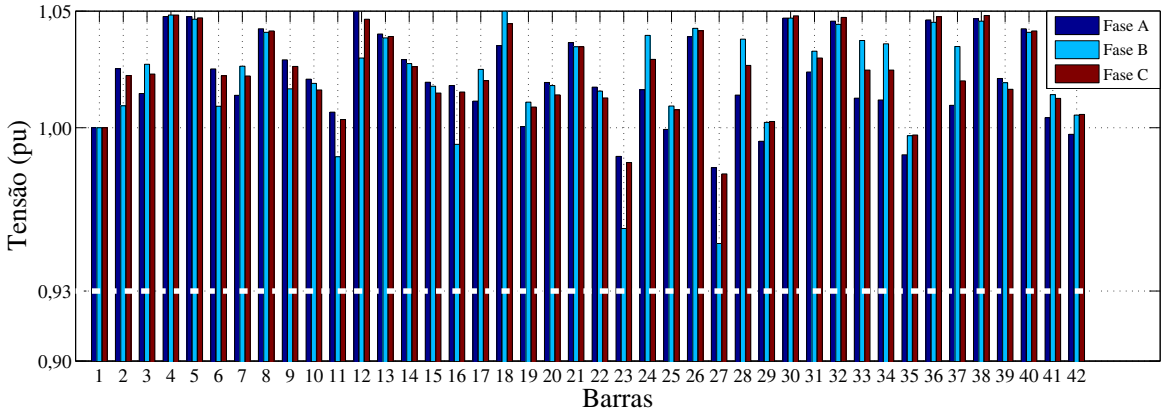
Portanto, para um estado em que os GDs não estejam operando no sistema, a configuração ótima dos dispositivos de controle mostrada nas Tabelas 3–5 não podem manter o perfil de tensão dentro dos limites preestabelecidos.

4.2.1.3 Teste 3

Para melhorar o incidente mostrado no Teste 2, o sistema é otimizado considerando os dois estados de operação, para este teste são mostrados os dois perfis das magnitudes de tensão

trifásica, um perfil com a operação normal (com os GDs operando) e outro no estado de contingência (com os GDs desconectados). O primeiro perfil é mostrado na Fig. 24 e o segundo perfil é mostrado na Fig. 25

Figura 24 - Perfil de tensões trifásicas para o sistema de 42 barras considerando operação normal (Teste 3).



Fonte: Elaborada próprio autor.

Nas Tabelas 7–9 são representadas as operações dos dispositivos de controle. Para estas configurações o custo das perdas de potência ativa foi de $33,13. A Tabela 7 mostra os módulos dos BCs em operação, configuração ótima para atender os requerimentos dos dois estados formulados no modelo.

Tabela 7 - Operação dos bancos de capacitores operação para os dois estados (Teste 3)

Bancos de capacitores	BC-1	BC-2	BC-3	BC-4	BC-5
Módulos	6	6	1	0	6

Fonte: Elaborada próprio autor.

A Tabela 8 mostra a topologia da rede com a operação das CHs, para este teste, o modelo matemático proposto determinou que, para atender os requerimentos dos dois estados de operação é preciso mudar a topologia, com a operação das chaves 6 e 7.

Tabela 8 - Estado das chaves seccionadoras controladas remotamente operação para os dois estados (Teste 3)

Chaves seccionadoras	CH-1	CH-2	CH-3	CH-4	CH-5	CH-6	CH-7
Operação	*ON*	*OFF*	*ON*	*ON*	*ON*	*ON*	*OFF*

Fonte: Elaborada próprio autor.

A configuração ótima dos taps dos RTs e OLTCs é apresentada na Tabela 9, para a operação adequada do sistema considerando os dois estados, foi determinado um aumento de passos no RT-1 para atender estes requerimentos.

Tabela 9 - Operação dos reguladores de tensão e OLTCs operação para os dois estados (Teste 3)

Reguladores de tensão e OLTCs	OLTC-1	OLTC-2	RT-1	RT-2
Posição do tap	2	2	7	4

Fonte: Elaborada próprio autor.

As injeções de potência ativa e reativa são mostradas na Tabela 10 para cada unidade geradora.

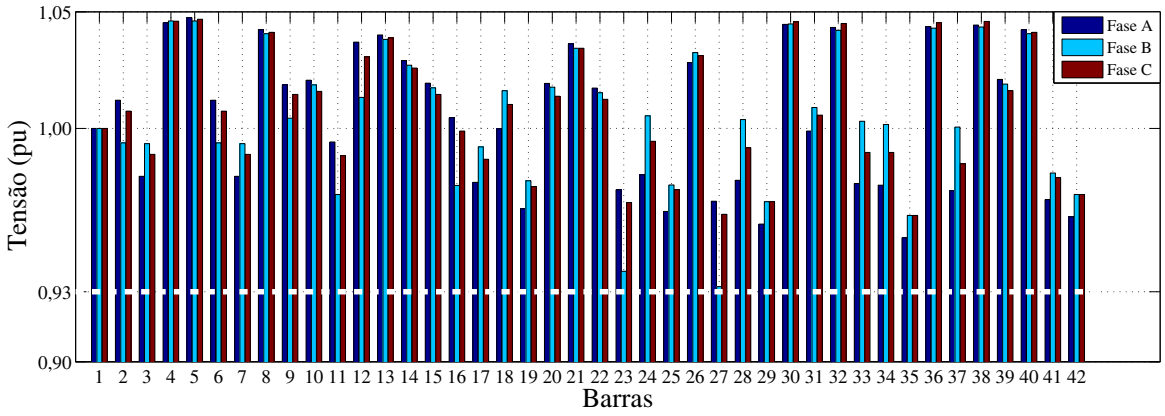
Tabela 10 - Injeções de potência ativa e reativa pelos GDs (Teste 3)

	Potência ativa (kW)	Potência Reativa (kVAr)
GD-1	2598,41	0
GD-2	5780,71	1607,27

Fonte: Elaborada próprio autor.

As configurações para os dispositivos de controle (Tabelas 7–9) mostraram que o perfil de tensão pode ser mantido dentro dos limites estabelecidos de tensão, tanto para um estado normal de operação, como aquele estado em contingência em que a geração distribuída é desconectada do sistema. O perfil das magnitudes de tensão no estado de contingência é apresentado na Fig. 25, a partir desta figura pode se perceber que as magnitudes que tinham violações (fases B e C das barras 23 e 27), agora estas magnitudes estão dentro dos limites aceitáveis de tensão.

Figura 25 - Perfil de tensões trifásicas para o sistema de 42 barras considerando operação contingência (Teste 3).



Fonte: Elaborada próprio autor.

4.2.2 Resultados para o sistema de 42 barras (caso 2)

Para este caso, os resultados do modelo de PCSOIM são obtidos para um período de operação de 24 níveis de demanda composto cada nível por uma hora. O objetivo principal deste teste é minimizar as perdas de potência ativa durante esse período, cumprindo com as restrições operacionais e mantendo as magnitudes de tensão dentro de seus limites estabelecidos inicialmente. Um resumo da operação dos dispositivos de controle é mostrada nas Tabelas 11–13, em que é especificada as horas que tiveram variação em seus estados. Na Tabela 11 é mostrado um resumo das horas em que os módulos dos BCs operaram.

Tabela 11 - Operação dos bancos de capacitores obtida para o sistema de 42 barras (Caso 2)

	Horas												
	1	7	8	9	13	14	17	19	20	21	22	23	24
BC-1	0	2	4	6	6	6	6	5	3	3	3	3	2
BC-2	2	5	6	6	6	6	6	6	5	4	3	3	3
BC-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BC-4	1	0	0	0	4	3	2	1	0	0	0	0	0
BC-5	1	1	3	6	6	6	6	6	6	6	5	4	4

Fonte: Elaborada próprio autor.

A Tabela 12 mostra um resumo das horas em que o modelo matemático determinou mudanças no estado das CHs. Para estas horas é determinada uma topologia ótima capaz de atender os dois estados de operação.

Para os RTs as mudanças nos taps está representada na Tabela 13, a que descreve as horas que tiveram variação em seus estados.

Tabela 12 - Operação das chaves seccionadoras controladas remotamente obtida para o sistema de 42 barras (Caso 2)

	Horas					
	1	5	8	9	17	19
CH-1	*ON*	*ON*	*ON*	*ON*	*ON*	*ON*
CH-2	*OFF*	*ON*	*OFF*	*OFF*	*OFF*	*ON*
CH-3	*ON*	*OFF*	*ON*	*ON*	*ON*	*OFF*
CH-4	*ON*	*ON*	*ON*	*ON*	*ON*	*ON*
CH-5	*ON*	*ON*	*ON*	*ON*	*ON*	*ON*
CH-6	*OFF*	*ON*	*OFF*	*ON*	*OFF*	*OFF*
CH-7	*ON*	*OFF*	*ON*	*OFF*	*ON*	*ON*

Fonte: Elaborada próprio autor.

