



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**  
**CENTRO DE TECNOLOGIA**  
**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ERASMO SARAIVA DE CASTRO**

**IMPACTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS NA OPERAÇÃO EM REGIME  
PERMANENTE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

**FORTALEZA**

**2015**

**ERASMO SARAIVA DE CASTRO**

**IMPACTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS NA OPERAÇÃO EM REGIME  
PERMANENTE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

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

Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Ailson Pereira de Moura

**FORTALEZA**

**2015**

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação  
Universidade Federal do Ceará  
Biblioteca de Pós-Graduação em Engenharia - BPGE

---

C35i Castro, Erasmo Saraiva de.  
Impacto de veículos elétricos na operação em regime permanente de sistemas de distribuição /  
Erasmo Saraiva de Castro. – 2015.  
142 f. : il. color., enc. ; 30 cm.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Elétrica, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2015.  
Área de Concentração: Sistemas de Energia Elétrica.  
Orientação: Prof. Dr. Ailson Pereira de Moura.

1. Engenharia elétrica. 2. Veículos elétricos. 3. Tensão elétrica - Regulação. I. Título.

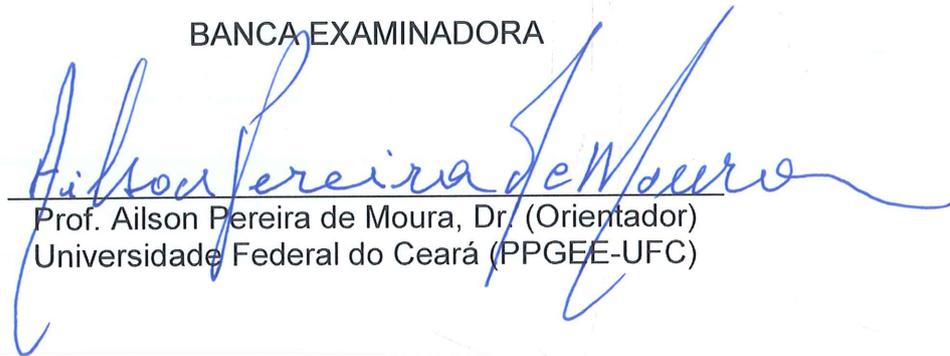
ERASMO SARAIVA DE CASTRO

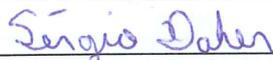
IMPACTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS NA OPERAÇÃO EM REGIME  
PERMANENTE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de Concentração: Sistema de Energia Elétrica.

Aprovada em: 15/06/2015

BANCA EXAMINADORA

  
Prof. Ailson Pereira de Moura, Dr. (Orientador)  
Universidade Federal do Ceará (PPGEE-UFC)



Prof. Sérgio Daher, Dr.-Ing.  
Universidade Federal do Ceará (DEE-UFC)



Prof. Francisco Kléber Lima, Dr.  
Universidade Federal do Ceará (DEE-UFC)



Prof. Adriano Aron Freitas de Moura, Dr.  
Universidade Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA)

A Deus,  
Aos meus pais, Erasmo e Gorete,  
À minha namorada, Reviângela.

## AGRADECIMENTOS

A Deus, por ter sido meu apoio em todos os momentos.

Ao Prof. Ailson Pereira de Moura, pela orientação e pela amizade durante a graduação e o mestrado.

Aos professores da banca examinadora, pelas valiosas contribuições dadas a esse trabalho.

Aos meus pais, Erasmo e Gorete, por terem feito tudo o que estavam ao seu alcance para me criar e me ensinar valores.

À minha namorada, Reviângela, pela compreensão, pelo apoio em todos os momentos, pelo carinho e pelo amor dados a mim.

Ao meu tio Sergei e minha avó Zuleide (*in memorian*), por terem sido presentes na minha vida desde a minha infância.

Aos colegas de mestrado, pelas conversas descontraídas e pela amizade.

À FUNCAP, pelo apoio financeiro com a manutenção da bolsa de auxílio.

“Tudo o que um sonho precisa para ser realizado é alguém que acredite que ele possa ser realizado”

(Roberto Shinyashiki)

## RESUMO

Este trabalho tem o objetivo de quantificar o impacto da conexão de veículos elétricos na operação em regime permanente de um sistema de distribuição. É visto que a conexão dos mesmos pode causar mudanças significativas no perfil de tensões, no grau de desequilíbrio de tensão e nas perdas elétricas do sistema. Para realizar essa análise, desenvolveu-se um programa de fluxo de potência trifásico na linguagem MATLAB. O programa é baseado na técnica iterativa de escada. Foram implementados nesse programa modelos de linhas de distribuição aéreas e subterrâneas, modelos de cargas concentradas e distribuídas conectadas em delta e em estrela, modelos de reguladores de tensão, modelos de banco de capacitores, modelo de transformadores trifásicos e o modelo do veículo elétrico. Esse modelo permite simular o veículo elétrico Tesla Roadster da Tesla Motors. O sistema teste utilizado em todas as simulações foi o sistema IEEE 13 barras. A metodologia utilizada consistiu em simular o sistema sem regulador de tensão e com o regulador de tensão, em carga pesada e em carga leve. O veículo elétrico foi conectado a uma barra do sistema e considerou-se que o mesmo podia funcionar como carga ou gerador distribuído sem e com controle de tensão de sequência positiva no ponto de conexão. Adotou-se disposições constantes de veículos elétricos para os casos de carga pesada e carga leve. Os resultados das simulações revelam que houve violação de tensão devido à inserção de veículos elétricos atuando como carga no sistema teste em carga pesada sem regulador de tensão. Já quando operam como gerador, os veículos elétricos diminuem o grau de desequilíbrio em média, podendo mantê-lo abaixo do limite permitido de 2 %, tornando assim as tensões das barras trifásicas do sistema mais equilibradas. Houve reduções significativas quando os veículos elétricos atuaram como carga (71,1 %) e como gerador (77,5 %) na perda de potência ativa total do sistema quando o sistema operou com regulador de tensão na subestação e os veículos elétricos operaram com controle de tensão de sequência positiva (especificada em 1,0 pu).

**Palavras-chave:** Veículo Elétrico. Fluxo de Potência Trifásico. Regulador de Tensão.

## ABSTRACT

This work aims to quantify the impact in the steady state operation of a distribution system when electric vehicles are connected. It is worth noting that the connection of them may cause significant changes in the voltage profile, in the degree of voltage unbalance and in the electrical losses of the system. In order to make this analysis, a three-phase power flow program was developed in MATLAB language. This program is based on the Ladder Iterative Technique and it contains models of overhead distribution lines, underground distribution lines, spot loads, distributed loads connected in wye and delta, step voltage regulators, capacitor banks, three-phase transformers and the model of an electric vehicle. This model allows simulation of a real electric vehicle of model Tesla Roadster, produced by Tesla Motors. The test system used in all simulations was the IEEE 13 bus. Moreover, the methodology consisted in simulate the system with the voltage regulator and without the voltage regulator under heavy load and light load conditions. The electric vehicle was connected to a specific system's bus and it were considered that it could work as a load or as a distributed generator with or without positive sequence voltage control. Constants configurations of the electric vehicles were considered for the heavy load and light load cases. The results of the simulations reveal there was voltage violation due to the connection of electric vehicles acting as loads in the test system under heavy load conditions without voltage regulator. When they operate as generators, they can maintain the voltage unbalance under the allowed 2%, turning the system's voltages more balanced. There were significant reductions when the electric vehicles acted as a load (71.1%) and as generator (77.5%) on the total real power losses when the system operated with voltage regulator on the substation and the electric vehicles operated with positive sequence voltage control (specified at 1,0 pu).

**Keywords:** Electric Vehicle. Three-phase power flow. Voltage Regulator.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 - Primeiro veículo elétrico a alcançar 100 km/h: "La Jamais Contente".	29
Figura 2.2 - GM Electrovan.	30
Figura 2.3 - Configuração típica de veículo híbrido série.	32
Figura 2.4 - Esquemático do veículo elétrico híbrido paralelo.	33
Figura 2.5 - Configuração típica do sistema propulsor de um veículo elétrico híbrido série-paralelo.	34
Figura 2.6 - Ciclos de descarga típicos do VEHR.	35
Figura 2.7 - Diagrama esquemático de um veículo elétrico <i>plug-in</i> .	36
Figura 2.8 - Esquema de funcionamento de uma bateria.	37
Figura 2.9 - Carro elétrico do modelo Tesla Roadster.	39
Figura 3.1 - Fluxograma do programa de cálculo de fluxo de potência.	44
Figura 3.2 - Fluxograma do programa de cálculo de fluxo de potência com modelo de barra PV.	47
Figura 3.3 - Corte transversal de um cabo de neutro concêntrico.	51
Figura 3.4 - Distâncias entre centros de cabos de neutro concêntrico.	52
Figura 3.5 - Cabo de neutro concêntrico básico.	53
Figura 3.6 - Corte transversal de um cabo blindado.	54
Figura 3.7 - Modelo de um segmento de linha trifásica.	56
Figura 3.8 - Modelo de segmento de linha modificado.	59
Figura 3.9 - Transformador trifásico conectado em estrela aterrada-estrela aterrada.	61
Figura 3.10 - Conexão padrão delta-estrela aterrada com tensões de sequência positiva.	63
Figura 3.11 - Conexão Delta-Estrela aterrada com correntes.	68
Figura 3.12 - Regulador de tensão tipo B.	70
Figura 3.13 - Circuito de controle do regulador de tensão.	71
Figura 3.14 - Regulador de tensão tipo A na posição de elevação.	72
Figura 3.15 - Regulador de tensão tipo B na posição de elevação.	73
Figura 3.16 - Regulador de tensão tipo B na posição de abaixamento.	74
Figura 3.17 - Circuito do compensador queda de linha.	76
Figura 3.18 - Regulador de tensão trifásico tipo B conectado em estrela.	79
Figura 3.19 - Carga distribuída ao longo de uma linha de distribuição.	82
Figura 3.20 - Modelo exato da carga distribuída.	86

Figura 3.21 - Modelo da Carga Distribuída.....	88
Figura 3.22 - Carga conectada em estrela.....	89
Figura 3.23 - Carga conectada em delta. ....	92
Figura 3.24 - Banco de capacitores conectado em estrela.....	95
Figura 3.25 - Banco de capacitores conectado em delta.....	96
Figura 4.1 - Diagrama unifilar do sistema IEEE 13 barras. ....	99
Figura 4.2 - Perfil de tensões do sistema IEEE 13 barras - Caso Base 1 - CPSRT.....	102
Figura 4.3 - Grau de desequilíbrio em percentual do sistema IEEE 13 barras - Caso Base 1 - CPSRT.....	103
Figura 4.4 - Perfil de tensões do sistema IEEE 13 barras - Caso Base 2 - CLSRT.....	104
Figura 4.5 - Grau de desequilíbrio em percentual do sistema IEEE 13 barras - Caso Base 2 - CLSRT. ....	105
Figura 4.6 - Perfil de tensões do sistema IEEE 13 barras com os VEs carregando - CPSRT. ....	107
Figura 4.7 - Grau de desequilíbrio em percentual do sistema IEEE 13 barras com os VEs carregando - CPSRT.....	108
Figura 4.8 - Perda de potência ativa e reativa total do sistema IEEE 13 barras - VEs carregando - CPSRT.....	109
Figura 4.9 - Perfil de tensões do sistema IEEE 13 barras com os VEs carregando - CLSRT. ....	110
Figura 4.10 - Grau de desequilíbrio em percentual do sistema IEEE 13 barras sem regulador com os VEs carregando - CLSRT.....	111
Figura 4.11 - Perda de potência ativa e reativa total do sistema IEEE 13 barras - VEs carregando - CLSRT. ....	112
Figura 4.12 - Perfil de tensões do sistema IEEE 13 barras com os VEs descarregando - CPSRT.....	113
Figura 4.13 - Grau de desequilíbrio em percentual do sistema IEEE 13 barras com os VEs descarregando - CPSRT. ....	114
Figura 4.14 - Perda de potência ativa e reativa total do sistema IEEE 13 barras - VEs descarregando - CPSRT. ....	115
Figura 4.15 - Perfil de tensões para o sistema IEEE 13 barras com os VEs descarregando - CLSRT. ....	116

Figura 4.16 - Grau de desequilíbrio em percentual do sistema IEEE 13 barras sem regulador com os VEs descarregando - CLSRT.....	117
Figura 4.17 - Perda de potência ativa e reativa total do sistema IEEE 13 barras - VEs descarregando - CLSRT.....	118
Figura 4.18 - Perfil de tensões do sistema IEEE 13 barras - Caso Base 3 - CPCRT.....	119
Figura 4.19 - Grau de desequilíbrio em percentual do sistema IEEE 13 barras - Caso Base 3 - CPCRT.....	120
Figura 4.20 - Perfil de tensões do sistema IEEE 13 barras - Caso Base 4 - CLCRT.....	121
Figura 4.21 - Grau de desequilíbrio em percentual do sistema IEEE 13 barras com regulador - Caso Base 4 - CLCRT.....	122
Figura 4.22 - Perfil de tensões para o sistema IEEE 13 barras - VEs carregando - CPCRT..	123
Figura 4.23 - Grau de desequilíbrio em percentual do sistema IEEE 13 barras com regulador - VEs carregando - CPCRT.....	124
Figura 4.24 - Perda de potência ativa e reativa total do sistema IEEE 13 barras - VEs carregando - CPCRT.....	125
Figura 4.25 - Perfil de tensões para o sistema IEEE 13 barras - VEs carregando - CLCRT.	126
Figura 4.26 - Grau de desequilíbrio em percentual do sistema IEEE 13 barras com regulador - VEs carregando - CLCRT.....	127
Figura 4.27 - Perda de potência ativa e reativa total do sistema IEEE 13 barras - VEs carregando - CLCRT.....	128
Figura 4.28 - Perfil de tensões do sistema IEEE 13 barras - VEs descarregando - CPCRT..	129
Figura 4.29 - Grau de desequilíbrio em percentual do sistema IEEE 13 barras com regulador - VEs carregando - CPCRT.....	130
Figura 4.30 - Perda de potência ativa e reativa total do sistema IEEE 13 barras - VEs descarregando - CPCRT.....	131
Figura 4.31 - Perfil de tensões do sistema IEEE 13 barras - VEs descarregando - CLCRT..	132
Figura 4.32 - Grau de desequilíbrio em percentual do sistema IEEE 13 barras com regulador - VEs descarregando - CLCRT.....	133
Figura 4.33 - Perda de potência ativa e reativa total do sistema IEEE 13 barras - VEs descarregando - CLCRT.....	134

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Principais características das baterias.....	38
Tabela 3.1 - Convenção de sinais para a equação (3.131).....	76
Tabela 3.2 - Valores de base.....	77
Tabela 4.1 - Comparação dos casos do VE sem e com controle de tensão. ....	135

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CA	Corrente Alternada
CO <sub>2</sub>	Dióxido de carbono ou gás carbônico
CD	Carga Depletada
CLCRT	Carga Leve Com Regulador de Tensão
CLSRT	Carga Leve Sem Regulador de Tensão
CPCRT	Carga Pesada Com Regulador de Tensão
CPSRT	Carga Pesada Sem Regulador de Tensão
CS	Carga Sustentada
DOD	Grau de descarga, do inglês <i>Depth of Discharge</i>
GD	Grau de desequilíbrio
LTC	Mudança de tape em carga, do inglês <i>Load Tap Change</i>
MCI	Motor de combustão interna
SOC	Estado de Carregamento, do inglês <i>State of Charge</i>
V2G	<i>Vehicle to grid</i>
VE	Veículo Elétrico
VEH	Veículo Elétrico Híbrido
VEHR	Veículo Elétrico Híbrido Recarregável
VSC	Conversor Fonte de Tensão, do inglês <i>Voltage Source Converter</i>

## LISTA DE SÍMBOLOS

$z_{ii}$	Impedância própria do condutor i
$z_{ij}$	Impedância mútua entre os condutores i e j
$r_i$	Resistência do condutor i
$GMR_i$	Raio médio geométrico do condutor i
$D_{ij}$	Distância entre os condutores i e j
$[z_{primitivo}]$	Matriz de impedâncias não reduzida
$[z_{abc}]$	Matriz de impedâncias de fase reduzida
$[z_{ij}]$	Matriz de impedâncias de fase
$[z_{in}]$	Matriz de impedâncias entre condutores de fase e de neutro
$[z_{nj}]$	Matriz transposta da matriz $[z_{in}]$
$[P_{primitivo}]$	Matriz de coeficientes de potencial não reduzida
$P_{ii}$	Elemento da diagonal principal da matriz $[P_{primitivo}]$
$P_{ij}$	Elemento fora da diagonal principal da matriz $[P_{primitivo}]$
$S_{ii}$	Distância entre o condutor i e sua imagem i'
$S_{ij}$	Distância entre o condutor i e a imagem do condutor j
$RD_i$	Raio do condutor i
$[P_{abc}]$	Matriz de coeficientes de potencial reduzida
$[P_{ij}]$	Matriz de coeficientes de potencial de fase
$[P_{in}]$	Matriz de coeficientes de potencial entre fase e neutro
$[P_{nj}]$	Matriz transposta de $[P_{in}]$
$[P_{nn}]$	Matriz de coeficientes de potencial de neutro
$[C_{abc}]$	Matriz de capacitâncias
$[y_{abc}]$	Matriz de admitâncias shunt
$y_{abc}$	Admitância shunt