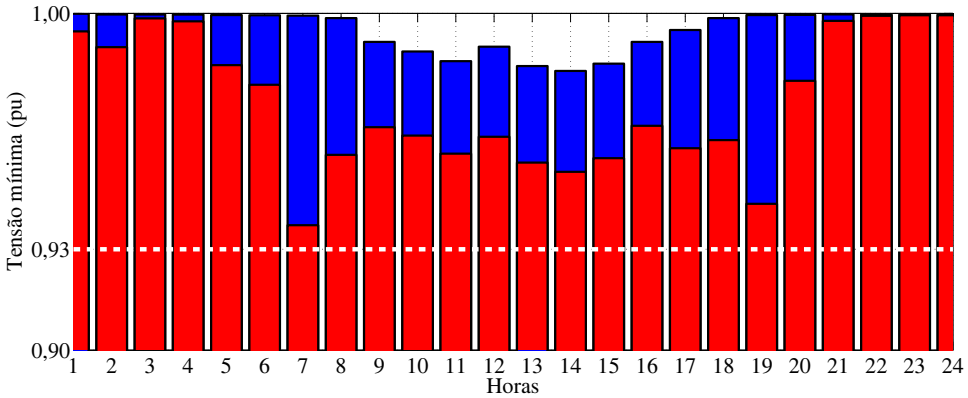
Tabela 13 - Operação dos reguladores de tensão e OLTCs obtida para o sistema de 42 barras (Caso 2)

	Horas																	
	1	2	3	5	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
OLTC-1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
OLTC-2	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
RT-1	1	0	0	0	0	2	3	3	3	3	4	3	3	2	1	0	0	0
RT-2	2	2	4	5	4	4	5	6	4	6	7	6	4	5	4	2	1	0

Fonte: Elaborada próprio autor.

Com estas configurações para cada dispositivo, como é mostrado nas tabelas, uma comparação das magnitudes das tensões mínimas para cada fase entre o estado normal e o estado de contingência é apresentado nas Figs. 26–28. A Fig. 26 mostra um perfil de tensão para fase A, nesta fase se obteve magnitudes de tensão bem perto de 1 pu para o estado normal, e no caso do estado de contingência todas as tensões dentro do limite aceitável.

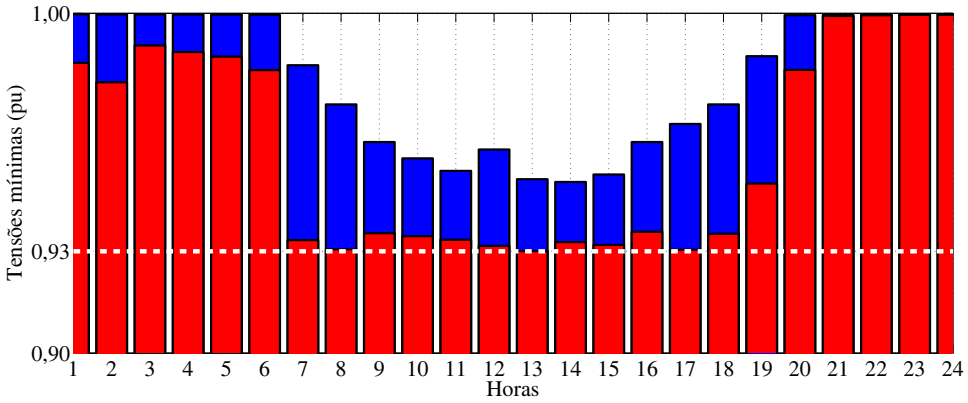
Figura 26 - Comparação da magnitude das tensões mínimas na fase A para o sistema de 42 barras (caso 2).



Fonte: Elaborada próprio autor.

Para a fase B mostra-se na Fig. 27 as tensões no estado de contingência bem próximas do limite mínimo, isto a partir da hora 8 até a hora 18. Sendo a fase B a que apresenta maior desequilíbrio.

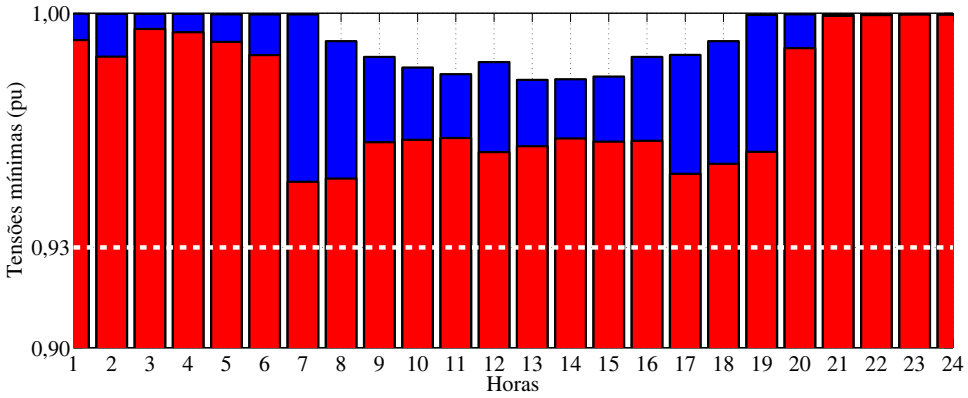
Figura 27 - Comparação da magnitude das tensões mínimas na fase B para o sistema de 42 barras (caso 2).



Fonte: Elaborada próprio autor.

A Fig. 19 que representa a fase C, mostra um perfil próximo a 1 pu para aquelas tensões na operação normal, já as tensões no estado de contingência são mantidas dentro do limite adequado de operação.

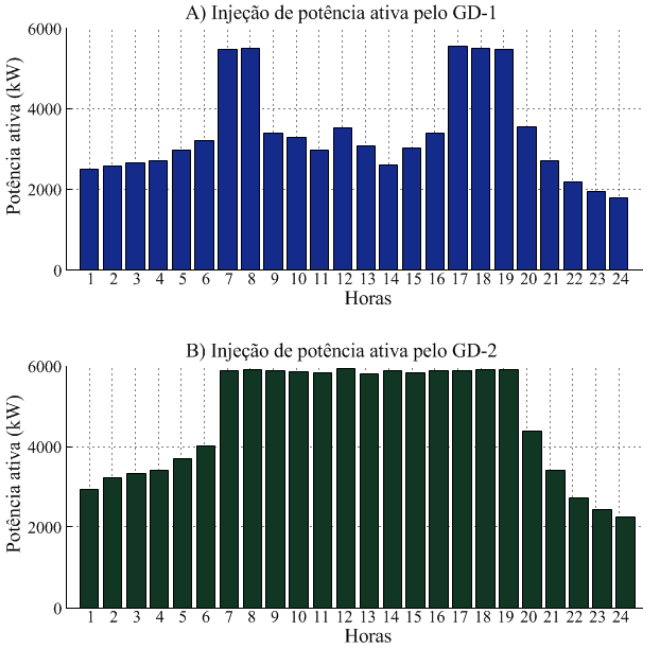
Figura 28 - Comparação da magnitude das tensões mínimas na fase C para o sistema de 42 barras (caso 2).



Fonte: Elaborada próprio autor.

Com a coordenação ótima de todos os recursos disponíveis no SDEE, o custo das perdas de potência ativa, para o planejamento do controle de Volt/VAr ao longo de 24 horas foi de $310,37. As injeções de potência ativa pelos GDs 1 e 2 durante as 24 horas são mostradas em A) e B) da Fig. 29 respectivamente.

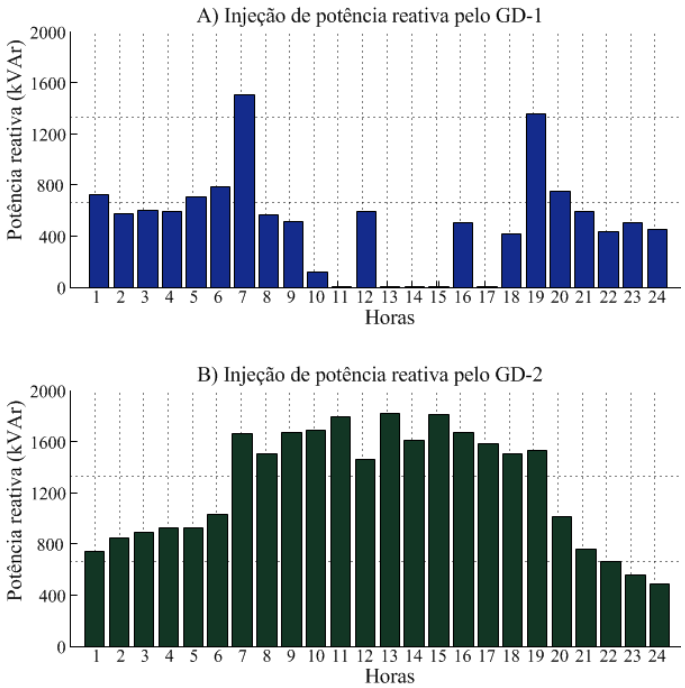
Figura 29 - Injeções de potência ativa pelos GDs para o sistema de 42 barras.



Fonte: Elaborada próprio autor.

As injeções de potência reativa pelos GDs 1 e 2 são mostradas em A) e B) da Fig. 30 respectivamente.

Figura 30 - Injeções de potência reativa pelos GDs para o sistema de 42 barras.



Fonte: Elaborada próprio autor.