$d_c$	Diâmetro do condutor fase (polegadas)
$d_{od}$	Diâmetro nominal da camada que cobre os neutros concêntricos (polegadas)
$d_s$	Diâmetro do neutro concêntrico <i>strand</i> ou diâmetro externo do cabo blindado
$GMR_c$	Raio médio geométrico do condutor fase
$GMR_s$	Raio médio geométrico do neutro <i>strand</i>
$r_c$	Resistência do condutor fase
$r_s$	Resistência do neutro <i>strand</i> sólido
$k$	Número de subcondutores de neutro
$GMR_{cn}$	Raio médio geométrico equivalente de um neutro concêntrico
$R$	Raio da circunferência tracejada que passa pelo centro dos subcondutores de neutro
$r_{cn}$	Resistência equivalente do neutro concêntrico
$DMG_{ncf}$	Distância média geométrica entre um neutro concêntrico e um condutor adjacente de fase
$D_{nm}$	Distância centro a centro entre os condutores de fase
$y_{ag}$	Admitância shunt do neutro concêntrico
$R_b$	Raio do círculo passando pelos centros dos fios de neutro ou Raio do cabo blindado
$RD_c$	Raio do condutor de fase
$RD_s$	Raio do condutor de neutro
$d_{ecb}$	Diâmetro externo do cabo blindado
$d_{od}$	Diâmetro externo com a jaqueta
$T$	Espessura do cabo blindado de cobre
$\rho$	Resistividade do material do cabo blindado
$r_{cabo}$	Resistência do cabo blindado
$GMR_{cabo}$	Raio até o ponto do meio do cabo blindado
$[I_{linha}_{abc}]_n$	Matriz de correntes de linha que percorrem as três fases da barra n até a barra m
$[I_{abc}]_m$	Matriz de correntes de linha que chegam a barra m

$[Y_{abc}]$	Matriz $[y_{abc}]$ multiplicada pelo comprimento da linha em milhas
$[VLG_{abc}]_m$	Matriz de tensões fase-terra da barra m
$[VLG_{abc}]_n$	Matriz de tensões fase-terra da barra n
$[Z_{abc}]$	Matriz de impedâncias de linha
$[a]$	Matriz generalizada 1 para as tensões de uma linha de distribuição para <i>Forward Sweep</i> ou para um regulador de tensão
$[b]$	Matriz generalizada 2 para as tensões de uma linha de distribuição para <i>Forward Sweep</i> ou para um regulador de tensão
$[c]$	Matriz generalizada 1 para as correntes de uma linha de distribuição para <i>Forward Sweep</i> ou para um regulador de tensão
$[d]$	Matriz generalizada 2 para as correntes de uma linha de distribuição para <i>Forward Sweep</i> ou para um regulador de tensão
$[A]$	Matriz generalizada 1 para as tensões de uma linha de distribuição para <i>Backward Sweep</i>
$[B]$	Matriz generalizada 2 para as tensões de uma linha de distribuição para <i>Backward Sweep</i>
$[Vt_{abc}]$	Matriz de tensões ideais no secundário do transformador
$[VLG_{abc}]$	Matriz de tensões fase-terra nos terminais do secundário do transformador
$[Zt_{abc}]$	Matriz de impedâncias próprias de cada fase do transformador referidas ao lado de baixa tensão (secundário)
$[I_{abc}]$	Matriz de correntes de linha do secundário
$[V_{ABCG}]$	Matriz de tensões fase-terra ideais no primário do transformador
$n_t$	Relação de transformação de tensões do primário com relação ao secundário
$[a_t]$	Matriz generalizada 1 para as tensões para o <i>Forward Sweep</i> em um transformador
$[b_t]$	Matriz generalizada 2 para as tensões para o <i>Forward Sweep</i> em um transformador
$[c_t]$	Matriz generalizada 1 para as correntes para o <i>Forward Sweep</i> em um transformador
$[d_t]$	Matriz generalizada 2 para as correntes para o <i>Forward Sweep</i> em um transformador

	transformador
$[A_i]$	Matriz generalizada 1 para as tensões para o <i>Backward Sweep</i> em um transformador
$[B_i]$	Matriz generalizada 2 para as tensões para o <i>Backward Sweep</i> em um transformador
$[VLN_{ABC}]$	Tensões equivalentes fase-neutro no lado de alta tensão
$[VLN_{abc}]$	Tensões equivalentes fase-neutro no lado de baixa tensão
$[VLL_{ABC}]$	Tensões equivalentes fase-fase no lado de alta tensão
$N_1$	Número de espiras da bobina <i>shunt</i> do regulador de tensão
$N_2$	Número de espiras da bobina série do regulador de tensão
$V_S$	Tensão de entrada do regulador de tensão
$V_L$	Tensão de saída do regulador de tensão
$I_S$	Corrente de entrada do regulador de tensão
$I_L$	Corrente de saída do regulador de tensão
$E_1$	Tensão sobre a bobina <i>shunt</i> do regulador de tensão
$E_2$	Tensão sobre a bobina série do regulador de tensão
$B_c$	Susceptância capacitiva do banco de capacitores
$S_i$	Potência aparente da fase i
$S_{ij}$	Potência aparente entre as fase i e j
$P_i$	Potência ativa da fase i
$Q_i$	Potência reativa da fase i
$\delta_i$	Ângulo da tensão da fase i
$P_{ij}$	Potência ativa entre as fases i e j
$Q_{ij}$	Potência reativa entre as fase i e j
$\delta_{ij}$	Ângulo da tensão de linha entre as fases i e j
$V_{in}$	Tensão fase-neutro do condutor da fase i
$V_{ij}$	Tensão de linha entre os condutores das fases i e j
$IL_i$	Corrente de linha da fase i

$\alpha_i$	Ângulo da corrente e linha da fase i
$IL_{ij}$	Corrente que circula no delta entre as fases i e j
$\alpha_{ij}$	Ângulo da corrente que circula no delta entre as fases i e j
$Z_i$	Impedância da fase i
$\theta_i$	Ângulo da impedância $Z_i$
$Z_{ij}$	Impedância entre as fases i e j
$\theta_{ij}$	Ângulo da impedância entre as fases i e j
$P_{VE,máx}$	Capacidade máxima de potência do veículo elétrico
$P_{VE,0}$	Estado atual do sistema de baterias
$t_{máx}$	Tempo máximo de carregamento do veículo elétrico
$\alpha$	Parâmetro constante calculado assumindo que um sistema de baterias completamente descarregado absorve 97 % de $P_{VE,máx}$ em um terço de $t_{máx}$
$t_c$	Tempo em horas necessário para carregar completamente um veículo elétrico
$t_d$	Tempo em horas necessário descarregar completamente um veículo elétrico

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	22
<b>1.1</b>	<b>Justificativa</b> .....	23
<b>1.2</b>	<b>Objetivos</b> .....	23
<b>1.3</b>	<b>Contribuições do Trabalho</b> .....	23
<b>1.4</b>	<b>Trabalhos Publicados</b> .....	24
<b>1.5</b>	<b>Revisão de Literatura</b> .....	24
<b>1.5.1</b>	<i>Estudos de Impacto de Veículos Elétricos no Sistema Elétrico</i> .....	24
<b>1.5.2</b>	<i>Modelo de Veículos Elétricos para Estudos de Fluxo de Potência</i> .....	25
<b>1.6</b>	<b>Estrutura da Dissertação</b> .....	26
<b>2</b>	<b>VEÍCULO ELÉTRICO</b> .....	28
<b>2.1</b>	<b>Introdução</b> .....	28
<b>2.2</b>	<b>História dos Veículos Elétricos</b> .....	28
<b>2.3</b>	<b>Tipos de Veículos Elétricos</b> .....	31
<b>2.3.1</b>	<i>Veículos Elétricos Híbridos</i> .....	31
<b>2.3.1.1</b>	<i>Veículo Elétrico Híbrido Série</i> .....	32
<b>2.3.1.2</b>	<i>Veículo Elétrico Híbrido Paralelo</i> .....	33
<b>2.3.1.3</b>	<i>Veículo Elétrico Híbrido Série-Paralelo</i> .....	34
<b>2.3.2</b>	<i>Veículos Elétricos Híbridos Recarregáveis</i> .....	34
<b>2.3.3</b>	<i>Veículos Elétricos Alimentados por Baterias</i> .....	36
<b>2.4</b>	<b>Baterias</b> .....	37
<b>2.4.1</b>	<i>Princípio de Funcionamento</i> .....	37
<b>2.4.2</b>	<i>Aspectos Importantes das Baterias</i> .....	37
<b>2.5</b>	<b>A Tecnologia Vehicle-to-Grid (V2G)</b> .....	38
<b>2.5</b>	<b>Veículo Elétrico Modelo Tesla Roadster</b> .....	39
<b>2.7</b>	<b>Modelo de Veículo para Estudos de Fluxo de Potência</b> .....	40
<b>2.8</b>	<b>Conclusão</b> .....	41
<b>3</b>	<b>FLUXO DE POTÊNCIA COM MODELOS TRIFÁSICOS</b> .....	42
<b>3.1</b>	<b>Introdução</b> .....	42
<b>3.2</b>	<b>Fluxo de Potência Trifásico</b> .....	42
<b>3.3</b>	<b>Fluxograma Básico do Programa</b> .....	44
<b>3.4</b>	<b>Fluxo de Potência Trifásico Incluindo o Veículo Elétrico com Controle</b>	

	<b>de Tensão</b> .....	45
<b>3.5</b>	<b>Fluxograma do Programa Incluindo o Veículo Elétrico com Controle de Tensão</b> .....	47
<b>3.6</b>	<b>Cálculo dos Parâmetros de Linhas de Distribuição Aéreas</b> .....	48
<b>3.6.1</b>	<i>Cálculo da Matriz de Impedância Série da Linha</i> .....	48
<b>3.6.2</b>	<i>Cálculo da Matriz de Admitância em Derivação da Linha</i> .....	49
<b>3.7</b>	<b>Cálculo dos Parâmetros de Linhas de Distribuição Subterrâneas</b> .....	50
<b>3.7.1</b>	<i>Cabo de Neutro Concêntrico</i> .....	51
<b>3.7.1.1</b>	<i>Cálculo da Matriz Impedância Série da Linha</i> .....	51
<b>3.7.1.2</b>	<i>Cálculo da Matriz Admitância em Derivação da Linha</i> .....	53
<b>3.7.2</b>	<i>Cabo Blindado</i> .....	54
<b>3.7.2.1</b>	<i>Cálculo da Matriz Impedância Série da Linha</i> .....	54
<b>3.7.2.2</b>	<i>Cálculo da Matriz Admitância em Derivação da Linha</i> .....	55
<b>3.8</b>	<b>Modelos de Linha de Distribuição</b> .....	55
<b>3.8.1</b>	<i>Modelo Exato de Linhas de Distribuição</i> .....	55
<b>3.8.2</b>	<i>Modelo Modificado da Linha</i> .....	59
<b>3.9</b>	<b>Modelos de Transformadores Trifásicos</b> .....	60
<b>3.9.1</b>	<i>Modelagem do Transformador Trifásico Estrela Aterrado-Estrela Aterrado (Yat-Yat)</i> .....	60
<b>3.9.2</b>	<i>Modelagem do Transformador Trifásico Delta-Estrela Aterrado (<math>\Delta</math>-Yat)</i> .....	63
<b>3.9.2.1</b>	<i>Equações para as Tensões</i> .....	64
<b>3.9.2.2</b>	<i>Equações para as Correntes</i> .....	68
<b>3.10</b>	<b>Modelagem de Reguladores de Tensão</b> .....	69
<b>3.10.1</b>	<i>Reguladores de Tensão</i> .....	70
<b>3.10.2</b>	<i>Reguladores de Tensão Tipo A</i> .....	72
<b>3.10.3</b>	<i>Reguladores de Tensão Tipo B</i> .....	72
<b>3.10.4</b>	<i>Constantes Generalizadas</i> .....	75
<b>3.10.5</b>	<i>Compensador Queda de Linha</i> .....	76
<b>3.10.6</b>	<i>Reguladores de Tensão Trifásicos</i> .....	78
<b>3.10.6.1</b>	<i>Reguladores Conectados em Estrela</i> .....	79
<b>3.11</b>	<b>Modelagem de Cargas</b> .....	81
<b>3.11.1</b>	<i>Modelagem de Cargas Concentradas</i> .....	81
<b>3.11.2</b>	<i>Modelagem de Cargas Distribuídas</i> .....	81

3.11.3	<b>Modo de Ligação das Cargas</b> .....	88
3.11.4	<b>Cargas ligadas em Estrela (Y)</b> .....	88
3.11.4.1	<i>Cargas de Potência Constante (Y)</i> .....	88
3.11.4.2	<i>Cargas de Impedância Constante (Y)</i> .....	89
3.11.4.3	<i>Cargas de Corrente Constante (Y)</i> .....	90
3.11.4.4	<i>Cargas Híbridas (Y)</i> .....	91
3.11.5	<b>Cargas ligadas em Delta (<math>\Delta</math>)</b> .....	91
3.11.5.1	<i>Cargas de Potência Constante (<math>\Delta</math>)</i> .....	92
3.11.5.2	<i>Cargas de Impedância Constante (<math>\Delta</math>)</i> .....	93
3.11.5.3	<i>Cargas de Corrente Constante (<math>\Delta</math>)</i> .....	93
3.11.5.4	<i>Cargas Híbridas (<math>\Delta</math>)</i> .....	94
3.12	<b>Modelagem de Capacitores Shunt</b> .....	94
3.12.1	<i>Banco de Capacitores conectados em estrela</i> .....	94
3.12.2	<i>Banco de capacitores conectados em delta</i> .....	95
3.13	<b>Grau de Desequilíbrio</b> .....	96
3.14	<b>Conclusão</b> .....	96
4	<b>RESULTADOS DE SIMULAÇÃO</b> .....	98
4.1	<b>Sistema Teste</b> .....	98
4.2	<b>Metodologia</b> .....	99
4.3	<b>Simulações do sistema IEEE 13 barras - Caso base sem regulador de tensão</b> .....	101
4.3.1	<i>Caso Base 1 - Carga Pesada sem Regulador de Tensão (CPSRT)</i> .....	101
4.3.2	<i>Caso Base 2 - Carga Leve sem Regulador de Tensão (CLSRT)</i> .....	103
4.4	<b>Simulações do Sistema IEEE 13 Barras sem Regulador de Tensão e com Veículos Elétricos Conectados</b> .....	105
4.4.1	<i>Veículos Elétricos Carregando - Carga Pesada sem Regulador de Tensão (CPSRT)</i> .....	106
4.4.2	<i>Veículos Elétricos Carregando - Carga Leve sem Regulador de Tensão (CLSRT)</i> .....	109
4.4.3	<i>Veículos Elétricos Descarregando - Carga Pesada sem Regulador de Tensão (CPSRT)</i> .....	112
4.4.4	<i>Veículos Elétricos Descarregando - Carga Leve sem Regulador de Tensão (CLSRT)</i> .....	115

<b>4.5</b>	<b>Simulações do Sistema IEEE 13 barras com Regulador de Tensão .....</b>	<b>118</b>
<b>4.5.1</b>	<b><i>Caso Base 3 - Carga Pesada com Regulador de Tensão (CPCRT) .....</i></b>	<b>118</b>
<b>4.5.2</b>	<b><i>Caso Base 4 - Carga Leve com Regulador de Tensão (CLCRT) .....</i></b>	<b>120</b>
<b>4.6</b>	<b>Simulações do Sistema IEEE 13 Barras com Regulador de Tensão e com Veículos Elétricos Conectados .....</b>	<b>122</b>
<b>4.6.1</b>	<b><i>Veículos Elétricos Carregando - Carga Pesada com Regulador de Tensão (CPCRT) .....</i></b>	<b>123</b>
<b>4.6.2</b>	<b><i>Veículos Elétricos Carregando - Carga Leve com Regulador de Tensão (CLCRT) .....</i></b>	<b>125</b>
<b>4.6.3</b>	<b><i>Veículos Elétricos Descarregando - Carga Pesada com Regulador de Tensão (CPCRT) .....</i></b>	<b>128</b>
<b>4.6.4</b>	<b><i>Veículos Elétricos Descarregando - Carga Leve com Regulador de Tensão (CLCRT) .....</i></b>	<b>131</b>
<b>4.7</b>	<b>Comparação dos Casos do Veículo Elétrico Sem e Com Controle de Tensão .....</b>	<b>134</b>
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>136</b>
	<b>SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS .....</b>	<b>138</b>
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>139</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Atualmente existe uma grande preocupação acerca do meio ambiente e os possíveis impactos causados pela industrialização e a urbanização. Um problema que tem sido observado ao longo dos anos é a poluição do ar, originada principalmente pelo setor automobilístico, representando 48% das emissões de dióxido de carbono no Brasil em 2012 (EPE, 2013). Considerando esse cenário, há um grande incentivo pela pesquisa e desenvolvimento de tecnologias mais limpas para o setor automobilístico. Uma possível solução é a substituição parcial de veículos alimentados a combustíveis fósseis por veículos elétricos (VEs) (TEIXEIRA *et al.*, 2014).

Os VEs podem ter um papel importante na redução de gases causadores do efeito estufa e de gases poluentes associados ao setor de transportes. Cada tipo de VE (híbrido elétrico, híbrido *plug-in* e os alimentados à bateria) tem seus benefícios e suas limitações, mas todos eles reduzem a quantidade de dióxido de carbono emitida no meio ambiente (TEIXEIRA *et al.*, 2014). Segundo Amjad *et al.* (2010), os VEs não emitem gases durante a sua operação. Entretanto, o sucesso deles ainda é limitado devido aos seus altos custos, ao peso das baterias, à sua baixa autonomia e à falta de infraestrutura para recarga.

Com a inserção de VEs no sistema de transporte, o setor de energia e principalmente o sistema elétrico de potência sofrerá uma mudança dramática devido a essa importante e esperada questão. Logo, existe a necessidade de desenvolver novos modelos para facilitar a operação e o controle ótimo da nova estrutura dos sistemas de potência (GARCIA-VALLE; VLACHOGIANNIS, 2009).

Devido ao avanço da tecnologia de VEs, a demanda do carregamento de um VE pode ser igual ou maior do que a de uma casa. A adoção de VEs poderia criar níveis elevados de demanda que sobrecarregariam equipamentos do sistema de distribuição e causariam níveis de tensões abaixo do permitido nos consumidores. O sistema de distribuição existente iria encarar um grande desafio quando a penetração de VEs fosse elevada. Para amenizar o problema e atender aos objetivos da concessionária, uma análise do impacto de VEs é necessária (LEOU; SU; LU, 2014).

De acordo com Leou, Su e Lu (2014), o impacto do carregamento de VEs é relacionado à localização do carregamento, ao tempo de início de carregamento, ao estado de carregamento da bateria, ao modo de carregamento e à capacidade da bateria. As medições

das estações de recarga de VEs indicam que esses parâmetros são incertos, logo a complexidade das operações e do planejamento de sistemas de distribuição aumentará à medida que a penetração de VEs se tornar elevada.

### **1.1 Justificativa**

Os VEs são uma tendência para substituir os veículos convencionais movidos a combustíveis fósseis. A presença cada vez maior de VEs trará benefícios para o meio ambiente, mas também modificará a operação em regime permanente de sistemas de distribuição, onde eles serão conectados. Dessa forma, faz-se necessário avaliar o impacto dos VEs nos sistemas de distribuição, desenvolvendo um algoritmo de solução de fluxo de potência trifásico considerando o comportamento em regime permanente dos VEs.

### **1.2 Objetivos**

O objetivo geral deste trabalho é avaliar o impacto da conexão de VEs na operação em regime permanente de um sistema de distribuição. São analisadas as variações dos parâmetros elétricos: perfil de tensão, perdas elétricas e graus de desequilíbrio quando VEs são inseridos em uma barra do sistema de distribuição.

Os objetivos específicos são:

- a) Elaborar um modelo de regime permanente para o VE do modelo Tesla Roadster da Tesla Motors;
- b) Criar um programa computacional de fluxo de potência trifásico na linguagem MATLAB.

### **1.3 Contribuições do Trabalho**

As principais contribuições desse trabalho são:

- a) Inserção de um modelo de veículo elétrico em um fluxo de potência trifásico.
- b) Desenvolvimento de um programa computacional utilizando linguagem de programação MATLAB, que executa fluxo de potência trifásico com modelo de VE incluído;

- c) Análise de perfil de tensões, grau de desequilíbrio de tensão e perdas elétricas de um sistema de distribuição trifásico com reguladores de tensão e sem reguladores de tensão.

#### **1.4 Trabalhos Publicados**

Durante o mestrado foi realizada a seguinte publicação: CASTRO, E. S., MOURA, A. P., MOURA, A. A. F. Técnica Iterativa de Passos com Modelo de Veículo Elétrico e Inversor Conectado à Rede. Congresso Ibero Latino Americano de Métodos Computacionais em Engenharia (CILAMCE), Fortaleza - Ceará, Brasil, 2014.

#### **1.5 Revisão de Literatura**

Na literatura é possível encontrar vários estudos que tratam dos impactos de VEs no sistema elétrico de potência e de modelos de VEs para estudos de fluxo de potência. A seguir será feita a revisão de literatura para esses dois assuntos.

##### ***1.5.1 Estudos de Impacto de VEs no Sistema Elétrico***

Na referência (RAHMAN; SHRESTHA, 1993) é investigado o impacto de VEs atuando como carga no sistema de distribuição. É verificado que o impacto do carregamento de VEs na demanda de potência é determinado não apenas pelo número de VEs em uso, mas também pelo número de VEs sendo carregados em um instante e o perfil de carregamento das baterias.

Na referência (FORD, 1994) são descritos os prováveis impactos de VEs nas concessionárias de distribuição. São mostrados resultados de um estudo de caso da Companhia Edison do sul da Califórnia, onde supõe-se que serão conectados milhões de VEs no próximos 20 anos.

Na referência (PUTRUS *et al.*, 2009) são mostrados resultados da análise do impacto de VEs em sistemas de distribuição. São avaliadas possíveis violações do limite de tensão, qualidade de energia e desequilíbrio.

Na referência (CLEMENT-NYNS; HAESSEN; DRIESEN, 2010) o impacto de VEs é avaliado em relação às perdas de potência e às variações de tensão. É proposta uma coordenação do carregamento dos VEs com o objetivo de minimizar as perdas elétricas e maximizar o fator de carga da rede principal.

A referência (LI; ZHANG, 2012) considera o caráter aleatório do carregamento de VEs e propõe uma metodologia para modelar demanda de carregamento total de VEs híbridos. Esse modelo é aplicado no algoritmo de fluxo de potência probabilístico utilizando como sistema teste o sistema IEEE 30 barras modificado.

Na referência (LEOU; SU; LU, 2014) são apresentados uma modelagem estocástica do VE com dados retirados de medições reais e de pesquisas. Os resultados são obtidos através de um programa de fluxo de potência trifásico que usa parâmetros retirados de uma seleção por Roleta Russa. São avaliados as perdas médias, as quedas de tensão e o congestionamento do sistema.

### ***1.5.2 Modelo de VEs para Estudos de Fluxo de Potência***

Para avaliar o impacto de VEs em sistemas de distribuição é necessário que um modelo de VE confiável seja incorporado em um programa de fluxo de potência trifásico. Para esse propósito, existem vários modelos matemáticos na literatura. Esses modelos de VEs empregam uma abordagem de injeção de potência ativa num programa de fluxo de potência convencional.

A primeira referência que apresentou um modelo de VE voltado para estudos de fluxo de potência foi (GARCÍA-VALLE; VLACHOGIANNIS, 2009). Nela, os VEs são modelados como barras PQ com características estocásticas. O desenvolvimento do modelo é baseado na teoria das filas. As fórmulas de demanda de potência ativa e reativa são desenvolvidas como função do tempo de recarga.

Ainda na vertente de modelos estocásticos, um modelo de VE adequado para estudos de fluxo de potência probabilístico com restrições foi apresentado na referência (VLACHOGIANNIS, 2009). Nesse modelo, os processos de carga e descarga são considerados. Além disso, esse modelo considera que não há limite para o número de VEs conectados em uma barra do sistema.

Vale ressaltar que o modelo descrito nas referências (GARCÍA-VALLE; VLACHOGIANNIS, 2009) e (VLACHOGIANNIS, 2009) não consideram o controle de potência reativa. Entretanto, VEs são capazes de injetar ou absorver potência reativa da rede através de conversores eletrônicos de potência (KISACIKOGLU; OZPINECI; TOLVERT, 2010).

Na referência (JIMÉNEZ; GARCÍA, 2011), um modelo matemático para VE com conversor fonte de tensão, em inglês *Voltage Source Converter (VSC)*, foi inserido num programa de fluxo de potência baseado no método de Newton-Raphson. Considerou-se que uma estação de recarga com vários VEs foi conectada ao sistema de transmissão IEEE 14 barras. O impacto dos VEs no perfil de tensões foi analisado.

Na referência (JIMÉNEZ; GARCÍA, 2012) um modelo de VE com VSC foi implementado num algoritmo de fluxo de potência trifásico com o objetivo de avaliar o impacto de VEs no grau de desequilíbrio das barras de um alimentador de distribuição.

Este trabalho propõe analisar o impacto de VEs nos parâmetros de perfil de tensão, grau de desequilíbrio e perdas elétricas em um sistema de distribuição sem e com regulador de tensão. Considera-se que os VEs podem atuar como carga ou geradores distribuídos. A troca de potência reativa é considerada através da incorporação do VSC.

## **1.6 Estrutura da Dissertação**

Este trabalho está dividido em cinco capítulos.

No Capítulo 1 é feita a revisão de literatura dos temas relacionados ao trabalho, que são: modelo de VE para estudos de fluxo de potência e estudo de impacto de VEs em sistemas elétricos.

No Capítulo 2 são discutidos temas relacionados aos VEs, tais como: a história dos VEs, classificações de VEs, definição de baterias e seus tipos e o conceito *Vehicle to Grid (V2G)*. São mostradas as principais especificações técnicas do modelo de VE utilizado neste trabalho: o Tesla Roadster. Além disso, é mostrada a modelagem de VE para estudos de fluxo de potência.

O Capítulo 3 trata da modelagem trifásica da maioria dos equipamentos presentes em um sistema de distribuição, tais como: linhas de distribuição aéreas monofásicas, bifásicas e trifásicas, linhas de distribuição subterrâneas, cargas concentradas e distribuídas conectadas

em delta e em estrela, reguladores de tensão monofásicos e trifásicos, transformadores de distribuição e banco de capacitores. É mostrado ainda o método de fluxo de potência trifásico denominado Técnica Iterativa de Escada e o fluxograma do programa que utiliza esse método.

O Capítulo 4 trata do estudo do impacto de VEs na operação em regime permanente do sistema de distribuição IEEE 13 barras. É analisado o efeito da inserção de VEs nos seguintes parâmetros elétricos: perfil de tensão, perdas elétricas e grau de desequilíbrio de tensão. São simulados casos com os VEs atuando como carga ou gerador distribuído e o sistema operando sem ou com regulador de tensão na subestação no período de carga pesada ou leve.

Por fim, o Capítulo 5 mostra as conclusões deste trabalho, resumindo os principais resultados.

## 2 VEÍCULO ELÉTRICO

Neste capítulo é feito um estudo detalhado dos VEs (sua história e seus diferentes tipos), das baterias aplicadas aos mesmos e da tecnologia V2G. É apresentado ainda o modelo de VE utilizado para estudos de fluxo de potência, além de especificações técnicas de um VE real, o modelo Tesla Roadster da Tesla Motors.

### 2.1 Introdução

Veículo elétrico é aquele que usa propulsão por meio de motor elétrico, representando uma alternativa aos veículos convencionais de combustão interna. Existem também modelos que, com o objetivo de aumentar a autonomia do veículo, combinam a propulsão por meio de motor elétrico e de combustão interna, sendo chamados de híbridos (SIMON, 2013). Segundo a referência (STEENHOF; MCINNIS, 2008), a transição de veículos com motor de combustão interna para VEs tende a ocorrer primeiramente por veículos elétricos híbridos, sendo seguida por VEs puros.

Veículos elétricos à bateria e veículos elétricos híbridos *plug-in* representam uma grande oportunidade de sinergia entre o setor elétrico e o setor de transportes. A adoção de tecnologias como V2G, que será descrita mais adiante, permite que os VEs atuem como geradores distribuídos nos sistemas elétricos, fornecendo a energia armazenada nas baterias para contribuir com a rede elétrica em períodos de alta demanda e minimizando investimentos em geração.

### 2.2 História dos Veículos Elétricos

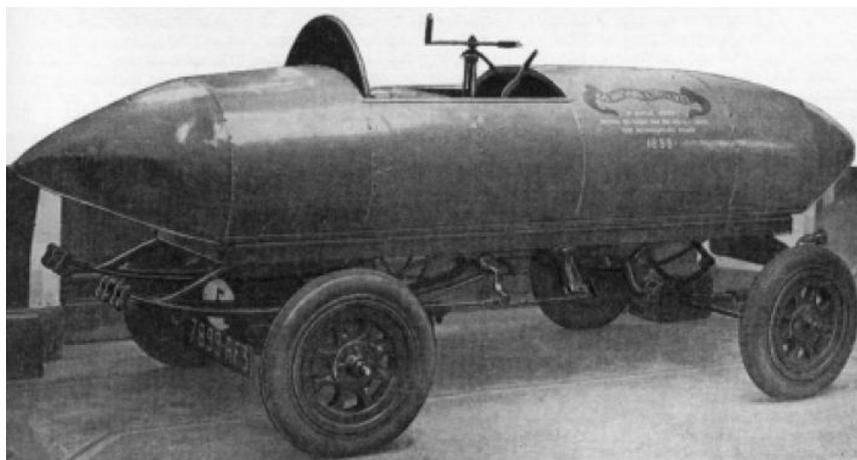
O primeiro VE foi construído por Frenchman Gustave em 1881. Tratava-se de um triciclo movido por um motor de corrente contínua de 75 W alimentado por baterias de chumbo-ácido. O veículo e o passageiro juntos pesavam aproximadamente 160 kg. Naquela época, a invenção não atraiu muita atenção, visto que a tecnologia da época não possuía condições de competir com as carruagens à cavalo. A velocidade máxima de 15 km/h e a autonomia de 16 km não atraíram os possíveis consumidores (WAKEFIELD, 1994).

Nos vinte anos seguintes, o desenvolvimento dos veículos fez com que o interesse por carruagens sem cavalos, os chamados automóveis, crescessem. Nesse tempo, os veículos movidos à gasolina começaram a competir com os elétricos. Nos Estados Unidos, a autonomia limitada dos VEs não tinha muita importância, uma vez que haviam poucos locais pavimentados fora das cidades, diferentemente da Europa, onde o rápido desenvolvimento das ruas e das rodovias começou a favorecer os veículos à gasolina (WAKEFIELD, 1994).

Em 1894, foi projetado e construído o primeiro VE comercialmente vendido, o chamado Electrobat da Morris & Salom. Esse veículo foi operado como taxi na cidade de Nova Iorque por uma empresa criada pelos fabricantes. O Electrobat mostrou-se mais vantajoso que os taxis à cavalo, apesar do custo inicial mais elevado. Com autonomia de 4 horas, necessitando de intervalos de 90 minutos para recarga. O Electrobat era movido por dois motores de aproximadamente 1120 W que permitiam velocidade máxima de 32 km/h e autonomia de 40 km (MOM, 2004).

Em 1897, M. A. Darracq desenvolveu a frenagem regenerativa. Essa invenção permite a recuperação da energia cinética durante as frenagens recarregando as baterias, aumentando assim a autonomia do veículo. Essa foi uma contribuição muito importante para o aumento da eficiência energética, principalmente em condições de trânsito urbano. Em 1899, um grande passo no desenvolvimento dessa época foi dado: o primeiro veículo a alcançar 100 km/h. Esse veículo, mostrado na Figura 2.1, foi feito por Camille Jenatzy e se chamava “La Jamais Contente” (EHSANI e GAO, 2004).

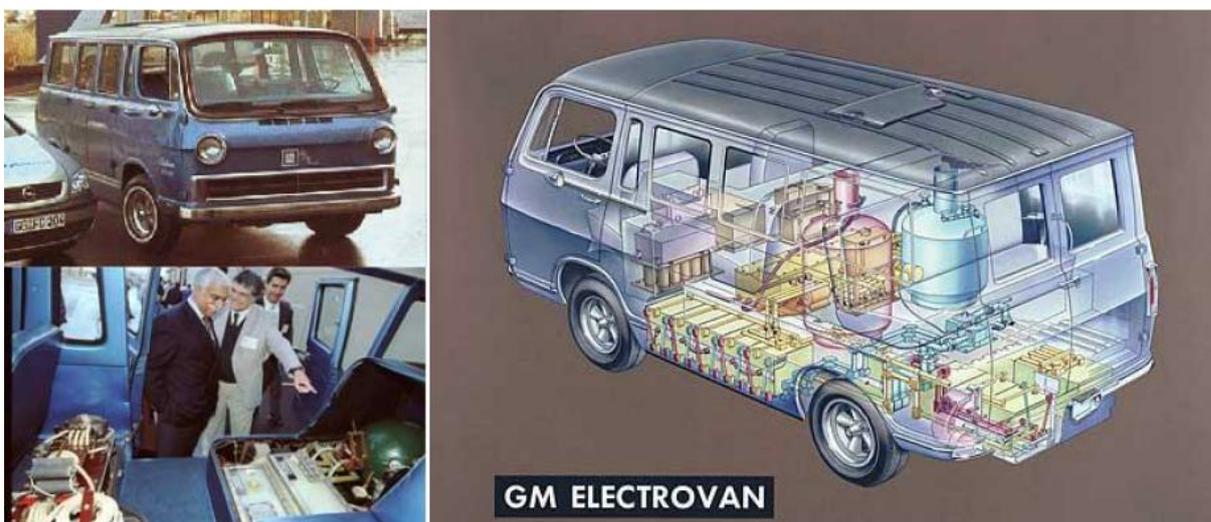
Figura 2.1 - Primeiro veículo elétrico a alcançar 100 km/h: "La Jamais Contente".



Fonte: Larminie e Lowry (2003).

Ao mesmo tempo, o desenvolvimento dos veículos à gasolina resultou em maior potência e flexibilidade, fazendo com que os VEs começassem a desaparecer. Em 1905, foi lançado o último VE com vendas expressivas e por um período de 60 anos eles tiveram aplicação restrita em carros de golfe. O invento do transistor em 1945 proporcionou um melhor controle dos motores elétricos sem as grandes perdas de energia observadas anteriormente. A nova tecnologia passou a permitir o controle de motores de corrente alternada por variação de frequência. Dessa forma, em 1966 a GM criou a Electrován, movida por motores de indução, alimentados por inversores de frequência. A Figura 2.2 ilustra esse veículo (EHSANI e GAO, 2004).

Figura 2.2 - GM Electrován.



Fonte: Electrován (2015).

O VE lunar utilizado na viagem do Apolo 11 foi o mais importante dos anos 60. Ele tinha massa de 290 kg e capacidade de carga de 490 kg. Mesmo sem grande avanço tecnológico, tinha autonomia de 65 km. A boa autonomia foi atingida devido à ausência de ar, baixa gravidade da lua e baixa velocidade do veículo. Dessa forma, seu projeto não teve grande significância para uso na Terra. Nos anos 70, a preocupação com o meio ambiente reiniciou a pesquisa de VEs, entretanto mesmo com avanços nas baterias e na eletrônica, a autonomia e desempenho ainda eram obstáculos (EHSANI e GAO, 2004).

No final da década de 80 e início da década de 90 algumas empresas como a GM e a PSA lançaram os modelos EV1 e 106 Eletrique, respectivamente. Eles alcançaram um

patamar superior em aspectos técnicos e econômicos. O EV1 teve grande sucesso entre seus clientes, porém em 2003 foram recolhidos pela montadora e grande parte deles foi destruída. Essa atitude gerou revolta entre os antigos proprietários, resultando num documentário de grande divulgação chamado “*Who killed the electric car?*”, no Brasil intitulado “Quem matou o carro elétrico?”. No fim da década de 90, a indústria automobilística resolveu investir no desenvolvimento de veículos híbridos, que após alguns anos atingiram uma posição avançada em relação à possível produção em massa se comparado a qualquer VE até a época (LARMINIE; LOWRY, 2003).

Durante o final do século XX houve mudanças que tornaram o VE mais uma proposta mais atrativa. Primeiro, havia preocupações crescentes em relação ao meio ambiente. Segundo, ocorreram desenvolvimentos tecnológicos no projeto do veículo e melhoras nas baterias recarregáveis, motores e controladores (LARMINIE; LOWRY, 2003).

Alguns exemplos de VEs comercializados atualmente são o Tesla Model S (esportivo de alto desempenho), que possui um motor elétrico de potência 283 kW e autonomia de 335 km na sua versão com bateria de 60 kWh (TESLA, 2015) e o Nissan Leaf (compacto) de potência 80 kW (NISSAN, 2015).