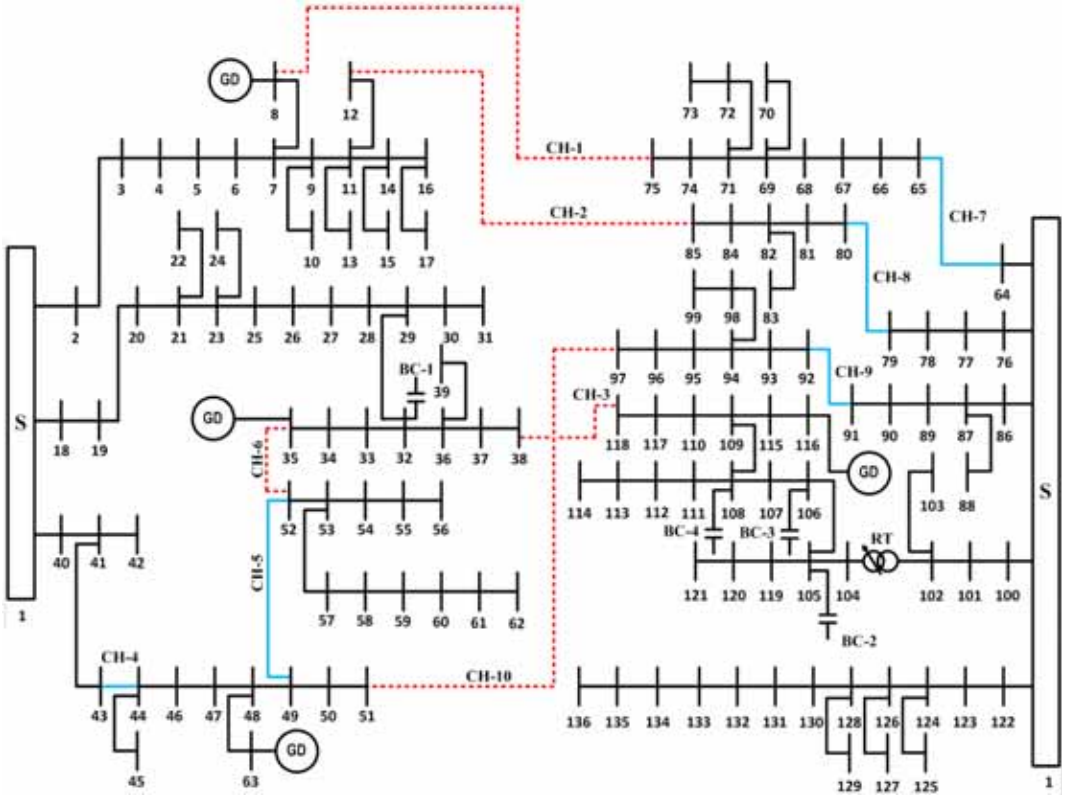
4.3 CONSIDERAÇÕES GERAIS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE 136 BARRAS

Para avaliar a metodologia proposta neste trabalho foi utilizado um sistema maior, mostrado na Fig. 31, para este sistema alguns dados das cargas foram modificados de (REIS, 2013) e são apresentados no apêndice A. Para propósitos deste trabalho os seguintes recursos foram adicionados:

- Quatro unidades de geração distribuída, instaladas nas barras 8, 63, 35 e 116, com capacidade de 6000, 5000, 5000 e 6000 kVA respectivamente. Os limites para o fator de potência em todos os GDs é $\underline{fp}_m^{dg}$ igual 1 e $\overline{fp}_m^{dg}$ igual a 0,92.
- Quatro BCs comutáveis nas barras 32 (BC-1), 105 (BC-2), 106 (BC-3) e 108 (BC-4), com capacidades por módulo de 300, 150, 300 e 300 kVAr respectivamente, todos os bancos são constituídos por 4 módulos.
- Um RT com uma máxima variação com uma porcentagem de regulação de 10% com 32 posições de tap. O RT está instalado no ramo composto pelas barras 102 e 104.
- Dez CHs instaladas nos ramos 8-75 (CH-1), 12-85 (CH-2), 38-118 (CH-3), 43-44 (CH-4), 49-52 (CH-5), 52-35 (CH-6), 64-65 (CH-7), 79-80 (CH-8), 91-92 (CH-9) e 97-51 (CH-10).

A tensão nominal na subestação é de 7,967 kV, um custo de 5 c$/kWh para perdas de potência ativa.

Figura 31 - Sistema de 136 barras



Fonte: Adaptado de Reis (2013).

4.3.1 Resultados obtidos para o sistema teste de 136 barras

Para este sistema, os resultados do modelo de PCSOIM são obtidos para um período de operação de 24 níveis de demanda, em que cada nível está composto por uma hora. O objetivo é minimizar os custos das perdas de potência ativa durante esse período de operação, mantendo as magnitudes de tensão dentro dos limites estabelecidos para cada estado. Um resumo da operação do sistema durante as 24 horas é mostrado nas Tabelas 14–15. Na Tabela 14 é mostrada a operação para todos os BCs e o RT nas horas que tiveram variação tanto nos módulos dos BCs como a posição do tap para o RT.

A Tabela 15 mostra um resumo das horas em que o modelo matemático determinou mudanças na topologia da rede. Para a hora inicial foi determinada uma topologia ótima para o sistema para as primeiras 8 horas, a partir da hora 8 é encontrada uma nova topologia capaz de atender os dois estados de operação até a hora 21.

Com estas configurações mostradas nas tabelas anteriores são obtidos dois perfis das mag-

Tabela 14 - Operação dos BCs e o RT obtida para o sistema de 136 barras.

	Horas																
	1	2	4	6	7	8	9	10	11	12	16	17	20	21	22	23	24
BC-1	1	1	2	2	3	3	3	4	4	4	4	4	3	2	2	2	1
BC-2	1	0	0	1	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	1
BC-3	1	1	1	1	2	2	3	4	3	4	4	3	2	2	1	1	1
BC-4	0	1	1	1	1	2	2	1	2	2	1	2	2	1	1	1	0
RT	8	7	8	8	8	7	7	7	7	7	7	7	7	7	8	8	8

Fonte: Elaborada próprio autor.

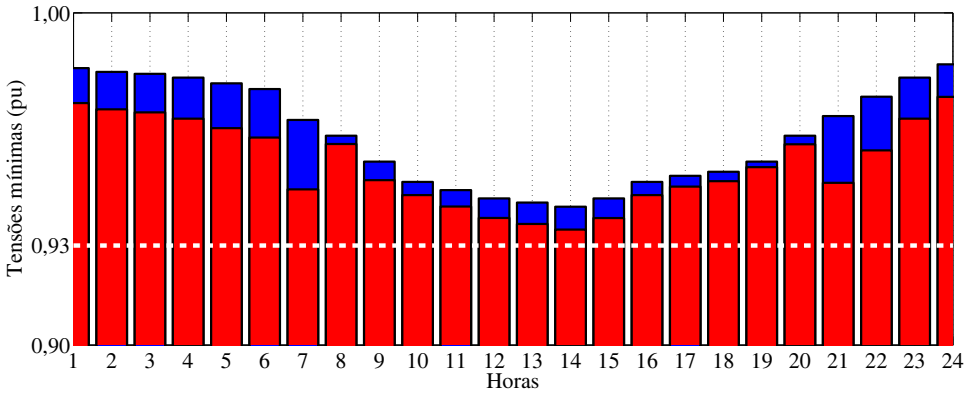
Tabela 15 - Operação das chaves seccionadoras controladas remotamente obtida para o sistema de 136 barras.

	Horas		
	1	8	21
CH-1	*ON*	*OFF*	*ON*
CH-2	*OFF*	*OFF*	*OFF*
CH-3	*OFF*	*OFF*	*OFF*
CH-4	*ON*	*ON*	*ON*
CH-5	*OFF*	*OFF*	*OFF*
CH-6	*ON*	*ON*	*ON*
CH-7	*OFF*	*ON*	*OFF*
CH-8	*ON*	*ON*	*ON*
CH-9	*OFF*	*OFF*	*OFF*
CH-10	*ON*	*ON*	*ON*

Fonte: Elaborada próprio autor.

nitudes de tensões mínimas no sistema, um perfil para o estado normal e outro perfil para o estado em contingência. Nas Figs 32–34 é apresentada uma comparação entre estes dois perfis para cada fase do sistema. O perfil de tensão para a fase A é mostrado na Fig. 32

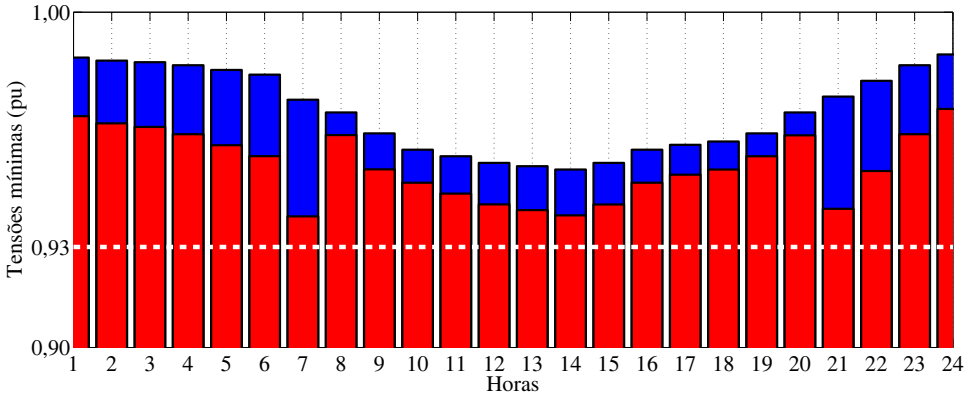
Figura 32 - Comparação da magnitude das tensões mínimas na fase A para o sistema de 136 barras.



Fonte: Elaborada próprio autor.

Destas figuras pode-se observar que a fase A apresenta o maior problema de tensão, apresentando para as horas 12-15 as menores tensões do sistema. Para a fase B o perfil é mostrado na Fig. 33.