## **2.3 Tipos de Veículos Elétricos**

Os VEs são divididos em três grupos, dependendo de suas características:

- a) Veículos Elétricos Híbridos;
- b) Veículos Elétricos Híbridos Recarregáveis;
- c) Veículos Elétricos à Bateria.

### ***2.3.1 Veículos Elétricos Híbridos***

O Veículo Elétrico Híbrido (VEH) combina dois tipos de motores para se locomover: um motor elétrico e um motor de combustão interna (MCI), que pode ser movido à gasolina ou a álcool. Esses veículos apresentam uma maior eficiência em relação aos veículos movidos apenas a MCIs. Entretanto, é necessário mencionar que, embora eles sejam mais eficientes por ser alimentados por energia elétrica, eles ainda emitem gases causadores do efeito estufa (LAFUENTE, 2011).

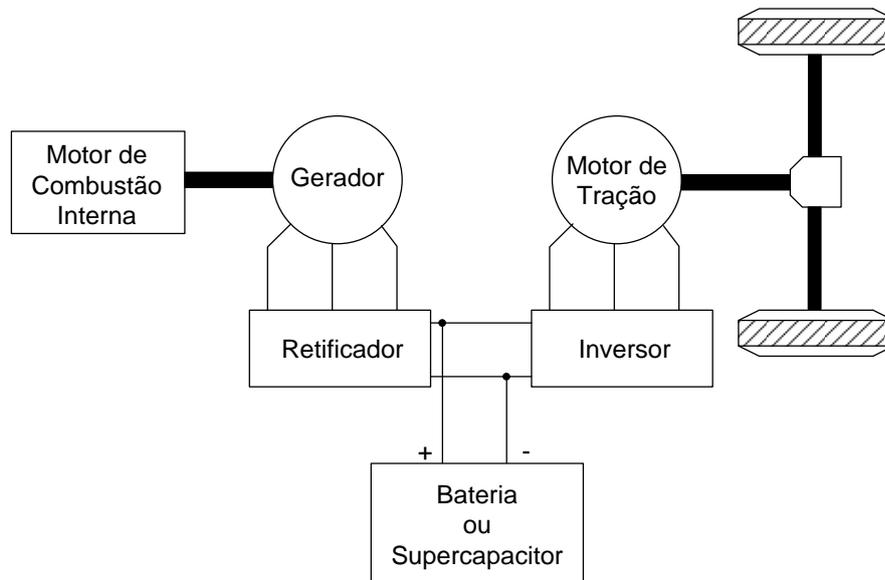
Segundo Baran (2012), existem três tipos de sistemas nos VEHs comercializados atualmente:

- a) O sistema híbrido em série, em que um MCI aciona um gerador que alimenta o motor elétrico;
- b) O sistema híbrido em paralelo, em que o MCI é auxiliado pelo motor elétrico nas situações que exijam mais potência;
- c) Sistema híbrido série-paralelo, em que dois motores elétricos atuam um em série e outro em paralelo ao MCI.

### 2.3.1.1 Veículo Elétrico Híbrido Série

Um veículo híbrido em série é basicamente um veículo elétrico com um MCI e um carregador de baterias a bordo. O MCI geralmente trabalha no seu ponto de eficiência ótimo para acionar o gerador e carregar as baterias de propulsão a bordo do veículo, como mostrado na Figura 2.3 (EMADI; WILLIAMSON; KHALIGH, 2006).

Figura 2.3 - Configuração típica de veículo híbrido série.



Fonte: Adaptado de (EMADI; WILLIAMSON; KHALIGH, 2006).

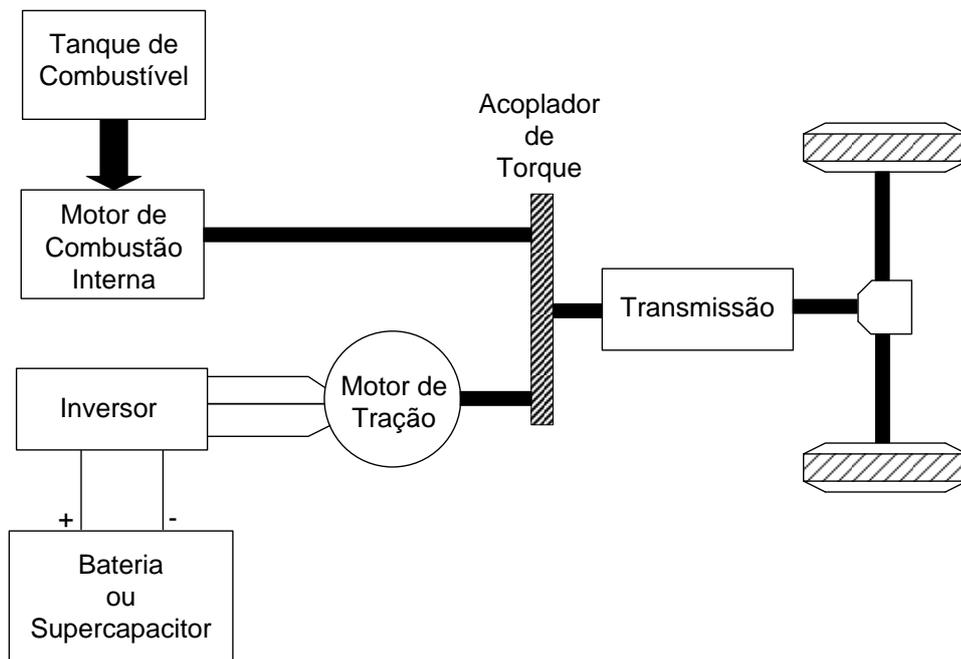
Quando o estado de carregamento da bateria está em um nível mínimo pré-determinado, o MCI é ligado para carregar a bateria. O MCI é desligado novamente quando a

bateria chega a um nível de carregamento máximo desejado. O MCI e o gerador mantêm o carregamento da bateria entre 65% e 75%. Vale ressaltar que num veículo híbrido série não há conexão mecânica entre o MCI e o chassi (EMADI; WILLIAMSON; KHALIGH, 2006).

### 2.3.1.2 Veículo Elétrico Híbrido Paralelo

Um veículo híbrido em paralelo tem ambos o MCI e o motor de tração mecanicamente conectados para a transmissão. A Figura 2.4 mostra o esquemático do veículo híbrido paralelo. O veículo pode ser acionado com o MCI, com o motor elétrico ou ambos ao mesmo tempo. Logo, é possível escolher a combinação livremente para fornecer a quantidade de torque necessária em um dado momento (EMADI; WILLIAMSON; KHALIGH, 2006).

Figura 2.4 - Esquemático do veículo elétrico híbrido paralelo.



Fonte: Adaptado de (EMADI; WILLIAMSON; KHALIGH, 2006).

No veículo elétrico híbrido paralelo existem muitas maneiras para configurar o uso do MCI e o motor de tração. A estratégia mais utilizada é usar somente o motor de tração em baixas velocidades, visto que é mais eficiente do que o MCI, e então deixar o MCI funcionar sozinho em altas velocidades. Quando apenas o MCI está em uso, o motor de tração

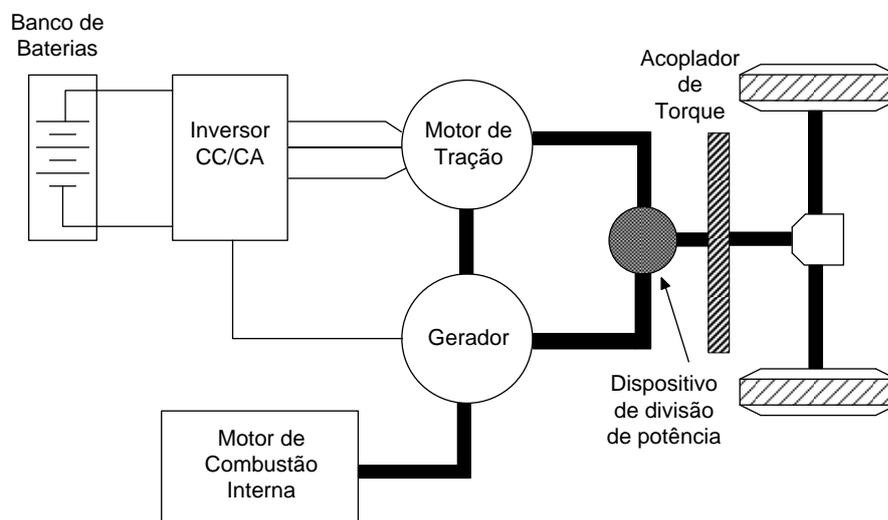
pode funcionar como um gerador e carregar a bateria (EMADI; WILLIAMSON; KHALIGH, 2006).

A vantagem da configuração paralela é que nela há menos estágios de conversão comparada à configuração série. Logo, uma menor parcela de energia é perdida (EMADI; WILLIAMSON; KHALIGH, 2006).

### 2.3.1.3 Veículo Elétrico Híbrido Série-Paralelo

O veículo elétrico híbrido série-paralelo é uma combinação das configurações série e paralelo. Existe uma ligação mecânica adicional entre o gerador e o motor elétrico, comparado com a configuração série, e um gerador adicional comparado ao híbrido paralelo, como mostra a Figura 2.5. Com essa configuração, é possível combinar as vantagens dos híbridos de configuração série e paralelo.

Figura 2.5 - Configuração típica do sistema propulsor de um veículo elétrico híbrido série-paralelo.



Fonte: Adaptado de (EMADI; WILLIAMSON; KHALIGH, 2006).

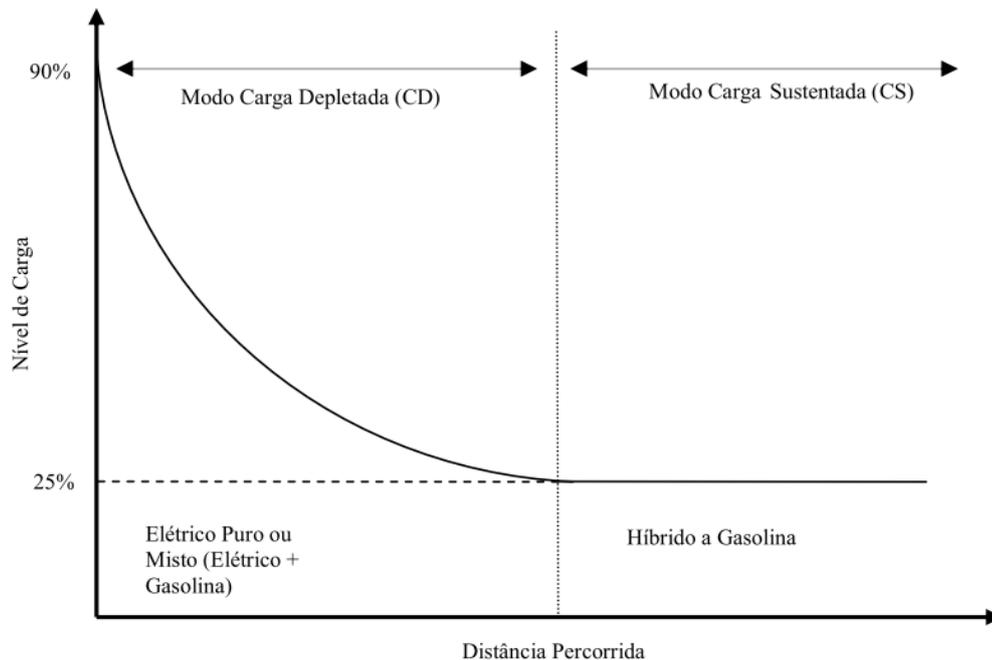
### 2.3.2 Veículos Elétricos Híbridos Recarregáveis

Do mesmo modo que o híbrido elétrico, o veículo elétrico híbrido recarregável (VEHR) utiliza uma bateria, um MCI e um motor elétrico, sendo que a bateria possui maior

capacidade de armazenamento que um VEH não recarregável, podendo ser recarregada quando conectada à rede de distribuição de energia elétrica (BARAN, 2012).

A bateria do VEHR armazena energia suficiente para deslocar o veículo por longas distâncias sem assistência do MCI. Quando a bateria descarrega, o MCI é utilizado como um gerador de energia para o motor elétrico. O VEHR pode ter configuração em série ou em paralelo, podendo operar em dois modos diferentes: o modo de carga sustentada (*charge sustaining* – CS) ou o modo de carga depletada (*charge depleting* – CD), ambos mostrados na Figura 2.6.

Figura 2.6 - Ciclos de descarga típicos do VEHR.



Fonte: Baran (2012).

O eixo vertical da Figura 2.6 representa o nível de carga da bateria de um VEHR que, para prolongar a vida útil da bateria, nunca está em zero nem 100%. Nesse caso, a bateria trabalha na faixa de 25 % a 90 %, ou seja, 35 % da capacidade total da bateria não é utilizada ou pode-se dizer que o grau de descarga (*depth of discharge* – DOD) é de 65%. O eixo vertical é o nível da carga (*state of charge* – SOC) e o eixo horizontal representa a distância percorrida (BARAN, 2012).

Na Figura 2.6, a bateria inicia o ciclo com carga máxima (obtida através do sistema elétrico) de 90%. No modo CD, a energia armazenada na bateria é utilizada para

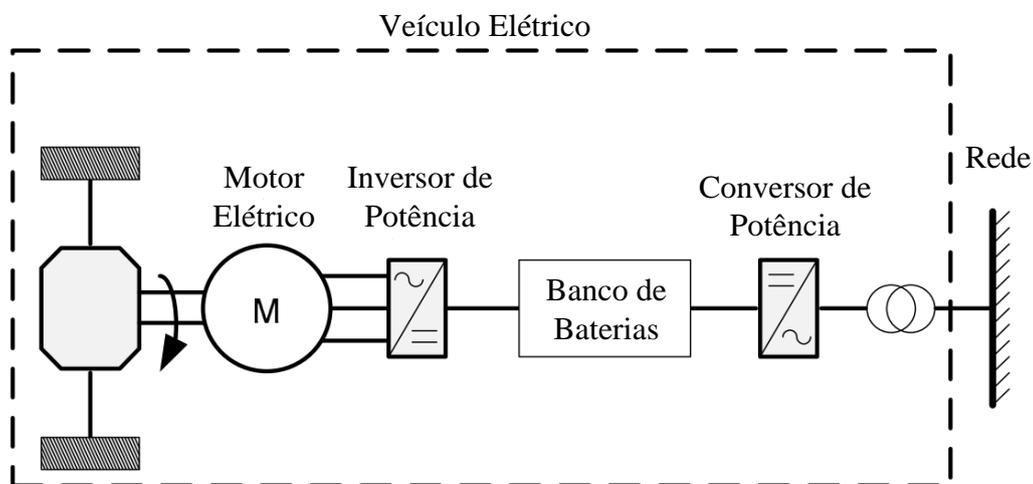
percorrer determinada distância. Logo, a bateria é esgotada. Quando o estado de carregamento da bateria chega até um nível mínimo (SOC = 25%), o veículo entra no modo CS, no qual a carga da bateria é sustentada pelo MCI. O automóvel permanece no modo CS até ser novamente conectado no sistema elétrico e a bateria ser recarregada (BARAN, 2012).

### 2.3.3 Veículos Elétricos Alimentados por Baterias

Nos VEs alimentados por baterias, um sistema puramente elétrico substitui o MCI e os vários sistemas de transmissão. As baterias recarregáveis são a opção tradicional de fonte de energia para esses veículos (EMADI; WILLIAMSON; KHALIGH, 2006). As baterias, do mesmo modo que nos híbridos recarregáveis, podem ser recarregadas pela rede elétrica comercial ou por sistemas de aproveitamento de energias renováveis. O termo do inglês *plug-in* também é bastante utilizado para esse tipo de veículo (BRITO JÚNIOR, 2013).

O diagrama esquemático de um veículo elétrico *plug-in* é mostrado na Figura 2.7. O sistema de tração inclui um inversor trifásico e uma máquina CA. Um conversor eletrônico de potência, chamado *Voltage Source Converter* (VSC), faz a interface das unidades de armazenamento com o sistema de potência não apenas para transferir potência ativa, mas também potência reativa (JIMENEZ, 2011).

Figura 2.7 - Diagrama esquemático de um veículo elétrico *plug-in*.



Fonte: Adaptado de Jimenez (2011).

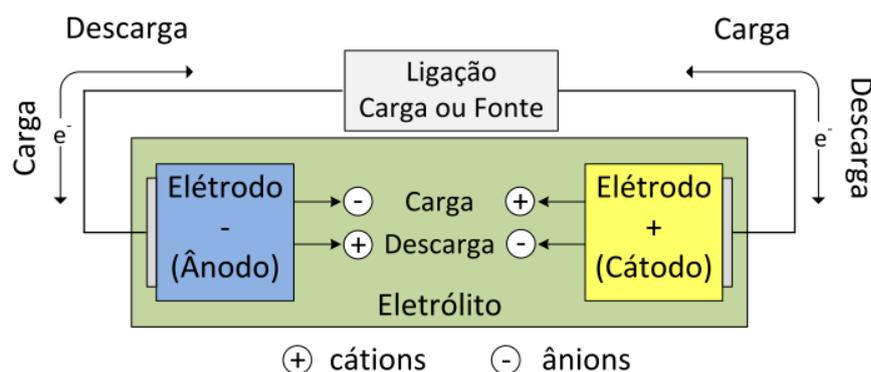
## 2.4 Baterias

A bateria é um componente muito importante nos VEs. No VE clássico, a bateria é a única forma de armazenamento de energia. Ela é o componente com o maior custo, peso e volume. Em veículos elétricos híbridos, ela também é um componente muito importante (LARMINIE; LOWRY, 2003). Logo, um bom entendimento da tecnologia das baterias e do seu desempenho é necessário.

### 2.4.1 Princípio de Funcionamento

As baterias são dispositivos que armazenam energia na forma eletroquímica. O funcionamento desses equipamentos consiste na troca de íons entre os elétrodos através de um eletrólito, onde estão imersos, e da passagem de elétrons livres para o circuito externo (DÍAZ-GONZÁLEZ *et al.*, 2012). Os elétrons estão livres devido às reações não espontâneas que acontecem durante a carga. A Figura 2.8 mostra o esquema de funcionamento de uma bateria com o sentido percorrido pelos elétrons durante sua carga e descarga.