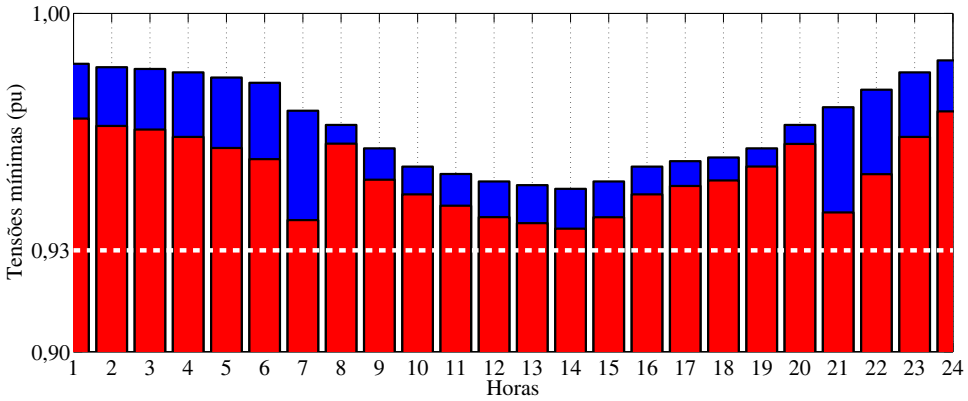
Figura 33 - Comparação da magnitude das tensões mínimas na fase B para o sistema de 136 barras.



Fonte: Elaborada próprio autor.

A Fig. 19 que representa a fase C, mostra um perfil de tensão semelhante com o perfil da fase B.

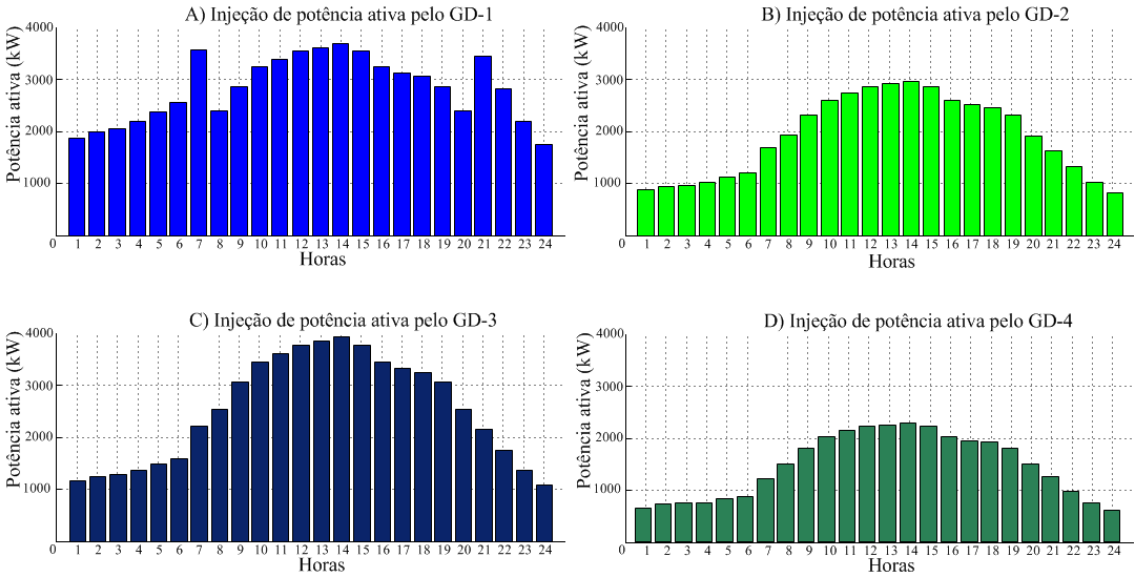
Figura 34 - Comparação da magnitude das tensões mínimas na fase C para o sistema de 136 barras.



Fonte: Elaborada próprio autor.

Com a coordenação ótima para uma operação de 24 horas dos dispositivos de controle, pode-se observar que as magnitudes de tensão para os dois estados propostos são mantidas dentro do limite aceitável, isto com um custo de perdas de potência ativa de $234,78. As injeções de potência ativa pelos GDs 1, 2, 3 e 4 durante as 24 horas são mostradas em A), B), C) e D) da Fig. 35 respectivamente.

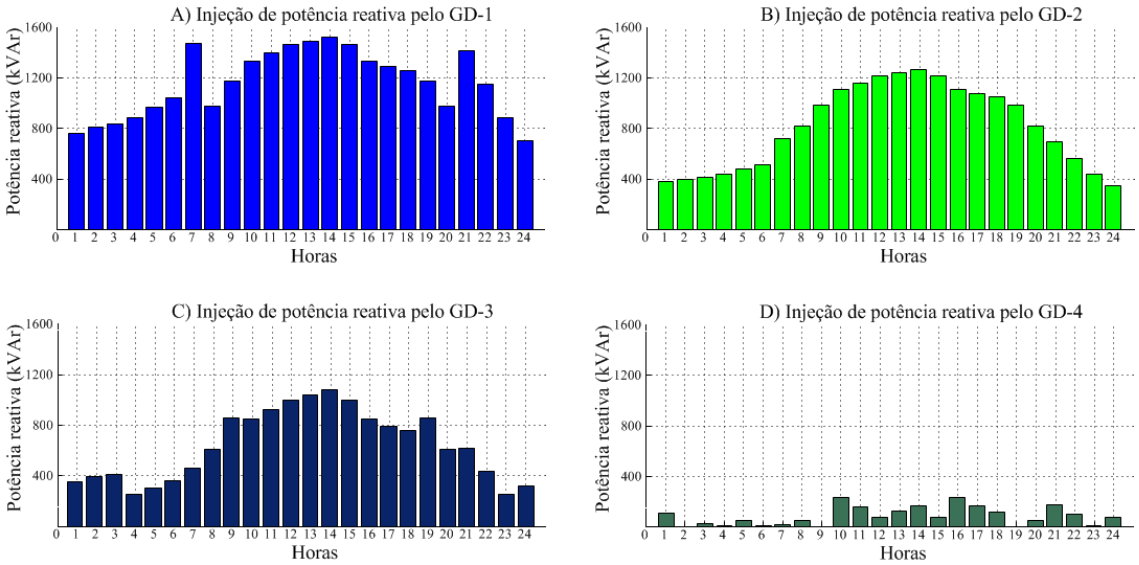
Figura 35 - Injeções de potência ativa pelos GDs para o sistema de 136 barras.



Fonte: Elaborada próprio autor.

Em A), B), C) e D) da Fig. 36 são mostradas as injeções de potência reativa pelos GDs 1, 2, 3 e 4 respectivamente.

Figura 36 - Injeções de potência reativa pelos GDs para o sistema de 136 barras.



Fonte: Elaborada próprio autor.

4.4 CRITÉRIO DE VERACIDADE DO MODELO

Diferentes formas podem ser implementadas para avaliar um método de solução e verificar a sua precisão. Nesta seção é verificada a condição imposta na subseção 3.3.3, em que as restrições (68) e (69) estão ativas na solução ótima do problema. Para a solução do problema, o erro máximo encontrado entre a diferença, do produto $I^{qdr}_{ij,d,e,f}V^{qdr}_{j,d,e,f}$ e a soma $(P_{ij,d,e,f})^2 + (Q_{ij,d,e,f})^2$ nas equações (68) e (69) para o sistema de distribuição de 14-barras foi de 0,0058%, para o sistema de distribuição de 42 barras o erro foi de 0,00033% e para o sistema de 136 barras o erro foi de 0,00474%.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO TRABALHO

5.1 CONCLUSÕES

Neste trabalho foi proposto um modelo matemático para o controle de tensão e reativos (Volt/VAr) em sistemas de distribuição de energia elétrica trifásicos desbalanceados. Este modelo proposto representa características bem próximas tanto do sistema de distribuição como de cada equipamento que é considerado na formulação do problema, este problema de natureza combinatória, não linear inteiro misto é reformulado como um problema de programação cônica de segunda ordem inteiro misto, esta reformulação é dada apenas com a relaxação das equações do cálculo da corrente através dos circuitos. Algumas das vantagens de transformar o problema não linear em um problema cônico de segunda ordem é o menor esforço computacional requerido para resolver o problema e a utilização de *solvers* comercias de programação linear. Os resultados obtidos demostram a eficiência do método proposto considerando a explosão combinatória deste problema de otimização, também é mostrado que a solução ótima encontrada para o problema cônico de segunda ordem é também ótima para o problema não linear, demonstração realizada a partir das restrições do cálculo da corrente quando estas estão ativas no ponto ótimo.

O objetivo principal do problema foi operar o sistema com custo baixo de perdas de potência ativa nos circuitos, mantendo as magnitudes de tensão trifásicas dentro dos limites estabelecidos, para obter estes beneficios o modelo matemático formulado encontrou uma coordenação adequada para todos os recursos disponíveis no sistema de distribuição, como: as fontes despacháveis de geração distribuída, compensadores comutáveis de reativos, transformadores comutadores de tap sobre carga, reguladores automáticos de tensão até chaves seccionadoras controladas remotamente. As vantagens em considerar a operação das chaves seccionadoras controladas remotamente na formulação matemática do modelo de otimização proposto, foram: para os casos em que a geração distribuída é desconectada do sistema de distribuição, o modelo tem que ser capaz de determinar se a topologia em que o SDEE opera é ótima, se não é, então o modelo proposto mostra a topologia ótima mediante a reconfiguração para que esta nova configuração seja a adequada para suportar esse estado de contingência.

Foi mostrado que o modelo de PCSOIM é uma ferramenta robusta para encontrar a coordenação adequada de todas as variáveis de controle. Coordenação que teve como resultado um controle ótimo de tensão e reativo no sistema, este controle foi projetado para uma operação composta por 24 diferentes níveis de demanda, cada nível representado em uma hora do dia. Além de planejar o controle ótimo de Volt/VAr no sistema durante as 24 horas, mostrou-se que

mesmo com a saída dos geradores distribuídos por alguma perturbação elétrica, o modelo matemático apresentado foi formulado para considerar dois estados de operação, o que permite controlar o perfil de tensão tanto em uma operação normal (com os geradores) como em uma operação em contingência (saída dos geradores), perfis de tensão dentro dos limites estabelecidos, respeitando os padrões de qualidade.

Além do caso de operação em contingência, a ideia proposta neste trabalho pode ser implementada para reduzir a dependência da geração distribuída, como naqueles casos em que opera com incertezas, nos quais não é possível obter uma operação sem interrupção da geração distribuída, para isto o modelo matemático é flexível e capaz de encontrar configurações simultâneas, permitindo a desconexão e conexão dos geradores distribuídos evitando violar os limites de tensão.

5.2 TRABALHOS FUTUROS

Adicionalmente aos estudos realizados no desenvolvimento este trabalho, foram feitas algumas anotações que podem ser analisadas para tornar um modelo de otimização mais completo. Destacam-se como segue:

- Analisar dentro do modelo matemático a possível operação de unidades de geração distribuída considerando a incerteza na geração de energia elétrica.
- Estender o modelo de otimização com vistas a explorar o problema de economia de energia, mediante um gerenciamento da demanda.
- Estender o modelo matemático para considerar as impedâncias mútuas entre cada fase do sistema.
- Estender o modelo matemático para considerar restauração do sistema após uma falta.

REFERÊNCIAS

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SOBER, L. Distributed generation: a definition. **Electric Power Systems Research,** Lausanne, v. 57, p. 195–204, 2001.

ALVES, R. P. **Alocação ótima de reguladores de tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica radias usando formulação linear inteira mista.** 2012. 97 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2012.

AMASIFEN, J.; MANTOVANI, J.; ROMERO, R. Algoritmo evolutivo dedicado à solução do problema de reconfiguração de sistemas de distribuição radiais. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL, 2002, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: SBPO, 2002. p. 1-12.

AMPL **A modeling language for mathematical programming.** [S.l.]: 2nd ed. Pacific Grove, CA: Brooks/Cole-Thomson Learning, 2003. 526 p.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Procedimientos de distribuição de energia elétrica no sistema elétricos nacional (PRODIST)**. Brasília: ANEEL, 2010. (Módulos 1 a 8).

AGENCIA NACIONAL DE EENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Procedimientos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional (PRODIST).** Brasília: ANEEL, 2013. (Módulos 8; Qualidade de Energia Elétrica).

ARAUJO, R. A. **Algoritmos para o planejamento da operação de sistemas modernos de distribuição de energia elétrica**. 2012. 111 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2012.

AUCHARIYAMET, S.; SIRISUMRANNUKUL, S. Volt/VAr control in distribution systems by fuzzy multiobjective and particle swarm. In: ELECTRICAL ENGINEERING /ELECTRONICS, COMPUTER, TELECOMMUNICATIONS AND INFORMATION TECHNOLOGY, 2009, Chonburi. **Proceedings of the…** Chonburi: IEEE, 2009. v. 1, p. 234–237.

AUCHARIYAMET, S.; SIRISUMRANNUKUL, S. Optimal daily coordination of Volt/VAr control devices in distribution systems with distributed generators. In: UNIVERSITIES POWER ENGINEERING CONFERENCE, 2010, Wales. **Proceedings of the…** Wales: IEEE, 2010. p. 1–6.

AZIMI, R.; ESMAEILI, S. Multiobjective daily Volt/VAr control in distribution systems with distributed generation using binary ant colony optimization. **Turkish Journal of Electrical Engineering and Compuational Science**, Istambul, v. 1, n. 21, p. 613–629, 2013.

BAGHERI, A.; NOROOZIAN, R.; JALILVAND, A.; JALILZADEH, S. Voltage and reactive power control in distribution systems in the presence of distributed generation. **Journal International Review on Modelling and Simulations,** Naples, v. 5, n. 2, p. 1–10, 2012.

BALOCH, Z. A. A new nonlinear constructive method for loss reduction and load balancing in radial distribution network reconfiguration. **Journal European Scientific,** Albania, v. 9, n. 18, p. 93–98, 2013.

BARAN, M.; HSU, M.-Y. Volt/VAr control at distribution substations. **IEEE Transactions on Power Systems,** Nova York, v. 14, n. 1, p. 312–318,1999.

BARAN, M.; WU, F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. **IEEE Transactions on Power Delivery,** Nova York, v. 4, n. 2, p. 1401–1407, 1989.

BARAN, M.; WU, F. Optimal capacitor placement on radial distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery,** Nova York, v. 4, n. 1, p. 725–734, 1989.

BISERICA, M.; BESANGER, Y.; CAIRE, R.; CHILARD, O.; DESCHAMPS, P. Neural networks to improve distribution state estimation x2014; Volt/VAr control performances. **IEEE Transactions on Smart Grid,** New York, v. 3, n. 3, p. 1137–1144, 2012.

BORGHETTI, A. Using mixed integer programming for the Volt/VAr optimization in distribution feeders. **Journal Electric Power Systems Research,** Bologna, v. 1, n. 99, p. 39–50, 2013.

BORGHETTI, A.; NAPOLITANO, F.; NUCCI, C. A. Volt/VAr optimization of unbalanced distribution feeders via mixed integer linear programming. In: THE POWER SYST. COMPUTATIONAL CONFERENCE, (PSCC), 18, 2010, Wroclaw. **Proceedings of the…** v. 1, n. 1, p. 1-7, 2014.

BOROZAN, V.; BARAN, M.; NOVOSEL, D. Integrated Volt/VAr control in distribution systems. In: POWER ENGINEERING SOCIETY WINTER MEETING, 2001,Columbus. **Proceedings of the…** Columbus: IEEE, 2001. v. 3, p. 1485–1490.

BOTEA, A.; RINTANEN, J.; BANERJEE, D. Optimal reconfiguration for supply restoration with informed a search. **IEEE Transactions on Smart Grid,** New York, v. 3, n. 2, p. 583–593, 2012.

BURKE, J. **Power Distribution Engineering.** [S.l.]: Editora Marcel Dekker, 1994.

CANATO, J. **Reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica para a melhoria das condições de operação com relação à estabilidade de tensão.** 2004. 101 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2004.

CAPITANESCU, F.; BILIBIN, I.; RAMOS, E. R. A comprehensive centralized approach for voltage constraints management in active distribution grid. **IEEE Transactions on Power Systems,** New York, v. 1, n. 1, p. 933–942, 2013.

CESPEDES, R. New method for the analysis of distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery,** New York, v. 5, n. 1, p. 391–396, 1990.

CPLEX **Optimization subroutine library guide and reference,** version 11.0. [S.l.]: CPLEX Division, ILOG Inc, 2008.

DIXON, M. Autodaptive Volt/VAr management system. In: RURAL ELECTRIC POWER CONFERENCE, 2001, Little Rock. **Proceedings of the…** Little Rock: IEEE, 2001. p. D4/1–D4/8.

EDSON, B. **Maquinas elétricas e acionamentos**. 2. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2012.

EL-SAMAHY, I.; EL-SAADANY, E. The effect of dg on power quality in a deregulated environment. In: POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 2005, **Proceedings of the…**New York: IEEE, 2005. v. 3, p. 2969-2976.

FENG, X.; PETERSON, W.; YANG, F.; WICKRAMASEKARA, G.; FINNEY, J. Implementation of control center based voltage and var optimization in distribution management system. In: TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION, 2010, New Orleans. **Proceedings of the…** New Orleans: IEEE, 2010. p. 1–6.

FRANCO, J.; RIDER, M.; ROMERO, R. A mixed-integer quadratically constrained programming model for the distribution system expansion planning. **International Journal Electrical Power and Energy Systems,** Lausanne, v. 62, n. 99, p. 265–272, 2014.

GRAINGER, J.; CIVANLAR, S. Volt/VAr control on distribution systems with lateral branches using shunt capacitors and voltage regulators part i: The overall problem. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems,** New York, v. l. PAS-104, n. 11, p. 3278–3283, 1985.

HU, Z.; WANG, X.; CHEN, H.; TAYLOR, G. A. Volt/VAr control in distribution systems using a time-interval based approach. **IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution,** New York, v. 150, n. 5, p. 548–554, 2003.

IEEE **standard for interconnecting distributed resources with electric power systems.** New York: IEEE, 2003. p. 1-16.

JENKINS, N.; CROSSLEY, P.; KIRSCHEN, D.; STRBAC, G. **Embedded generation.** London: The institution of Electrical Engineers (IEE), 2000. p. 292.

KAGAN, N.; BARIONI, C.; ROBBA, E. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica.** Rio de Janeiro: Edgard Blucher, 2008.

KUANG, H.; LI, S.; WU, Z. Discussion on advantages and disadvantages of distributed generation connected to the grid. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICAL AND CONTROL ENGINEERING (ICECE), 2011, Yichang. **Proceedings of the…** Yichang: IEEE, 2011. p. 170–173.

LAVORATO, M.; FRANCO, J.; RIDER, M.; ROMERO, R. Imposing radiality constraints in distribution system optimization problems. **IEEE Transactions on Power Systems,** New York, v. 27, n. 1, p. 172–180, 2012.

LEVI, V.; KEY, M.; POVEY, I. Reverse power flow capability of tap changers. In: THE INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION, 2005, Turin. **Proceedings of the…** Turin: IET, 2005. p. 1-5.

MEIRA, P. **Análise da proteção antiilhamento de geradores de indução conectados em redes de distribuição de energia elétrica**. 2012. 148 f. Dissertação (Mestrado em

Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2012.