Figura 2.8 - Esquema de funcionamento de uma bateria.



Fonte: Almada (2013).

### 2.4.2 Aspectos importantes das baterias

Para que a eletrólise seja sustentável, devem-se escolher um material para o ânodo que possua elevado potencial de oxidação e, no caso do cátodo, elevado potencial de redução (LAFUENTE, 2011). Dessa forma, podem-se agrupar diferentes materiais ativos sob as

mesmas características. Devido às características intrínsecas dos materiais que formam a bateria, eles apresentam densidades de energia diferentes, como mostra a Tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Principais características das baterias.

<b>Tipo de bateria</b>	<b>Tensão da bateria por célula (V)</b>	<b>Variação de temperatura (°C)</b>	<b>Ciclos de carga por módulo</b>
Chumbo-ácido	2,1	35-70	600
Níquel-cádmio	1,25	30-50	2000
Níquel-metal hidreto	1,4	20-60	600
Níquel-zinco	1,6	40-65	250
Níquel-ferro	1,25	40-80	800
Sódio-sulfuro	2,08	300-400	350
Zinco-ar	1,62	0-45	70
Lítio-ferro	1,66	400-450	500
Lítio-polímero	3,5	0-100	300

Fonte: Battery University (2015).

De acordo com a Tabela 2.1, dentre as principais características das combinações de metais, a bateria de Níquel-cádmio se destaca por seus 2000 ciclos de carga úteis. No entanto, as baterias de lítio-polímero apresentam uma faixa de temperatura de trabalho de 0 a 100 °C, que é uma característica importante em aplicações de VEs.

Outra característica importante é a densidade de energia das baterias. Segundo Battery University (2015), as baterias de Lítion-íon possuem a maior densidade de energia (160 Wh/kg) em comparação com as de chumbo-ácido, Ni-Cd e Ni-Mh.

## 2.5 A Tecnologia *Vehicle-to-Grid* (V2G)

Quando os VEs estão estacionados e conectados à rede elétrica, eles absorverão energia da rede e a armazenarão. Dessa forma, torna-se possível que o VE entregue a energia de volta para a rede. Esse é o conceito da tecnologia *vehicle-to-grid* (V2G). Ela permite o fornecimento de serviços ancilares, tais como potência de pico e reserva girante (KEMPTON;

TOMIC, 2005). Para que seja possível fornecer esses serviços, cada VE deverá possuir alguns equipamentos extras, tais como uma interface eletrônica para conexão à rede para permitir troca de energia elétrica controlada, um dispositivo de medição e uma interface de comunicação bidirecional para se comunicar com uma entidade agregadora, que será responsável por gerenciar um grande número de VEs (LOPES; SOARES; ALMEIDA, 2011). A difusão da tecnologia V2G permitiria o melhor gerenciamento dos recursos energéticos, e seria também uma forma de gerar receita aos proprietários de automóveis ou reduzir seu consumo de energia. Os VEs atuariam como *buffers* da rede, armazenando energia durante o horário de baixo consumo energético (vales) e devolvendo à rede nos períodos de maior demanda energética (picos) (BARAN, 2012).

## 2.6 Veículo Elétrico Modelo Tesla Roadster

O Tesla Roadster foi um carro elétrico do tipo esportivo produzido entre os anos de 2008 e 2011 pela Tesla Motors. A Figura 2.9 ilustra esse carro elétrico. Ele pode percorrer 395 km com um único carregamento das suas baterias e acelera de 0-100 km/h em 3,9 segundos (TESLA, 2015).

Figura 2.9 - Carro elétrico do modelo Tesla Roadster.



Fonte: Tesla (2015).

O sistema de baterias de lítio-íon do Tesla Roadster é composto por 6831 células individuais. Ele necessita de 3,5 horas para ser carregado completamente usando o conector de parede de alta potência que o alimenta com 240 V e 70 A. As baterias têm expectativa de vida de sete anos ou aproximadamente 161.000 km rodados (TESLA, 2015).

Esse carro possui um motor de indução trifásico com tensão nominal de 375 V refrigerado a ar com um *drive* de frequência variável. O motor de tração possui uma potência de 225 kW a 5000-6000 rpm (TESLA,2015).

## 2.7 Modelo de Veículo Elétrico para Estudos de Fluxo de Potência

Na literatura, é sabido que os sistemas de baterias de VEs são dispositivos de armazenamento químico e seus modos de operação de carregamento e descarregamento são processos químicos. Logo, são funções exponenciais no decorrer do tempo. O estado de carregamento instantâneo do sistema de baterias do VE é simulado pela seguinte fórmula exponencial (GARCIA-VALLE; VLACHOGIANNIS, 2009):

$$P_{VE,carga}(t) = P_{VE,máx} \cdot (1 - e^{-\alpha t/t_{máx}}) + P_{VE,0} \quad (2.1)$$

Em que  $P_{VE,máx}$  é a capacidade máxima de potência,  $\alpha$  é um parâmetro constante cujo cálculo será descrito posteriormente,  $t_{máx}$  é o tempo máximo de carregamento e  $P_{VE,0}$  é o estado atual de potência do sistema de baterias.

Analogamente, o estado de descarregamento instantâneo do sistema de baterias do VE é dado por:

$$P_{VE,descarga}(t) = P_{VE,0} \cdot e^{-\alpha t/t_{máx}} \quad (2.2)$$

O parâmetro constante  $\alpha$  pode ser calculado assumindo que um sistema de baterias completamente descarregado absorve 97% da capacidade máxima de potência em um terço do tempo máximo de carregamento,  $t_{máx}/3$ . Essa é uma suposição geral para a maioria dos sistemas de baterias modernos.

*Carregamento Completo:* Assumindo que um VE necessita de  $t_c$  horas para ser completamente carregado e usando a Equação (2.1), tem-se que:

$$P_{VE,máx} = P_{VE,máx} \cdot (1 - e^{-\alpha t_c/t_{máx}}) + P_{VE,0} \quad (2.3)$$

$$P_{VE,0} = P_{VE,máx} \cdot e^{-\alpha t_c/t_{máx}} \quad (2.4)$$

A potência ativa de cada VE completamente carregado é calculada por:

$$P_{VE,dem} = P_{VE,máx} - P_{VE,0} \quad (2.5)$$

Logo, a potência demandada por cada VE é dada por:

$$P_{VE,dem} = P_{VE,máx} \cdot (1 - e^{-\alpha t_c / t_{máx}}) \quad (2.6)$$

*Descarregamento Completo:* Assumindo que um VE necessita de  $t_d = t_{máx} - t_c$  horas para ser completamente descarregado e usando a Equação (2.2), a potência injetada pelo VE na rede é:

$$P_{VE,injetada} = P_{VE,máx} \cdot e^{-\alpha} \cdot e^{\alpha t_d / t_{máx}} \quad (2.7)$$

## 2.8 Conclusão

Neste capítulo foram tratados vários assuntos relevantes relacionados aos VEs. Foi visto que o primeiro veículo foi elétrico, mas que não fez sucesso inicialmente, sendo substituído por veículos a MCI. No final do século XX os VEs tornaram-se mais viáveis devido à preocupação ambiental e ao desenvolvimento da tecnologia dos mesmos. Foram estudados os três tipos de VEs e suas principais características. O sistema de baterias foi definido e algumas de suas características foram comparadas. Estudou-se também a tecnologia V2G, que permite que VEs injetem potência na rede. Foram apresentadas especificações do VE Tesla Roadster, que será utilizado neste trabalho. Por fim, a modelagem de VEs para estudos de fluxo de potência foi descrita. Portanto, o estudo das características dos VEs e do seu modelo em regime permanente é de grande importância para avaliar o impacto dos mesmos em sistemas de distribuição.

### 3 FLUXO DE POTÊNCIA COM MODELOS TRIFÁSICOS

Este capítulo trata da modelagem trifásica de sistemas de distribuição e da técnica de fluxo de potência trifásico denominada Técnica Iterativa de Escada (*Ladder Iterative Technique*).

#### 3.1 Introdução

Os modelos do fluxo de potência trifásico descritos nesse trabalho foram desenvolvidos em grande parte pelo professor William H. Kersting da Universidade de Las Cruces no Novo México, EUA. No seu livro *Distribution Systems Modeling and Analysis* (KERSTING, 2002) os modelos são detalhados e esse capítulo é baseado nesses modelos.

Primeiramente será descrito o método de fluxo de potência trifásico em detalhes. Em seguida, será mostrado o fluxograma do programa desenvolvido neste trabalho. Logo depois, será mostrada a modelagem matemática da maioria dos componentes de um sistema de distribuição.

#### 3.2 Fluxo de Potência Trifásico

O método de fluxo de carga utilizado neste trabalho é a Técnica Iterativa de Escada (*Ladder Iterative Technique*). Ela é formada por dois processos de cálculo de tensão: o processo *Forward Sweep* e o processo *Backward Sweep*. Para que essa técnica seja entendida, faz-se necessário utilizar a seguinte convenção:

- a) Nó isolado: Nó conectado a somente um nó;
- b) Nó intermediário: Nó conectado a exatamente 2 nós;
- c) Nó de junção: Nó conectado a 3 ou mais nós.

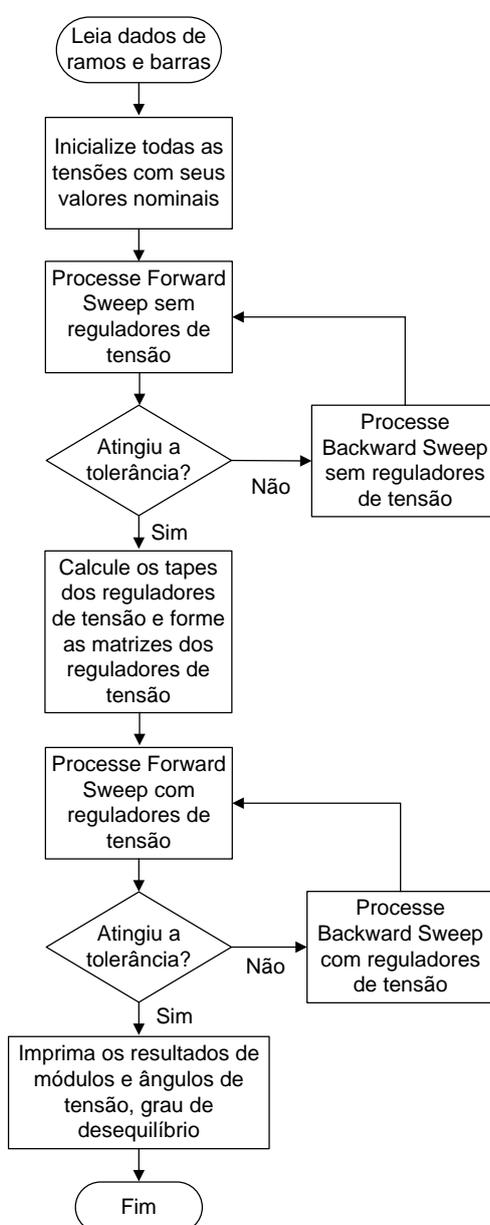
No início, todas as tensões são inicializadas com seus valores nominais. O processo *Forward Sweep* consiste em acumular as tensões utilizando as leis de Kirchhoff partindo dos nós isolados e passando pelos nós intermediários. Chegando aos nós de junção, as tensões dos ramos laterais devem ter sido acumuladas pelo processo descrito anteriormente. Esse processo é feito até chegar ao nó da subestação. Durante o *Forward Sweep* são utilizadas as equações que se encontram nos modelos das seções a seguir. Chegando ao nó da

subestação é verificado se os valores da tensão na subestação se encontram dentro de uma certa tolerância em relação à tensão de referência. Caso a tolerância não seja alcançada, o processo *Backward Sweep* é iniciado. Esse processo consiste em percorrer o sistema partindo do nó fonte da subestação em direção aos nós isolados (utilizando as equações do *Backward Sweep* descritas nas seções a seguir). Nesse processo não é necessário calcular as correntes que percorrem os ramos do sistema, visto que as correntes do *Forward Sweep* são utilizadas. Dessa forma, o programa realiza o *Forward Sweep* e o *Backward Sweep* até que a tolerância seja alcançada. Inicialmente as matrizes dos reguladores de tensão não são utilizadas. Depois que a convergência inicial é alcançada, começa-se a montar as matrizes dos reguladores e a usá-las nos outros processos de convergência (MOURA, 2009).

### 3.3 Fluxograma Básico do Programa

A Figura 3.1 mostra o fluxograma básico do programa utilizado para o cálculo de fluxo de potência trifásico considerando reguladores de tensão.

Figura 3.1 - Fluxograma do programa de cálculo de fluxo de potência.



Fonte: Adaptado de Moura (2009).

### 3.4 Fluxo de Potência Trifásico Incluindo o Veículo Elétrico com Controle de Tensão

Para incluir o modelo de VE com controle de tensão, utilizou-se a metodologia proposta por Moghaddas-Tafreshi e Mashhour (2009). Com ela é possível lidar com barras PV em algoritmos de fluxo de potência trifásico. A seguir será mostrada essa metodologia considerando que o VE é um gerador distribuído (GD).

As unidades de geração distribuída que são modeladas como nós PQ podem ser tratadas como cargas PQ com sinal negativo em estudos de fluxo de potência sem qualquer problema. Entretanto, lidar com nós PV exige um processo adicional. Vale ressaltar que a tensão terminal do gerador é geralmente controlada pela especificação da componente de sequência positiva. Logo, para um nó PV, a potência ativa trifásica e a tensão de sequência positiva do gerador são especificadas. Para tratar nós PV em estudos de fluxo de potência, os *Forward/Backward Sweeps* são realizados considerando esses nós como cargas PQ com sinal negativo. Quando o fluxo de potência convergir, os seguintes passos são seguidos:

1. São verificados se os resíduos do módulo de tensão nos nós PV estão abaixo de uma tolerância especificada. A equação (3.1) é usada para esse propósito:

$$\Delta V_1^i = |V_{1,esp.}^i| - |V_{1,calc.}^i| \quad i \in \{\text{nós PV}\} \quad (3.1)$$

Onde  $\Delta V_1^i$  é o resíduo de tensão de sequência positiva do nó  $i$ ,  $V_{1,esp.}^i$  é a tensão de sequência positiva especificada do nó  $i$  e  $V_{1,calc.}^i$  é a tensão de sequência positiva calculada do nó  $i$ .

2. Se o resíduo de tensão do nó  $i$  estiver dentro de uma tolerância aceitável, o nó PV convergiu para o valor especificado. Caso contrário, é necessário calcular a compensação da potência reativa  $Q$  gerada por esse nó PV que não convergiu para manter a tensão no valor especificado. Desprezando a variação da tensão com a potência ativa, a quantidade de  $Q$  necessária para a compensação é calculada por:

$$X \cdot \Delta Q = \Delta V \quad (3.2)$$

Onde  $X$  é matriz de sensibilidade de sequência positiva com dimensão  $n \times n$  correspondente aos nós PV que não convergiram. O elemento da diagonal principal,  $x_{ii}$ , é a soma das reatâncias de sequência positiva de todas as seções de linha entre o nó PV  $i$  e o nó fonte. Os elementos fora da diagonal principal são calculados como a soma das reatâncias de sequência positiva do caminho comum entre dois nós PV e o nó fonte.  $\Delta Q$  é o vetor  $n \times 1$  de

injeções de potência reativa correspondente aos nós PV que não convergiram.  $\Delta V$  é o vetor  $n \times 1$  dos resíduos de tensão de sequência positiva correspondente aos nós PV que não convergiram.

3. Para cada nó PV que não convergiu (nó  $i$ ), se  $\Delta V_1^i > 0$ , o GD deverá produzir potência reativa para manter a sua tensão próxima ao valor especificado dentro de uma tolerância aceitável. Se  $\Delta V_1^i < 0$ , o GD deverá absorver a potência reativa (ou reduzir sua produção de potência reativa). Logo, a injeção de potência reativa do gerador,  $Q_{novo,calc}^i$ , que é necessária para a tensão convergir, pode ser calculada como:

$$Q_{novo,calc}^i = Q_{antigo,reg}^i \pm 3 \cdot |\Delta Q^i| \quad (3.3)$$

Onde  $Q_{antigo,reg}^i$  é a soma da injeção de potência reativa do gerador trifásico da iteração anterior.

4. A potência reativa aceitável para cada fase, que deve ser produzida pelo gerador ( $Q_{novo,reg}^i$ ) é regulada baseada nos limites do gerador:

$$Q_{novo,reg}^i, \phi = \frac{1}{3} \cdot Q_{novo,calc}^i \quad \text{se } Q_{G,min}^i < Q_{novo,calc}^i < Q_{G,max}^i \quad \phi = [a, b, c] \quad (3.4)$$

$$Q_{novo,reg}^i, \phi = \frac{1}{3} \cdot Q_{G,max}^i \quad \text{se } Q_{novo,calc}^i > Q_{G,max}^i \quad \phi = [a, b, c] \quad (3.5)$$

$$Q_{novo,reg}^i, \phi = \frac{1}{3} \cdot Q_{G,min}^i \quad \text{se } Q_{novo,calc}^i < Q_{G,min}^i \quad \phi = [a, b, c] \quad (3.6)$$

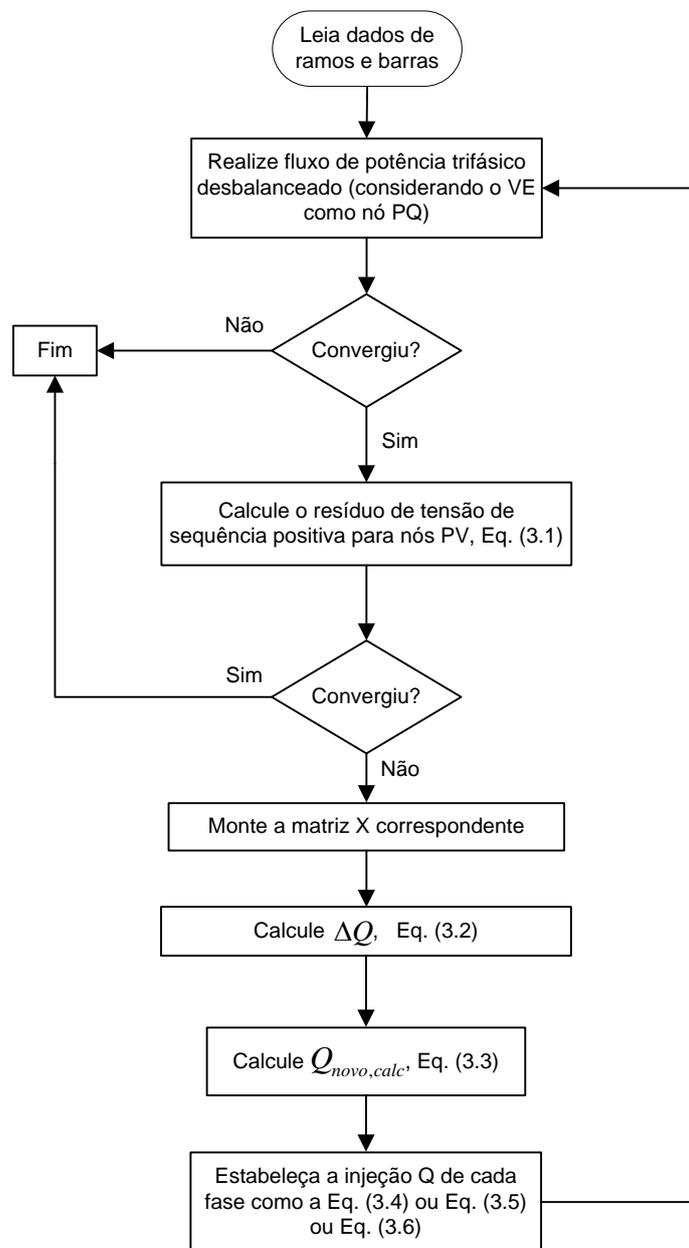
Onde  $Q_{G,min}^i$  e  $Q_{G,max}^i$  são os limites inferior e superior da potência reativa produzida pelo gerador localizado no nó  $i$  que não convergiu, respectivamente.