MENDOZA, J.; MORALES, D.; LOPEZ, R.; LOPEZ, E.; VANNIER, J. C.; COELLO, C. Multiobjective location of automatic voltage regulators in a radial distribution network using a micro genetic algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems,** New York, v. 22, n. 1, p. 404–412, 2007.

MOHAPATRA, A.; BIJWE, P.; PANIGRAHI, B. An efficient hybrid approach for Volt/VAr control in distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery,** New York, v. 29, n. 4, p.1780–1788, 2014.

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica.São Paulo:** Edgard Blucher, 1983.

NIKNAM, T.; RANJBAR, A. M.; SHIRANI, A. R. Impact of distributed generation on Volt/VAr control in distributed networks. In: POWER TECH CONFERENCE PROCEEDINGS, 2003, Bologna. **Proceedings of the...** Bologna: IEEE, v. 3, p. 1-7, 2003.

NIKNAM, T.; ZARE, M.; AGHAEI, J. Scenario-based multiobjective volt/var control in distribution networks including renewable energy sources. **IEEE Transactions on Power Delivery,** New York, v. 27, n. 4, p. 2004–2019, 2012.

OLAMAIE, J.; NIKNAM, T. Daily Volt/VAr control in distribution networks with regard to dgs: a comparison of evolutionary methods. In: POWER INDIA CONFERENCE, 2006, New Delhi. **Proceedings of the…** New Delhi: IEEE, 2006. v. 1, p. 1-6.

OLIVEIRA, R.; VIEIRA, J.; TRINDADE, F. Mitigação de variações de tensão causadas pela proteção anti-ilhamento de geradores distribuídos. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA (CBA), 20, Belo Horizonte. **Anais...** Belo Horizonte: SBA, 2014. p. 2331–2337.

PADILHA, L. N. **Análise comparativa de estratégias para regulação de tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica na presença de geradores distribuídos.** 2010. 143 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2010.

PATRICK, D. R.; FARDO, S. W. **Electrical distribution systems.** 2. ed. London: The Fairmont Press, 2009.

PENUELA, C. A. **Desenvolvimento de técnicas e modelos matemáticos para solução do problema de planejamento da expansão e operação de sistemas de distribuição de energia elétrica com geradores distribuídos.** 2012. 183 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2012.

PEREIRA, P. R. **Métodos para otimização dos ajuste dos reguladores de tensão e zonas de tap em sistemas de distribuição.** 2009. 149 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Centro de estudos em Energia e Meio Ambiente, Universidade Federal de Santa Maria, Rio Grande do Sul, 2009.

QUIJANO, D. **Controle integrado de tensão e reativos em redes de distribuição de energia elétrica.** 2014. 99 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2014.

RAMIREZ, S. **Redes de distribución de energía.** 3. ed. Manizales: Centro de Publicaciones Universidade Nacional de Colombia, 2004.

REIS, R. D. **Modelos de programação linear inteira mista para resolver problemas de otimização de sistemas de distribuição de energia elétrica radias.** 2013. 221 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenhari, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2013.

REIS, R. D.; ALVES, R.; FRANCO, J.; RIDER, M. Operation planning of electrical distribution systems using a mixed integer linear model. **Journal Control Automation Electrical System SBA,** Campinas, v. 24, n. 99, p. 668–679, 2013.

RIZY, D. T.; LI, H.; LI, F.; XU, Y.; ADHIKARI, S.; IRMINGER, P. Impacts of varying penetration of distributed resources with and without Volt/VAr control: case study of varying load types. In: IEEE POWER AND ENERGY SOC. GENERAL MEETING, 2011, San Diego. **Proceedings f the…** San Diego: IEEE, 2011. v. 1, p. 1–7, 2011.

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, 1995.

RUEDA, A. C. **Valoração de serviços ancilares de geradores distribuídos.** 2012. 170 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2012.

SARIC, A.; STANKOVICC, A. A robust algorithm for Volt/VAr control. In: POWER SYSTEMS CONFERENCE AND EXPOSITION, 2009, Seatle. **Proceedings of the… S**eattle: IEEE, 2009. v. 1 p. 1–8.

SHEN, Z.; BARAN, M. Gradient based centralized optimal Volt/VAr control strategy for smart distribution system. In: INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES, 2013, Washington. **Proceedings of the…** Washington: IEEE, 2013. v. 1, p. 1–6.

SHIRMOHAMMADI, D.; HONG, H. W.; SEMLYEN, A.; LUO, G. X. A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. **IEEE Transactions on Power Systems,** Lausanne, v. 3, n. 2, p. 753–762, 1988.

SHORT, T. A. **Electric power distribution.** New York: CRC PRESS, 2004.

SOUSA, M.; VANDENBERGHE, L.; BOYD, S. **Applications of second-order cone programming.** [S.l.]: Linear Algebra and Applications, Jan. 1998.

TOURE, S.; CAIRE, R.; BESANGER, Y.; GRENARD, S.; FORISSIER, A. Benders' decomposition for voltage profile management of distribution network with distributed generators. In: POWERTECH, 2013, Grenoble. **Proceedings of the…** Grenoble: IEEE, 2013. v. 1, p. 1–6.

VOVOS, P. N.; KIPRKIS, A. E.; WALLACE, A.; HARRISON, G. P. Centralized and distributed voltage control: impact on distributed generation penetration. **IEEE Transactions on Power Systems,** New York, v. 22, n. 1, p. 476–483, 2007.

WALLING, R.; MILLER, N. Distributed generation islanding-implications on power system dynamic performance. In: POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING, 2002, Chicago. **Proceedings of the…** Chicago: IEEE, 2002. v. 1, p. 92–96, 2002.

APÊNDICE A - DADOS DOS SISTEMAS

A.1 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE 14 BARRAS

Tabela 16 - Dados das linhas do sistema de distribuição de 14 barras

Inicial	Final	$R(ohm)$	$X(ohm)$	$\bar{I}_{ij}(A)$
1	2	0,11986	0,0611	800
2	3	0,6409	0,32643	800
3	4	0,4758	0,24232	800
4	5	0,49543	0,25233	800
5	6	0,11986	0,0611	800
6	7	0,24336	0,80444	800
7	8	0,92482	0,30563	800
8	9	0,2639	0,13442	800
9	10	1,3689	1,3312	800
10	11	1,37072	1,3312	800
7	12	2,3647	2,2191	800
12	13	1,95546	1,76202	800
8	14	0,2639	0,13442	800

Fonte: Dados da pesquisa do autor

Para o teste da operação de 24 horas, é construída uma curva de demanda a partir da demanda máxima mostrada na Tabela 18. A Tabela 17 mostra as porcentagens da demanda máxima para cada hora.

Tabela 17 - Porcentagem das cargas para as 24 horas do sistema de distribuição de 14 barras.

Horas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Porcentagem da demanda máxima	30	33	34	35	38	41	65	78	88	92	96	90
Horas	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Porcentagem da demanda máxima	98	100	97	88	83	78	65	45	35	28	25	23

Fonte: Dados da pesquisa do autor

Tabela 18 - Dados das cargas para demanda máxima do sistema de distribuição de 14 barras.

	P (kW)			Q(kVAr)		
Barra	A	B	C	A	B	C
1	0	0	0	0	0	0
2	4,5	2,25	3,15	2,025	1,035	1,395
3	11,25	13,5	22,5	5,31	6,3	10,755
4	108	0	54	51,75	0	25,65
5	72	58,5	135	33,75	27,675	62,1
6	85,5	72	76,5	39,6	34,2	36,45
7	135	157,5	135	64,35	76,05	64,35
8	135	180	90	62,1	83,25	42,75
9	270	315	405	85,05	153	195,75
10	184,5	168,75	184,5	111,6	82,35	89,1
11	292,5	337,5	292,5	143,1	165,6	143,1
12	27	9	40,5	13,005	4,142232	18,92232
13	27	27	27	13,005	13,005	13,005
14	36	0	36	16,875	0	16,875

Fonte: Dados da pesquisa do autor

A.2 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE 42 BARRAS

Tabela 19 - Dados das linhas do sistema de distribuição de 42 barras

Inicial	Final	$R(ohm)$	$X(ohm)$	$\bar{I}_{ij}(A)$
1	4	0,01	0,148	1100
1	5	0,01	0,148	1100
6	2	0,01	0,0575	1200
7	3	0,01	0,0575	1200
4	26	0,15738	0,28548	1200
4	30	0,16254	0,29484	1000
5	8	0,21414	0,32403	1000
5	9	0,80405	1,0283	1000
6	10	0,25639	0,33397	900
6	11	0,59242	0,8885	900
9	6	0,22169	0,32726	900
7	17	0,05064	0,06096	1000
7	19	0,37711	0,528	1000
31	7	0,16458	0,42055	1000
8	13	0,08968	0,15374	900
8	40	0,214144	0,324028	600
10	15	0,11605	0,1397	700
10	20	0,27456	0,20008	800
10	39	0,26402	0,34705	600
11	12	0,01	0,075	900
12	16	1,36943	1,55577	800
13	21	0,166	0,28458	800
21	14	0,32818	0,56261	800
15	22	0,31574	0,23009	700
16	23	1,39305	1,67383	800
17	18	0,01	0,075	1000
18	24	0,43457	0,60496	900
19	25	0,06869	0,11776	900
23	27	0,3339	0,57243	700
24	28	0,06869	0,11776	900

Fonte: Dados da pesquisa do autor

Tabela 20 - Dados das linhas do sistema de distribuição de 42 barras (continuação)

Inicial	Final	$R(ohm)$	$X(ohm)$	$\bar{I}_{ij}(A)$
25	29	0,2385	0,40888	900
25	41	0,684296	1,054627	600
26	31	0,27686	0,4988	1000
28	33	0,08777	0,15047	900
28	34	0,5724	0,9813	800
29	35	0,68879	1,18083	700
29	42	0,445796	0,645752	600
30	36	0,24445	0,43886	1000
36	32	0,09943	0,172	1000
33	37	0,35489	0,60841	900
36	38	0,406992	0,733	600
32	19	0,62133	0,76354	900
14	10	0,39305	0,67383	900

Fonte: Dados da pesquisa do autor

Tabela 21 - Dados das cargas para demanda máxima do sistema de distribuição de 42 barras.

	P (kW)			Q(kVAr)		
Barra	A	B	C	A	B	C
1	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0
6	0	420	0	0	173,25	0
7	105	140	105	47,25	62,3	47,25
8	0	0	0	0	0	0
9	313,46	243,46	383,46	103,32	117,25	174,3
10	211,89	246,89	176,89	69,51	121,8	86,1
11	0	133	0	0	63,7	0
12	117,565	47,565	187,565	38,045	23,45	92,05
13	70,7	141,4	0	23,555	68,95	0
14	15,995	15,995	15,995	5,32	5,32	5,32
15	155,61	155,61	155,61	51,87	51,87	51,87
16	66,5	56	59,5	30,8	26,6	28,35
17	0	140	0	0	67,55	0
18	261,065	0	171,815	129,885	0	83,2615
19	726,81	726,81	726,81	237,685	237,685	237,685
20	265,895	160,895	370,895	87,5	78,295	173,845
21	15,995	15,995	15,995	5,32	5,32	5,32
22	346,675	346,675	346,675	114,45	114,45	114,45
23	392,63	392,63	392,63	129,675	129,675	129,675
24	508,69	105	0	236,6	51,1	0
25	144,48	109,48	179,48	71,75	55,3	88,55
26	6,72	6,72	6,72	3,36	3,36	3,36
27	578,69	648,69	508,69	189,455	299,25	236,6
28	526,365	526,365	526,365	256,83	172,13	172,13
29	857,535	997,535	717,535	280,07	486,5	349,566
30	10,115	10,115	10,115	3,36	3,36	3,36
31	23,1	23,1	23,1	7,105	7,105	7,105

Fonte: Dados da pesquisa do autor

Tabela 22 - Dados das cargas para demanda máxima do sistema de distribuição de 42 barras (continuação).

	P (kW)			Q(kVAr)		
Barra	A	B	C	A	B	C
32	208,67	313,67	103,67	67,305	153,986	49,7875
33	210	0	315	100,45	0	153,3
34	145,67	145,67	145,67	47,95	47,95	47,95
35	286,09	286,09	286,09	138,53	138,53	138,53
36	0	0	0	0	0	0
37	353,535	248,535	458,535	115,465	125,3	227,15
38	0	0	0	0	0	0
39	210	210	210	82,25	82,25	82,25
40	0	0	0	0	0	0
41	0	0	0	0	0	0
42	0	0	0	0	0	0

Fonte: Dados da pesquisa do autor

Para o teste da operação de 24 horas no sistema de 42 barras, é construída uma curva de demanda a partir da demanda máxima mostrada nas Tabelas 21, 22. A Tabela 23 mostra as porcentagens da demanda máxima para cada hora.

Tabela 23 - Porcentagem das cargas para as 24 horas do sistema de distribuição de 42 barras.

Horas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Porcentagem da demanda máxima	30	33	34	35	38	41	65	78	88	92	96	90
Horas	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Porcentagem da demanda máxima	98	100	97	88	83	78	65	45	35	28	25	23

Fonte: Dados da pesquisa do autor

A.3 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE 136 BARRAS

Tabela 24 - Dados das linhas do sistema de distribuição de 136 barras.

Inicial	Final	$R(ohm)$	$X(ohm)$	$\bar{I}_{ij}(A)$
1	2	0,33205	0,76653	500
2	3	0,00188	0,00433	500
3	4	0,2234	0,51535	500
4	5	0,09943	0,22953	500
5	6	0,15571	0,35945	500
6	7	0,16321	0,37677	500
7	8	0,11444	0,26417	500
8	75	0,11444	0,26417	500
7	9	0,05675	0,05666	500
9	10	0,52124	0,27418	500
9	11	0,10877	0,1086	500
11	12	0,39803	0,20937	500
12	85	0,39803	0,20937	500
11	13	0,91744	0,31469	500
11	14	0,11823	0,11805	500
14	15	0,50228	0,26421	500
14	16	0,05675	0,05666	500
16	17	0,29379	0,15454	500
1	18	0,33205	0,76653	500
18	19	0,00188	0,00433	500
19	20	0,22324	0,51535	500
20	21	0,10881	0,25118	500
21	22	0,71078	0,37388	500
21	23	0,18197	0,42008	500
23	24	0,30326	0,15952	500
23	25	0,02439	0,0563	500
25	26	0,04502	0,10394	500
26	27	0,01876	0,04331	500
27	28	0,11823	0,1123	500
28	29	0,02365	0,02361	500
29	30	0,18954	0,0997	500
30	31	0,39803	0,20937	500
29	32	0,05675	0,05666	500

Fonte: Dados da pesquisa do autor

Tabela 25 - Dados das linhas do sistema de distribuição de 136 barras (continuação).

Inicial	Final	$R(ohm)$	$X(ohm)$	$\bar{I}_{ij}(A)$
32	33	0,09477	0,04985	500
33	34	0,41699	0,21934	500
34	35	0,11372	0,05982	500
32	36	0,07566	0,07555	500
36	37	0,3696	0,19442	500
37	38	0,26536	0,13958	500
38	118	0,26536	0,13958	500
36	39	0,05675	0,0566	500
1	40	0,3205	0,76653	500
40	41	0,11819	0,27283	500
41	42	2,96288	1,01628	500
41	43	0,00188	0,00433	500
43	44	0,06941	0,16024	500
44	45	0,81502	0,42872	500
44	46	0,06378	0,14724	500
46	47	0,13132	0,30315	500
47	48	0,06191	0,14291	500
48	49	0,11444	0,26417	500
49	50	0,28374	0,28331	500
50	51	0,28374	0,28321	500
49	52	0,04502	0,10394	500
52	53	0,02626	0,06063	500
52	35	0,02626	0,06063	500
53	54	0,06003	0,13858	500
54	55	0,03002	0,06929	500
55	56	0,02064	0,04764	500
53	57	0,10881	0,25118	500
57	58	0,25588	0,1346	500
58	59	0,41699	0,21934	500
59	60	0,50228	0,26421	500
60	61	0,3317	0,17448	500
61	62	0,20849	0,10967	500
48	63	0,13882	0,32047	500
1	64	0,0075	0,01732	500
64	65	0,27014	0,62362	500
65	66	0,3827	0,88346	500

Fonte: Dados da pesquisa do autor

Tabela 26 - Dados das linhas do sistema de distribuição de 136 barras (continuação).

Inicial	Final	$R(ohm)$	$X(ohm)$	$\bar{I}_{ij}(A)$
66	67	0,33018	0,7622	500
67	68	0,3283	0,75787	500
68	69	0,17072	0,39409	500
69	70	0,55914	0,29412	500
69	71	0,05816	0,13425	500
71	72	0,7013	0,3689	500
72	73	1,02352	0,53839	500
71	74	0,06754	0,15591	500
74	75	1,32352	0,45397	500
1	76	0,01126	0,02598	500
76	77	0,72976	1,68464	500
77	78	0,22512	0,51968	500
78	79	0,20824	0,48071	500
79	80	0,0469	0,10827	500
80	81	0,6195	0,61857	500
81	82	0,34049	0,33998	500
82	83	0,56862	0,29911	500
82	84	0,10877	0,1086	500
84	85	0,56862	0,29911	500
1	86	0,01126	0,02598	500
86	87	0,41835	0,96575	500
87	88	0,10499	0,13641	500
87	89	0,43898	1,01338	500
89	90	0,0752	0,02579	500
90	91	0,07692	0,17756	500
91	92	0,33205	0,76653	500
92	93	0,08442	0,19488	500
93	94	0,1332	0,30748	500
94	95	0,2932	0,29276	500
95	96	0,21753	0,21721	500
96	97	0,26482	0,26443	500
97	51	0,26482	0,26443	500
94	98	0,10318	0,23819	500
98	99	0,13507	0,31181	500
1	100	0,00938	0,02165	500

Fonte: Dados da pesquisa do autor

Tabela 27 - Dados das linhas do sistema de distribuição de 136 barras (continuação).

Inicial	Final	$R(ohm)$	$X(ohm)$	$\bar{I}_{ij}(A)$
100	101	0,16884	0,389	500
101	102	0,11819	0,272	500
102	103	2,28608	0,784	500
102	104	0,45587	1,052	500
104	105	0,696	1,606	500
105	106	0,45774	1,056	500
106	107	0,20298	0,263	500
107	108	0,21348	0,277	500
108	109	0,54967	0,289	500
109	110	0,54019	0,284	500
108	111	0,0455	0,059	500
111	112	0,47385	0,249	500
112	113	0,86241	0,453	500
113	114	0,56862	0,299	500
109	115	0,77711	0,408	500
115	116	1,08038	0,568	500
110	117	1,06633	0,578	500
117	118	0,47385	0,249	500
105	119	0,32267	0,744	500
119	120	0,14633	0,337	500
120	121	0,12382	0,285	500
1	122	0,01126	0,02598	500
122	123	0,6491	1,498	500
123	124	0,04502	0,103	500
124	125	0,5264	0,18	500
124	126	0,02064	0,047	500
126	127	0,53071	0,279	500
126	128	0,09755	0,225	500
128	129	0,11819	0,272	500
128	130	0,13882	0,32	500
130	131	0,04315	0,099	500
131	132	0,09192	0,212	500
132	133	0,16134	0,372	500
133	134	0,37832	0,377	500
134	135	0,39724	0,396	500
135	136	0,2932	0,292	500

Fonte: Dados da pesquisa do autor

Tabela 28 - Dados das cargas para demanda máxima do sistema de distribuição de 136 barras.