Os *Forward/Backward Sweeps* são repetidos novamente. Depois da convergência, esses quatro passos são repetidos. A solução do fluxo estará finalizada quando as tensões em todos os nós PV convergirem para o valor especificado.

### 3.5 Fluxograma do Programa Incluindo o Veículo Elétrico com Controle de Tensão

A Figura 3.2 mostra o fluxograma do programa utilizado para o cálculo de fluxo de potência trifásico considerando o VE com controle de tensão (barra PV).

Figura 3.2 - Fluxograma do programa de cálculo de fluxo de potência com modelo de barra PV.



Fonte: Adaptado de Moghaddas-Tafreshi e Mashhour (2009).

### 3.6 Cálculo dos Parâmetros de Linhas de Distribuição Aéreas

A determinação da impedância série de linhas aéreas é um passo crucial para a análise de fluxo de potência de um sistema de distribuição. A impedância série de uma linha de distribuição monofásica, bifásica ou trifásica consiste na resistência dos condutores e nas reatâncias indutivas próprias e mútuas que resultam dos campos magnéticos que envolvem os condutores. A resistência dos condutores é tirada tipicamente de uma tabela de condutores.

#### 3.6.1 Cálculo da Matriz de Impedância Série da Linha

As linhas de distribuição aéreas podem ser modeladas através do modelo pi equivalente da linha. Nesse modelo a impedância série é calculada através das equações modificadas de Carson:

$$z_{ii} = r_i + 0,09530 + j \cdot 0,12134 \cdot \left( \ln \left( \frac{1}{GMR_i} \right) + 7,93402 \right) \Omega/\text{milha} \quad (3.7)$$

$$z_{ij} = 0,09530 + j \cdot 0,12134 \cdot \left( \ln \left( \frac{1}{D_{ij}} \right) + 7,93402 \right) \Omega/\text{milha} \quad (3.8)$$

Desse modo, levando em consideração uma linha de distribuição trifásica com neutro, define-se a matriz primitiva  $[z_{primitiva}]$  como sendo:

$$[z_{primitiva}] = \begin{bmatrix} z_{aa} & z_{ab} & z_{ac} & z_{an} \\ z_{ba} & z_{bb} & z_{bc} & z_{bn} \\ z_{ca} & z_{cb} & z_{cc} & z_{cn} \\ z_{na} & z_{nb} & z_{nc} & z_{nn} \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

Para calcular a matriz de impedâncias de fase reduzida, utiliza-se a redução de Kron através da equação (3.10).

$$[z_{abc}] = [z_{ij}] - [z_{in}] \cdot [z_{nn}]^{-1} \cdot [z_{nj}] \quad (3.10)$$

Onde:

$$[z_{ij}] = \begin{bmatrix} z_{aa} & z_{ab} & z_{ac} \\ z_{ba} & z_{bb} & z_{bc} \\ z_{ca} & z_{cb} & z_{cc} \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

$$[z_{in}] = \begin{bmatrix} z_{an} \\ z_{bn} \\ z_{cn} \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

$$[z_{nj}] = [z_{in}]^t \quad (3.13)$$

### 3.6.2 Cálculo da Matriz de Admitância em Derivação da Linha

Para obter a matriz de admitância em derivação que representa o efeito capacitivo da linha, também são utilizadas as equações desenvolvidas por Carson. Para tanto, define-se a matriz  $[P_{primitiva}]$  como apresentado abaixo:

$$[P_{primitiva}] = \begin{bmatrix} P_{aa} & P_{ab} & P_{ac} & P_{an} \\ P_{ba} & P_{bb} & P_{bc} & P_{bn} \\ P_{ca} & P_{cb} & P_{cc} & P_{cn} \\ P_{na} & P_{nb} & P_{nc} & P_{nn} \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

Os elementos de  $[P_{primitiva}]$  possuem a unidade milha/ $\mu F$ .

Para calcular cada elemento  $P$  da matriz, utilizam-se as equações (3.15) e (3.16):

$$P_{ii} = 11,17689 \cdot \ln \left( \frac{S_{ii}}{RD_i} \right) \quad (3.15)$$

$$P_{ij} = 11,17689 \cdot \ln \left( \frac{S_{ij}}{D_{ij}} \right) \quad (3.16)$$

A matriz  $P$  de fase é obtida através da redução de Kron, conforme a equação (3.17):

$$[P_{abc}] = [P_{ij}] - [P_{in}] \cdot [P_{nn}]^{-1} \cdot [P_{nj}] \quad (3.17)$$

Onde:

$$[P_{ij}] = \begin{bmatrix} P_{aa} & P_{ab} & P_{ac} \\ P_{ba} & P_{bb} & P_{bc} \\ P_{ca} & P_{cb} & P_{cc} \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

$$[P_{in}] = \begin{bmatrix} P_{an} \\ P_{bn} \\ P_{cn} \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

$$[P_{nj}] = [P_{in}]^t \quad (3.20)$$

A matriz de capacitâncias  $[C_{abc}]$  é obtida invertendo-se a matriz  $[P_{abc}]$ .

A matriz de admitâncias *shunt*  $[y_{abc}]$  pode então ser calculada multiplicando-se a matriz  $[C_{abc}]$  pelo termo  $j\omega$ . Desse modo:

$$[y_{abc}] = j\omega \cdot [C_{abc}] \quad (3.21)$$

Onde:

$$\omega = 2 \cdot \pi \cdot f = 2 \cdot \pi \cdot 60 = 376,99 \text{ rad/s} \quad (3.22)$$

Os elementos de  $[y_{abc}]$  possuem a unidade  $\mu\text{S}/\text{milha}$ .

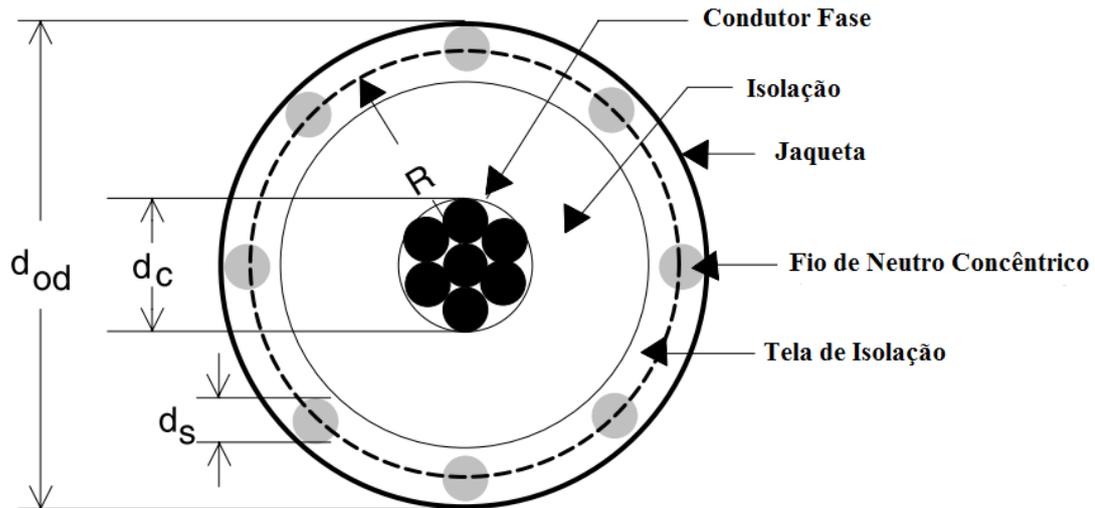
### 3.7 Cálculo dos Parâmetros de Linhas de Distribuição Subterrâneas

Os dois tipos mais comuns de cabos subterrâneos são os cabos de Neutro Concêntrico e os cabos *Tape-Shielded*. Nas próximas seções é mostrada a modelagem de linhas de distribuição subterrâneas formadas por cada um desses tipos de cabos.

### 3.7.1 Cabo de Neutro Concêntrico

A Figura 3.3 mostra detalhes de um cabo de neutro concêntrico.

Figura 3.3 - Corte transversal de um cabo de neutro concêntrico.



Fonte: Adaptado de (KERSTING, 2002).

O cabo consiste de um condutor de fase central coberto por uma fina camada de material semicondutor não metálico. Os subcondutores sólidos do neutro concêntrico são espiralados em volta da camada semicondutora com um espaçamento uniforme entre eles. Alguns cabos têm um revestimento de isolamento cobrindo esses subcondutores.

#### 3.7.1.1 Cálculo da Matriz Impedância Série da Linha

No intuito de aplicar as equações de Carson para esse cabo, é necessário extrair os seguintes dados de uma tabela de cabos subterrâneos:

$d_c$  → Diâmetro do condutor fase (polegadas);

$d_{od}$  → Diâmetro nominal da camada que cobre os neutros concêntricos (polegadas);

$d_s$  → Diâmetro do neutro concêntrico *strand* ou diâmetro externo do cabo blindado;

$GMR_c$  → Raio médio geométrico do condutor fase;

$GMR_s \rightarrow$  Raio médio geométrico do neutro *strand*;

$r_c \rightarrow$  Resistência do condutor fase;

$r_s \rightarrow$  Resistência do neutro *strand* sólido e  $k$  é o número de subcondutores de neutro.

Os raios médios geométricos do condutor de fase e do neutro *strand* são obtidos através de uma tabela padrão de dados de condutores. O raio médio geométrico equivalente do neutro concêntrico é calculado usando a equação para o raio médio geométrico de condutores agrupados usados em linhas de transmissão de alta tensão.

$$GMR_{cn} = \sqrt[k]{GMR_s \cdot k \cdot R^{k-1}} \text{ (pés)} \quad (3.23)$$

Onde:

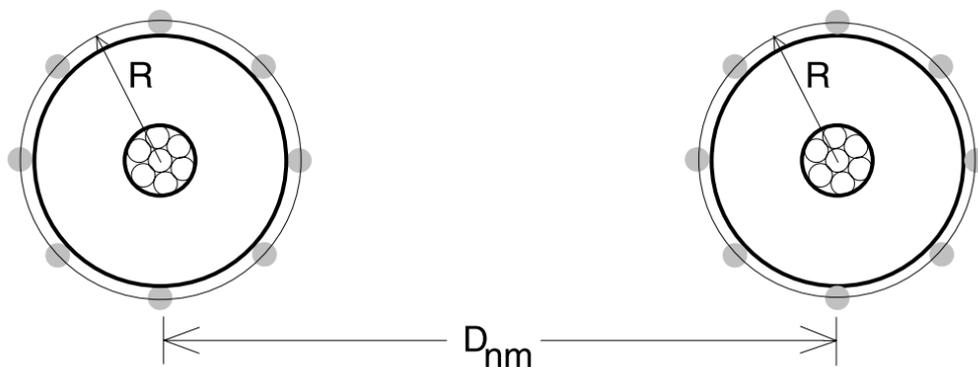
$$R = \frac{d_{od} - d_s}{24} \text{ (pés)} \quad (3.24)$$

A resistência equivalente do neutro concêntrico é:

$$r_{cn} = \frac{r_s}{k} \text{ (\Omega/milha)} \quad (3.25)$$

A Figura 3.4 mostra a relação da distância entre os centros de cabos de neutro concêntrico e o raio do círculo passando entre os centros dos fios de neutro.

Figura 3.4 - Distâncias entre centros de cabos de neutro concêntrico.



Fonte: Kersting (2002).

A distância média geométrica entre um neutro concêntrico e um condutor de fase adjacente é dada por:

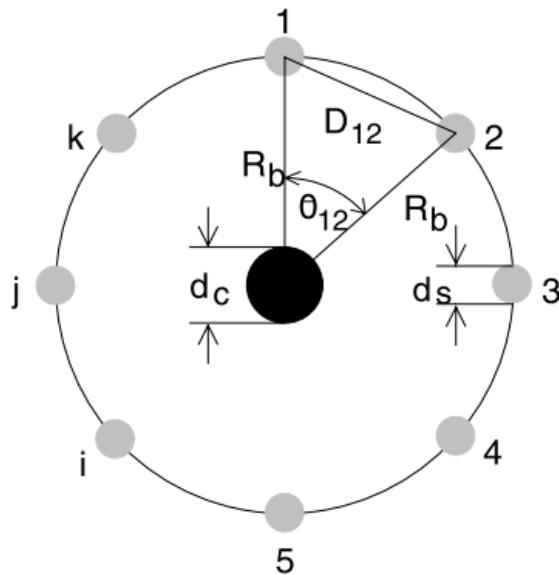
$$D_{ij} = \sqrt[k]{D_{nm}^k - R^k} \text{ (pés)} \quad (3.26)$$

Monta-se a matriz de impedâncias da linha através das distâncias relativas entre os condutores e do  $GMR_{cn}$  do cabo.

### 3.7.1.2 Cálculo da Matriz Admitância em Derivação da Linha

A Figura 3.5 mostra as distâncias necessárias para o cálculo da admitância em derivação no cabo de neutro concêntrico.

Figura 3.5 - Cabo de neutro concêntrico básico.



Fonte: Kersting (2002).

De acordo com a Figura 3.5, pode-se montar a equação, que permite calcular a admitância em derivação.

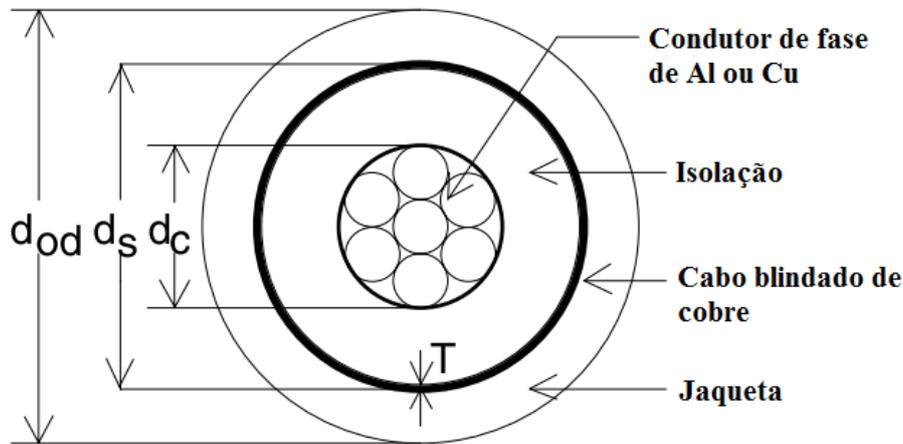
$$y_{ag} = 0 + j \cdot \frac{77,3619}{\ln \frac{R_b}{RD_c} - \frac{1}{k} \cdot \ln \frac{k \cdot RD_s}{R_b}} \text{ (}\mu\text{S / milha)} \quad (3.27)$$

A matriz de admitância em derivação pode então ser formada com os elementos  $y_{ag}$  na diagonal principal e zeros fora da diagonal principal.

### 3.7.2 Cabo blindado

A Figura 3.6 mostra em detalhes um cabo blindado. O cabo consiste em um condutor fase central coberto por uma camada fina de uma tela semicondutora não metálica a qual é envolta por material isolante. Uma jaqueta isolante cobre o cabo blindado. Os parâmetros do cabo blindado são:  $d_c, d_s, d_{od}$  e  $T$ .

Figura 3.6 - Corte transversal de um cabo blindado.



Fonte: Kersting (2002).

#### 3.7.2.1 Cálculo da Matriz de Impedância Série da Linha

As equações modificadas de Carson também são aplicadas para calcular as impedâncias próprias do condutor de fase e do cabo blindado, assim como as impedâncias mútuas entre o condutor de fase e o cabo blindado. A resistência e raio médio geométrico do condutor de fase pode ser encontrado em uma tabela de dados de condutores.

A resistência do cabo blindado é calculada por:

$$r_{cabo} = 7,9385 \cdot 10^8 \cdot \frac{\rho}{d_s \cdot T} \quad (\Omega / \text{milha}) \quad (3.28)$$

A resistividade ( $\rho$ ) na equação (3.28) deve ser expressa em  $\Omega$ -metros a  $50^\circ\text{C}$ . O diâmetro externo do cabo blindado ( $d_s$ ) é dado em polegadas e a espessura do cabo blindado ( $T$ ) é dada em mils.

O GMR do cabo blindado é o raio do círculo passando por meio do cabo blindado e é dado por:

$$GMR_{cabo} = \frac{d_s - \frac{T}{1000}}{24} \text{ (pés)} \quad (3.29)$$

Conhecendo-se as distâncias relativas entre os condutores e conhecendo-se o  $GMR_{cabo}$ , é possível montar a matriz de impedância série da linha.