	P (kW)			Q(kVAr)		
Barra	A	B	C	A	B	C
1	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0
3	26,265	26,265	26,265	10,44	10,44	10,44
4	23,4	23,4	23,4	9,3	9,3	9,3
5	47,85	47,85	47,85	19,035	19,035	19,035
6	0	171,21	342,42	0	68,115	136,23
7	81,87	81,87	81,87	32,565	32,565	32,565
8	131,265	131,265	131,265	52,215	52,215	52,215
9	34,26	34,26	34,26	13,62	13,62	13,62
10	68,52	68,52	68,52	27,255	27,255	27,255
11	77,085	77,085	77,085	30,66	30,66	30,66
12	64,245	64,245	64,245	25,56	25,56	25,56
13	137,055	137,055	137,055	54,525	54,525	54,525
14	160,29	160,29	160,29	63,57	63,57	63,57
15	167,04	167,04	167,04	66,45	66,45	66,45
16	118,455	118,455	118,455	47,13	47,13	47,13
17	109,215	109,215	109,215	43,44	43,44	43,44
18	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0
21	16,56	16,56	16,56	8,1	8,1	8,1
22	127,02	127,02	127,02	62,1	62,1	62,1
23	33,135	33,135	33,135	16,2	16,2	16,2
24	127,02	127,02	127,02	62,1	62,1	62,1
25	66,27	66,27	66,27	32,4	32,4	32,4
26	0	0	0	0	0	0
27	31,335	0	62,67	15,315	0	30,63
28	200,565	200,565	200,565	98,04	98,04	98,04
29	0	0	0	0	0	0
30	68,55	68,55	68,55	33,51	33,51	33,51
31	31,335	31,335	31,335	15,315	15,315	15,315
32	0	0	0	0	0	0
33	94,02	0	47,01	45,96	0	22,98
34	0	0	0	0	0	0
35	218,205	218,205	218,205	106,665	106,665	106,665

Fonte: Dados da pesquisa do autor

Tabela 29 - Dados das cargas para demanda máxima do sistema de distribuição de 136 barras (continuação).

	P (kW)			Q(kVAr)		
Barra	A	B	C	A	B	C
36	0	0	0	0	0	0
37	99,63	99,63	99,63	48,705	48,705	48,705
38	133,185	133,185	133,185	65,1	65,1	65,1
39	41,415	41,415	41,415	20,25	20,25	20,25
40	0	0	0	0	0	0
41	0,675	0,675	0,675	0,285	0,285	0,285
42	3,45	3,45	3,45	1,455	1,455	1,455
43	0	0	0	0	0	0
44	64,83	64,83	64,83	27,48	27,48	27,48
45	34,455	34,455	34,455	14,055	14,055	14,055
46	94,755	94,755	94,755	40,155	40,155	40,155
47	252,195	252,195	252,195	106,905	106,905	106,905
48	144,615	144,615	144,615	61,305	61,305	61,305
49	129,66	129,66	129,66	54,96	54,96	54,96
50	0	0	0	0	0	0
51	120,12	60,06	0	50,91	25,455	0
52	0	0	0	0	0	0
53	40,035	40,035	40,035	16,965	16,965	16,965
54	142,155	142,155	142,155	60,255	60,255	60,255
55	38,04	38,04	38,04	16,125	16,125	16,125
56	12	24	0	5,085	10,17	0
57	0	0	0	0	0	0
58	11,28	11,28	11,28	4,785	4,785	4,785
59	82,8	82,8	82,8	35,1	35,1	35,1
60	121,365	121,365	121,365	51,45	51,45	51,45
61	50,805	50,805	50,805	21,525	21,525	21,525
62	0	0	0	0	0	0
63	124,665	124,665	124,665	52,845	52,845	52,845
64	0	0	0	0	0	0
65	161,7	161,7	161,7	64,32	64,32	64,32
66	45,645	45,645	45,645	18,165	18,165	18,165
67	45,645	45,645	45,645	18,165	18,165	18,165
68	0	114,12	57,06	0	45,39	22,695
69	97,02	97,02	97,02	38,595	38,595	38,595

Fonte: Dados da pesquisa do autor

Tabela 30 - Dados das cargas para demanda máxima do sistema de distribuição de 136 barras (continuação).

	P (kW)			Q(kVAr)		
Barra	A	B	C	A	B	C
70	45,645	45,645	45,645	18,165	18,165	18,165
71	119,85	119,85	119,85	47,67	47,67	47,67
72	12,81	12,81	12,81	5,085	5,085	5,085
73	2,79	2,79	2,79	1,11	1,11	1,11
74	39,945	39,945	39,945	15,885	15,885	15,885
75	223,29	223,29	223,29	88,83	88,83	88,83
76	0	0	0	0	0	0
77	55,095	55,095	55,095	23,355	23,355	23,355
78	78,375	78,375	78,375	33,225	33,225	33,225
79	52,815	52,815	52,815	22,38	22,38	22,38
80	165,24	165,24	165,24	70,05	70,05	70,05
81	77,67	77,67	77,67	32,925	32,925	32,925
82	153,915	153,915	153,915	65,235	65,235	65,235
83	48,021	48,021	48,021	20,355	20,355	20,355
84	268,23	0	134,115	113,7	0	56,85
85	136,26	136,26	136,26	57,765	57,765	57,765
86	0	0	0	0	0	0
87	49,425	49,425	49,425	20,955	20,955	20,955
88	625,515	625,515	625,515	265,155	265,155	265,155
89	252,075	252,075	252,075	106,86	106,86	106,86
90	211,86	211,86	211,86	89,805	89,805	89,805
91	0	0	0	0	0	0
92	43,77	43,77	43,77	18,555	18,555	18,555
93	48,015	48,015	48,015	20,355	20,355	20,355
94	0	0	0	0	0	0
95	40,695	0	81,39	17,25	17,25	17,25
96	127,62	127,62	127,62	54,09	54,09	54,09
97	22,995	22,995	22,995	33,06	33,06	33,06
98	0	0	0	0	0	0
99	3,54	3,54	3,54	17,82	17,82	17,82
100	0	0	0	0	0	0
101	28,215	28,215	28,215	11,955	11,955	11,955
102	32,925	32,925	32,925	13,95	13,95	13,95

Fonte: Dados da pesquisa do autor

Tabela 31 - Dados das cargas para demanda máxiam do sistema de distribuição de 136 barras (continuação).

	P (kW)			Q(kVAr)		
Barra	A	B	C	A	B	C
103	4,98	4,98	4,98	2,1	2,1	2,1
104	1,14	1,14	1,14	0,48	0,48	0,48
105	9,195	9,195	9,195	3,9	3,9	3,9
106	828,57	828,57	828,57	351,24	351,24	351,24
107	172,155	172,155	172,155	72,975	72,975	72,975
108	43,905	43,905	43,905	18,6	18,6	18,6
109	28,215	28,215	28,215	11,955	11,955	11,955
110	0	0	0	0	0	0
111	111,33	111,33	111,33	47,19	47,19	47,19
112	66,9	33,45	0	28,44	14,22	0
113	25,08	25,08	25,08	10,635	10,635	10,635
114	0	0	0	0	0	0
115	86,385	86,385	86,385	36,615	36,615	36,615
116	0	0	0	0	0	0
117	0	275,16	137,58	0	116,64	58,32
118	0	0	0	0	0	0
119	37,83	37,83	37,83	15,72	15,72	15,72
120	17,625	17,625	17,625	7,47	7,47	7,47
121	33,585	33,585	33,585	14,235	14,235	14,235
122	0	0	0	0	0	0
123	52,035	52,035	52,035	25,44	25,44	25,44
124	27,42	27,42	27,42	13,395	13,395	13,395
125	67,725	67,725	67,725	33,105	33,105	33,105
126	43,08	43,08	43,08	21,06	21,06	21,06
127	80,01	160,02	0	39,105	78,21	0
128	11,745	11,745	11,745	5,745	5,745	5,745
129	41,13	41,13	41,13	20,1	20,1	20,1
130	125,355	125,355	125,355	61,275	61,275	61,275
131	19,575	19,575	19,575	9,57	9,57	9,57
132	137,1	137,1	137,1	67,02	67,02	67,02
133	174,195	174,195	174,195	85,155	85,155	85,155
134	183,6	183,6	183,6	89,76	89,76	89,76
135	0	137,1	274,2	0	67,02	134,04
136	0	0	0	0	0	0

Fonte: Dados da pesquisa do autor

Para o teste da operação de 24 horas no sistema de 42 barras, é construída uma curva de demanda a partir da demanda mostrada nas Tabelas 28–31. As demandas do sistema de distribuição de 136 barras para as 24 horas são representadas na Tabela 32, na qual mostra-se as porcentagens da demanda para cada hora.

Tabela 32 - Porcentagem das cargas para as 24 horas do sistema de distribuição de 136 barras.

Horas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Porcentagem da demanda máxima	30	32	33	35	38	41	57	65	78	88	92	96
Horas	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Porcentagem da demanda máxima	98	100	96	88	85	83	78	65	55	45	35	28

Fonte: Dados da pesquisa do autor