### 3.7.2.2 Cálculo da Matriz de Admitância em Derivação da Linha

Da mesma forma que o cabo de neutro concêntrico, calcula-se os elementos da diagonal principal usando a equação (3.30) e os elementos fora da diagonal principal são preenchidos com zeros.

$$y_{ag} = 0 + j \cdot \frac{77,3619}{\ln \frac{R_b}{RD_c} - \frac{1}{k} \cdot \ln \frac{k \cdot RD_s}{R_b}} \text{ (\mu S / milha)} \quad (3.30)$$

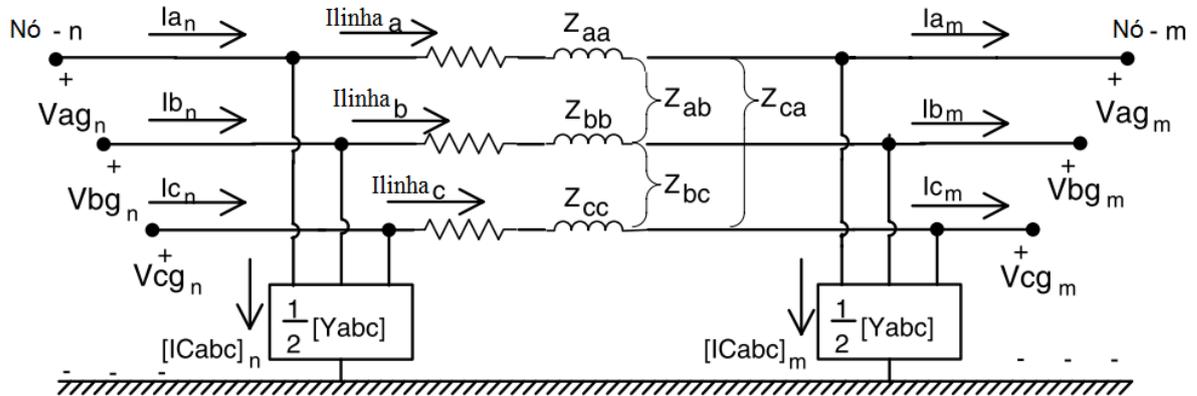
## 3.8 Modelos de Linhas de Distribuição

A modelagem de linhas de distribuição aéreas e subterrâneas é muito importante na análise de um alimentador de distribuição. É necessário incluir o faseamento verdadeiro da linha e o correto espaçamento dos condutores.

### 3.8.1 Modelo Exato de Linhas de Distribuição

O modelo exato de uma linha de distribuição aérea ou subterrânea, seja ela trifásica, bifásica ou monofásica, é mostrado na Figura 3.7. Quando um segmento de linha é bifásico ou monofásico, alguns valores de impedância e admitância serão zero.

Figura 3.7 - Modelo de um segmento de linha trifásica.



Fonte: Adaptado de (KERSTING, 2002).

Um conjunto de equações pode ser desenvolvido para modelar todos os segmentos de linhas aéreas e subterrâneas. Os valores de impedância e admitância na Figura 3.7 representam a impedância e admitância total da linha. Dessa forma, as matrizes de impedância de fase e de admitância de fase mostradas nas Seções 3.5 e 3.6 foram multiplicadas pelo comprimento do segmento de linha.

Para o segmento de linha da Figura 3.7, as equações envolvendo as tensões e correntes da entrada (Nó n) e da saída (Nó m) são desenvolvidas a seguir.

Aplicando a Lei de Kirchhoff das correntes no nó m, tem-se:

$$\begin{bmatrix} I_{linha_a} \\ I_{linha_b} \\ I_{linha_c} \end{bmatrix}_n = \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}_m + \frac{1}{2} \cdot \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix}_m \quad (3.31)$$

Na forma condensada, a equação (3.31) se torna:

$$[I_{linha}_{abc}]_n = [I_{abc}]_m + \frac{1}{2} \cdot [Y_{abc}] \cdot [VLG_{abc}]_m \quad (3.32)$$

Aplicando a Lei de Kirchhoff das Tensões a esse modelo, tem-se:

$$\begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix}_n = \begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix}_m + \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{linha_a} \\ I_{linha_b} \\ I_{linha_c} \end{bmatrix}_n \quad (3.33)$$

Na forma condensada, a equação (3.33) se torna:

$$[VLG_{abc}]_n = [VLG_{abc}]_m + [Z_{abc}] \cdot [I_{linha}_{abc}]_n \quad (3.34)$$

Substituindo a equação (3.32) na equação (3.34), tem-se:

$$[VLG_{abc}]_n = [VLG_{abc}]_m + [Z_{abc}] \cdot \left\{ [I_{abc}]_m + \frac{1}{2} \cdot [Y_{abc}] \cdot [VLG_{abc}]_m \right\} \quad (3.35)$$

Rearranjando os termos da equação (3.35), tem-se:

$$[VLG_{abc}]_n = \left\{ [U] + \frac{1}{2} \cdot [Z_{abc}] \cdot [Y_{abc}] \right\} \cdot [VLG_{abc}]_m + [Z_{abc}] \cdot [I_{abc}]_m \quad (3.36)$$

Onde:

$$[U] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.37)$$

Escrevendo a equação (3.36) de uma forma geral, tem-se:

$$[VLG_{abc}]_n = [a] \cdot [VLG_{abc}]_m + [b] \cdot [I_{abc}]_m \quad (3.38)$$

Onde:

$$[a] = [U] + \frac{1}{2} \cdot [Z_{abc}] \cdot [Y_{abc}] \quad (3.39)$$

$$[b] = [Z_{abc}] \quad (3.40)$$

A corrente de entrada do segmento de linha no Nó n é:

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}_n = \begin{bmatrix} Ilinha_a \\ Ilinha_b \\ Ilinha_c \end{bmatrix}_n + \frac{1}{2} \cdot \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} Vag \\ Vbg \\ Vcg \end{bmatrix}_n \quad (3.41)$$

Na forma condensada, a equação (3.41) se torna:

$$[I_{abc}]_n = [Ilinha_{abc}]_n + \frac{1}{2} \cdot [Y_{abc}] \cdot [VLG_{abc}]_n \quad (3.42)$$

Substituindo a equação (3.32) na equação (3.42), tem-se:

$$[I_{abc}]_n = [I_{abc}]_m + \frac{1}{2} \cdot [Y_{abc}] \cdot [VLG_{abc}]_m + \frac{1}{2} \cdot [Y_{abc}] \cdot [VLG_{abc}]_n \quad (3.43)$$

Substituindo a equação (3.36) na equação (3.43), tem-se:

$$\begin{aligned} [I_{abc}]_n &= [I_{abc}]_m + \frac{1}{2} \cdot [Y_{abc}] \cdot [VLG_{abc}]_m + \frac{1}{2} \cdot [Y_{abc}] \\ &\times \left( \left\{ [U] + \frac{1}{2} \cdot [Z_{abc}] \cdot [Y_{abc}] \right\} \cdot [VLG_{abc}]_m + [Z_{abc}] \cdot [I_{abc}]_m \right) \end{aligned} \quad (3.44)$$

Organizando os termos da equação (3.44), tem-se:

$$[I_{abc}]_n = \left\{ [Y_{abc}] + \frac{1}{4} \cdot [Y_{abc}] \cdot [Z_{abc}] \cdot [Y_{abc}] \right\} \cdot [VLG_{abc}]_m + \left\{ [U] + \frac{1}{2} \cdot [Y_{abc}] \cdot [Z_{abc}] \right\} \cdot [I_{abc}]_m \quad (3.45)$$

Dessa forma, obtém-se a equação das correntes para o *Forward Sweep*:

$$[I_{abc}]_n = [c] \cdot [VLG_{abc}]_m + [d] \cdot [I_{abc}]_m \quad (3.46)$$

Onde:

$$[c] = [Y_{abc}] + \frac{1}{4} \cdot [Y_{abc}] \cdot [Z_{abc}] \cdot [Y_{abc}] \quad (3.47)$$

$$[d] = [U] + \frac{1}{2} \cdot [Z_{abc}] \cdot [Y_{abc}] \quad (3.48)$$

As equações (3.38) e (3.46) podem ser organizadas na forma matricial:

$$\begin{bmatrix} [VLG_{abc}]_n \\ [I_{abc}]_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [a] & [b] \\ [c] & [d] \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} [VLG_{abc}]_m \\ [I_{abc}]_m \end{bmatrix} \quad (3.49)$$

As equações para o *Backward Sweep*, ou seja, as tensões e correntes do nó m em função das tensões e correntes do nó n podem ser deduzidas a partir da equação (3.49).

$$\begin{bmatrix} [VLG_{abc}]_m \\ [I_{abc}]_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [a] & [b] \\ [c] & [d] \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} [VLG_{abc}]_n \\ [I_{abc}]_n \end{bmatrix} \quad (3.50)$$

A inversa da matriz abcd é simples, pois o determinante é:

$$[a] \cdot [d] - [b] \cdot [c] = [U] \quad (3.51)$$

Usando a relação da equação (3.51), a equação (3.50) se torna:

$$\begin{bmatrix} [VLG_{abc}]_m \\ [I_{abc}]_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [d] & -[b] \\ -[c] & [a] \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} [VLG_{abc}]_n \\ [I_{abc}]_n \end{bmatrix} \quad (3.52)$$

Como a matriz  $[a]$  é igual à matriz  $[d]$ , a equação (3.52) pode ser expandida para:

$$[VLG_{abc}]_m = [a] \cdot [VLG_{abc}]_n - [b] \cdot [I_{abc}]_n \quad (3.53)$$

$$[I_{abc}]_m = -[c] \cdot [VLG_{abc}]_n + [d] \cdot [I_{abc}]_n \quad (3.54)$$

Para o processo *Backward Sweep* é necessário calcular as tensões no nó m em função das tensões no nó n e das correntes entrando no nó m. Para tanto, é preciso resolver a equação (3.38) para as tensões no nó m:

$$[VLG_{abc}]_m = [a]^{-1} \cdot \{ [VLG_{abc}]_n - [b] \cdot [I_{abc}]_m \} \quad (3.55)$$

A equação (3.55) é da forma:

$$[VLG_{abc}]_m = [A] \cdot [VLG_{abc}]_n - [B] \cdot [I_{abc}]_m \quad (3.56)$$

Onde:

$$[A] = [a]^{-1} \quad (3.57)$$

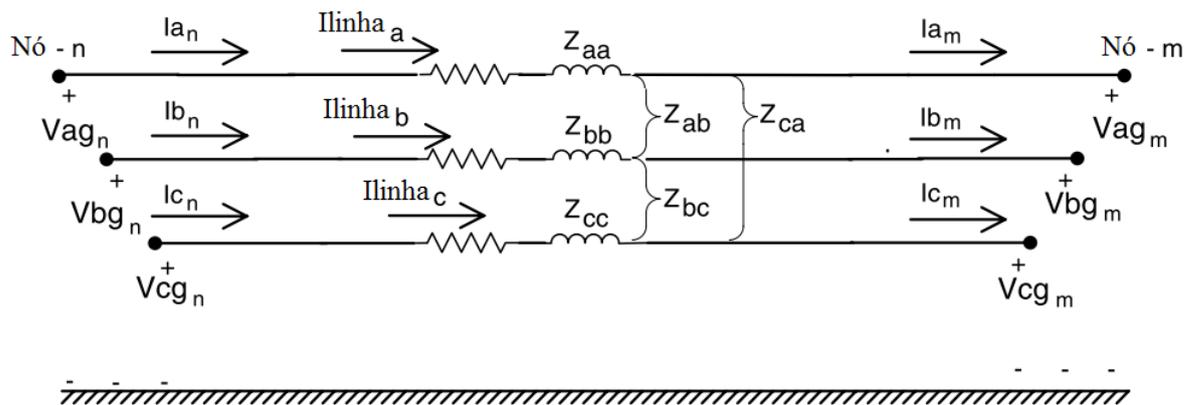
$$[B] = [a]^{-1} \cdot [b] \quad (3.58)$$

A equação (3.56) é utilizada no cálculo das tensões do processo *Backward Sweep*.

### 3.8.2 Modelo Modificado da Linha

A Figura 3.8 mostra o modelo de segmento de linha modificado com a admitância em paralelo desconsiderada.

Figura 3.8 - Modelo de segmento de linha modificado.



Fonte: Kersting (2002).

Quando a admitância em paralelo é desconsiderada, as matrizes generalizadas se tornam:

$$[a] = [U] \quad (3.59)$$

$$[b] = [Z_{abc}] \quad (3.60)$$

$$[c] = [0] \quad (3.61)$$

$$[d] = [U] \quad (3.62)$$

$$[A] = [U] \quad (3.63)$$

$$[B] = [Z_{abc}] \quad (3.64)$$

Essas novas matrizes formam o modelo simplificado da linha de distribuição que não leva em consideração o efeito capacitivo das linhas, fato esse que é muito frequente.

### 3.9 Modelos de Transformadores Trifásicos

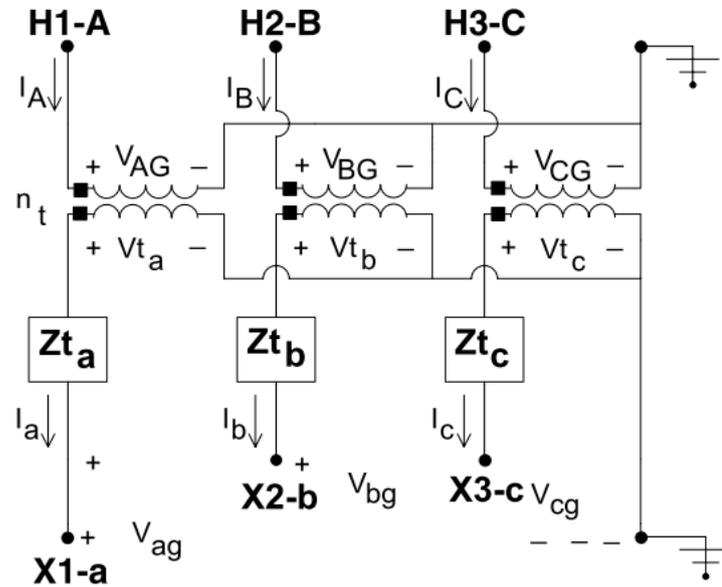
Os bancos de transformadores trifásicos são encontrados na subestação de distribuição, onde a tensão é transformada do nível de transmissão ou subtransmissão para o nível do alimentador de distribuição. Para um alimentador a quatro fios, é comum encontrar transformadores conectados em delta-estrela aterrado.

Na análise de um alimentador de distribuição, é importante que as várias conexões de transformadores sejam modeladas corretamente. Nesta seção, será desenvolvida a modelagem de transformadores trifásicos conectados em delta-estrela aterrado e em estrela aterrado-estrela aterrado.

#### 3.9.1 Modelagem do Transformador Trifásico Estrela Aterrado-Estrela Aterrado (Yat-Yat)

A conexão estrela aterrado-estrela aterrado é usada principalmente para alimentar cargas monofásicas e trifásicas em sistemas a quatro fios multi-aterrados. Essa conexão é mostrada na Figura 3.9.

Figura 3.9 - Transformador trifásico conectado em estrela aterrada-estrela aterrada.



Fonte: Kersting (2002).

De acordo com a Figura 3.9, as tensões ideais do transformador no enrolamento secundário podem ser calculadas por:

$$\begin{bmatrix} V_{t_a} \\ V_{t_b} \\ V_{t_c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{t_a} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{t_b} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{t_c} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (3.65)$$

$$[V_{t_{abc}}] = [VLG_{abc}] + [Z_{t_{abc}}] \cdot [I_{abc}] \quad (3.66)$$

As tensões de fase no lado primário são relacionadas às tensões ideais do transformador pela razão de espiras:

$$\begin{bmatrix} V_{AG} \\ V_{BG} \\ V_{CG} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} n_t & 0 & 0 \\ 0 & n_t & 0 \\ 0 & 0 & n_t \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{t_a} \\ V_{t_b} \\ V_{t_c} \end{bmatrix} \quad (3.67)$$

$$[VLG_{ABC}] = [AV] \cdot [V_{t_{abc}}] \quad (3.68)$$

Substituindo a equação (3.66) na equação (3.68), tem-se:

$$[VLG_{ABC}] = [AV] \cdot [VLG_{abc}] + [AV] \cdot [Z_{t_{abc}}] \cdot [I_{abc}] \quad (3.69)$$

A equação (3.69) está na forma generalizada com as matrizes  $[a]$  e  $[b]$  definidas por:

$$[a_t] = [AV] = \begin{bmatrix} n_t & 0 & 0 \\ 0 & n_t & 0 \\ 0 & 0 & n_t \end{bmatrix} \quad (3.70)$$

$$[b_t] = [AV] \cdot [Zt_{abc}] = \begin{bmatrix} n_t \cdot Zt_a & 0 & 0 \\ 0 & n_t \cdot Zt_b & 0 \\ 0 & 0 & n_t \cdot Zt_c \end{bmatrix} \quad (3.71)$$

As correntes de linha do primário como uma função das correntes de linha do secundário são dadas por:

$$[I_{ABC}] = [d_t] \cdot [I_{abc}] \quad (3.72)$$

Onde:

$$[d_t] = \begin{bmatrix} \frac{1}{n_t} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{n_t} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{n_t} \end{bmatrix} \quad (3.73)$$

A equação para o processo *Backward Sweep* é determinada resolvendo a equação (3.69) para as tensões de fase do secundário:

$$[VLG_{abc}] = [AV]^{-1} \cdot [VLG_{ABC}] - [Zt_{abc}] \cdot [I_{abc}] \quad (3.74)$$

As matrizes constantes para a equação (3.74) são dadas por:

$$[A_t] = [AV]^{-1} = \begin{bmatrix} \frac{1}{n_t} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{n_t} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{n_t} \end{bmatrix} \quad (3.75)$$

$$[B_t] = \begin{bmatrix} Zt_a & 0 & 0 \\ 0 & Zt_b & 0 \\ 0 & 0 & Zt_c \end{bmatrix} \quad (3.76)$$

Dessa forma, a equação para o *Backward Sweep* do transformador Y aterrado-Y aterrado pode ser escrita como:

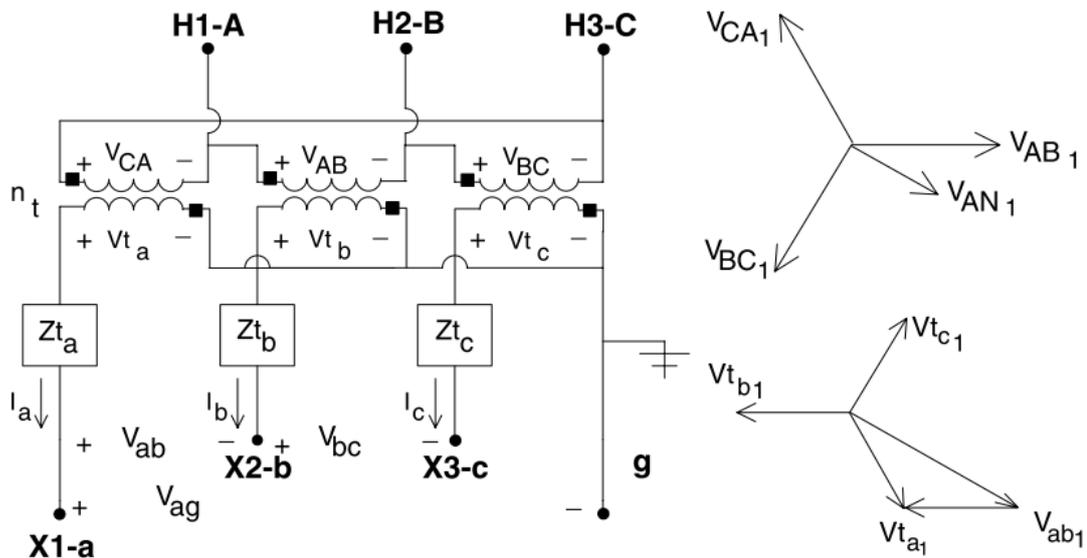
$$[VLG_{abc}] = [A_t] \cdot [VLG_{ABC}] - [B_t] \cdot [I_{abc}] \quad (3.77)$$

### 3.9.2 Modelagem do Transformador Trifásico Delta-Estrela Aterrado ( $\Delta$ -Yat)

A conexão delta-estrela aterrado é uma conexão popular que é geralmente usada em uma subestação de distribuição servindo um alimentador a quatro fios. Outra aplicação dessa conexão é fornecer serviço a uma carga que é principalmente monofásica. Por causa da conexão em estrela, três circuitos monofásicos estão disponíveis, permitindo assim o balanceamento da carga monofásica no banco de transformadores.

Três transformadores monofásicos podem ser conectados em delta-estrela aterrado numa conexão abaixadora com defasagem de trinta graus, como mostrado na Figura 3.10.

Figura 3.10 - Conexão padrão delta-estrela aterrada com tensões de sequência positiva.



Fonte: Kersting (2002).

### 3.9.2.1 Equações para as Tensões

A lei de Kirchhoff das tensões fornece a tensão de linha entre as fases a e b como:

$$V_{ab} = V_{ta} - V_{tb} \quad (3.78)$$

As mudanças no módulo entre as tensões podem ser definidas em termos da relação de voltas do enrolamento verdadeira ( $n_t$ ) ou a relação de transformação ( $a_t$ ). De acordo com a Figura 3.10, essas relações são definidas como:

$$n_t = \frac{V_{Linha\_Lado\_Alta\_Tensão}}{V_{Fase\_Lado\_Baixa\_Tensão}} \quad (3.79)$$

Aplicando a equação (3.79), o módulo da tensão de linha relativa à tensão ideal do transformador é:

$$|V_{LL}| = n_t \cdot |V_t| \quad (3.80)$$

O módulo da tensão de fase equivalente de sequência positiva no lado de alta tensão é dado por:

$$|V_{LN}| = \frac{|V_{LL}|}{\sqrt{3}} = \frac{n_t}{\sqrt{3}} \cdot |V_t| = a_t |V_t| \quad (3.81)$$

Onde:

$$a_t = \frac{n_t}{\sqrt{3}} = \frac{V_{Linha\_Lado\_Alta\_Tensão}}{\sqrt{3} \cdot V_{Fase\_Lado\_Baixa\_Tensão}} = \frac{V_{Linha\_Lado\_Alta\_Tensão}}{V_{Linha\_Lado\_Baixa\_Tensão}} \quad (3.82)$$

De acordo com a Figura 3.10, as tensões de linha no lado primário do transformador escritas como funções das tensões secundárias ideais são dadas por:

$$\begin{bmatrix} V_{AB} \\ V_{BC} \\ V_{CA} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & -n_t & 0 \\ 0 & 0 & -n_t \\ -n_t & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{ta} \\ V_{tb} \\ V_{tc} \end{bmatrix} \quad (3.83)$$

Na forma simplificada, a equação (3.83) se torna:

$$[V_{LL,ABC}] = [AV] \cdot [V_{t,abc}] \quad (3.84)$$

Onde:

$$[AV] = \begin{bmatrix} 0 & -n_t & 0 \\ 0 & 0 & -n_t \\ -n_t & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.85)$$

A equação (3.84) fornece uma relação entre as tensões de linha do primário no Nó n e as tensões do secundário ideais. Entretanto, o que é necessário é uma relação entre as tensões de fase equivalentes do nó n e as tensões do secundário ideais. Para solucionar esse problema, utiliza-se a teoria das componentes simétricas.

As tensões de linha conhecidas são transformadas em suas tensões de sequência:

$$[V_{LL,012}] = [A_s]^{-1} \cdot [V_{LL,abc}] \quad (3.86)$$

Onde:

$$[A_s] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a_s^2 & a_s \\ 1 & a_s & a_s^2 \end{bmatrix} \quad (3.87)$$

$$a_s = 1 \angle 120^\circ \quad (3.88)$$

Por definição, a tensão de linha de sequência zero é sempre nula. A relação entre as tensões de fase de sequência positiva e negativa e as tensões de linha é conhecida. Essa relação na forma matricial é dada por:

$$\begin{bmatrix} VLN_0 \\ VLN_1 \\ VLN_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & t_s^* & 0 \\ 0 & 0 & t_s \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} VLL_0 \\ VLL_1 \\ VLL_2 \end{bmatrix} \quad (3.89)$$

$$[V_{LN,012}] = [T] \cdot [V_{LL,012}] \quad (3.90)$$

Onde:

$$t_s = \frac{1}{\sqrt{3}} \angle 30^\circ \quad (3.91)$$

Como a tensão de linha de sequência zero é nula, o termo (1,1) da matriz  $[T]$  pode admitir qualquer valor. Neste trabalho, adotou-se o valor unitário. Sabendo as tensões de fase de sequência, as tensões de fase equivalentes podem ser encontradas.

As tensões de fase equivalentes como funções das tensões de linha de sequência são:

$$[VLN_{ABC}] = [A_s] \cdot [VLN_{012}] \quad (3.92)$$

Substituindo a equação (3.90) na equação (3.92), tem-se:

$$[VLN_{ABC}] = [A_s] \cdot [T] \cdot [VLL_{012}] \quad (3.93)$$

Substituindo a equação (3.86) na equação (3.93), tem-se:

$$[VLN_{ABC}] = [W] \cdot [VLL_{ABC}] \quad (3.94)$$

Onde:

$$[W] = [A_s] \cdot [T] \cdot [A_s]^{-1} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2 & 1 & 0 \\ 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 2 \end{bmatrix} \quad (3.95)$$

A equação (3.94) fornece um método para calcular as tensões equivalentes fase-neutro tendo conhecimento das tensões de linha. Essa é uma importante relação que também é utilizada no desenvolvimento das equações de outros tipos e conexão de transformadores trifásicos.

A equação (3.84) pode ser substituída na equação (3.94):

$$[VLN_{ABC}] = [W] \cdot [AV] \cdot [Vt_{abc}] = [a_t] \cdot [Vt_{abc}] \quad (3.96)$$

Onde:

$$[a_t] = [W] \cdot [AV] = \frac{-n_t}{3} \cdot \begin{bmatrix} 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 2 \\ 2 & 1 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.97)$$

A equação (3.96) define a matriz generalizada  $[a]$  para a conexão delta-estrela aterrado abaixadora.

As tensões ideais do secundário como função das tensões fase-terra do secundário e as tensões de linha do secundário são:

$$[Vt_{abc}] = [VLG_{abc}] + [Zt_{abc}] \cdot [I_{abc}] \quad (3.98)$$

Onde:

$$[Zt_{abc}] = \begin{bmatrix} Zt_a & 0 & 0 \\ 0 & Zt_b & 0 \\ 0 & 0 & Zt_c \end{bmatrix} \quad (3.99)$$

Note que na equação (3.99) não há restrição de que as impedâncias dos três transformadores sejam iguais.

Substituindo a equação (3.98) na equação (3.96), tem-se:

$$[VLN_{ABC}] = [a_t] \cdot ([VLG_{abc}] + [Zt_{abc}] \cdot [I_{abc}]) \quad (3.100)$$

$$[VLN_{ABC}] = [a_t] \cdot [VLG_{abc}] + [b_t] \cdot [I_{abc}]$$

Onde:

$$[b_t] = [a_t] \cdot [Zt_{abc}] = \frac{-n_t}{3} \cdot \begin{bmatrix} 0 & 2 \cdot Zt_b & Zt_c \\ Zt_a & 0 & 2 \cdot Zt_c \\ 2 \cdot Zt_a & Zt_b & 0 \end{bmatrix} \quad (3.101)$$

As matrizes generalizadas  $[a]$  e  $[b]$  foram definidas. Para determinarmos as matrizes generalizadas  $[A]$  e  $[B]$ , inicia-se resolvendo a equação (3.84) para as tensões ideais secundárias:

$$[Vt_{abc}] = [AV]^{-1} \cdot [VLL_{ABC}] \quad (3.102)$$

As tensões de linha em função das tensões de fase-neutro equivalentes são:

$$[VLL_{ABC}] = [D] \cdot [VLN_{ABC}] \quad (3.103)$$

Onde:

$$[D] = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.104)$$

Substituindo a equação (3.103) na equação (3.102):

$$[Vt_{abc}] = [AV]^{-1} \cdot [D] \cdot [VLN_{ABC}] = [A_t] \cdot [VLN_{ABC}] \quad (3.105)$$

Onde:

$$[A_t] = [AV]^{-1} \cdot [D] = \frac{1}{n_t} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.106)$$

Substituindo a equação (3.98) na equação (3.105):

$$[VLG_{abc}] + [Zt_{abc}] \cdot [I_{abc}] = [A_t] \cdot [VLN_{ABC}] \quad (3.107)$$

Organizando a equação (3.107), tem-se:

$$[VLG_{abc}] = [A_t] \cdot [VLN_{ABC}] - [B_t] \cdot [I_{abc}] \quad (3.108)$$

Onde:

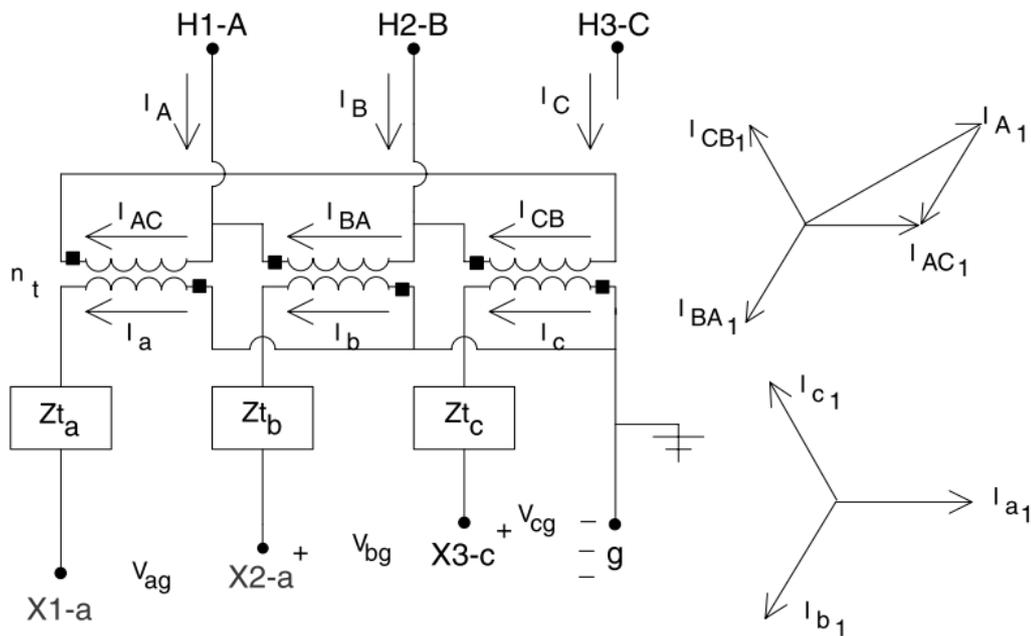
$$[B_t] = [Zt_{abc}] = \begin{bmatrix} Zt_a & 0 & 0 \\ 0 & Zt_b & 0 \\ 0 & 0 & Zt_c \end{bmatrix} \quad (3.109)$$

As equações (3.100) e (3.108) são as equações de tensão generalizadas para o transformador trifásico abaixador conectado em delta-estrela aterrado.

### 3.9.2.2 Equações para as Correntes

A conexão de 30 graus especifica que a corrente de sequência positiva entrando no terminal H1 será adiantada da corrente de sequência positiva deixando o terminal X1 em 30 graus. A Figura 3.11 mostra a mesma conexão da figura, mas a com as correntes ao invés das tensões mostradas. Assim como as tensões, as marcas de polaridades nos enrolamentos do transformador devem ser observadas para as correntes. Por exemplo, na Figura 3.11 a corrente  $I_a$  está entrando na marca de polaridade no enrolamento de baixa tensão. Logo a corrente  $I_{AC}$  no lado do enrolamento de alta tensão estará em fase com  $I_a$ . Essa relação é mostrada nos diagramas fasoriais para as correntes de sequência positiva na Figura 3.11.

Figura 3.11 - Conexão Delta-Estrela aterrado com correntes.



Fonte: Kersting (2002).

As correntes de linha podem ser determinadas como função das correntes do delta através da aplicação da Lei de Kirchhoff das correntes como segue:

$$\begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{AC} \\ I_{BA} \\ I_{CB} \end{bmatrix} \quad (3.110)$$

Na forma condensada, a equação (3.110) se torna:

$$[I_{ABC}] = [D] \cdot [ID_{ABC}] \quad (3.111)$$

A equação matricial relacionando as correntes primárias do delta e as correntes de linha do secundário é dada por:

$$\begin{bmatrix} I_{AC} \\ I_{BA} \\ I_{CB} \end{bmatrix} = \frac{1}{n_t} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (3.112)$$

$$[ID_{ABC}] = [AI] \cdot [I_{abc}] \quad (3.113)$$

Substituindo a equação (3.113) na equação (3.111), tem-se:

$$[I_{ABC}] = [D] \cdot [AI] \cdot [I_{abc}] = [c_t] \cdot [VLG_{abc}] + [d_t] \cdot [I_{abc}] \quad (3.114)$$

Onde:

$$[d_t] = [D] \cdot [AI] = \frac{1}{n_t} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.115)$$

$$[c_t] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.116)$$

A equação (3.114) fornece um método direto para calcular as correntes da linha no nó n sabendo as correntes da linha no nó m. Vale ressaltar que essa equação é da mesma forma daquela desenvolvida para segmentos de linhas trifásicos.

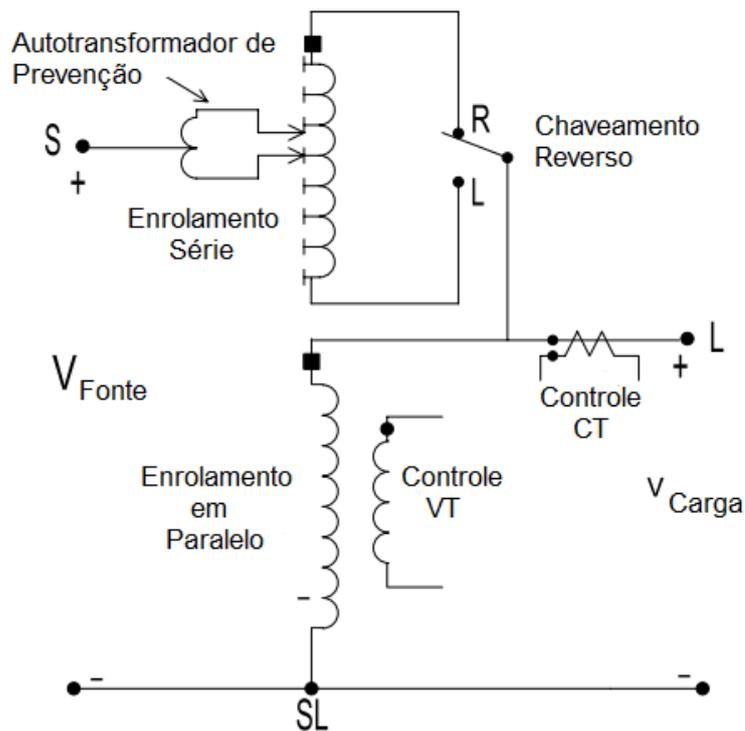
### 3.10 Modelagem de Reguladores de Tensão

A regulação de tensão é uma função muito importante em um sistema de distribuição. Como as cargas nos alimentadores variam, devem existir algumas maneiras de regular a tensão de tal forma que a tensão de todos os consumidores permaneça dentro de um nível aceitável. Métodos comuns de regular a tensão são a aplicação de reguladores de tensão, transformadores com mudança de tape em carga (LTC) e capacitores *shunt*.

### 3.10.1 Reguladores de Tensão

Um regulador de tensão consiste de um autotransformador com um mecanismo de mudança de tape em carga. A mudança de tensão é obtida através da mudança dos tapes do enrolamento série do autotransformador. A posição do tape é determinada por um circuito de controle (compensador queda de linha). Reguladores de tensão padrões contém um chaveamento reverso que permite uma faixa de regulação de  $\pm 10\%$ , geralmente em 32 passos. Isso resulta em uma mudança por passo de  $5/8\%$  ou  $0,75\text{ V}$  de mudança por passo numa base de  $120\text{ V}$ . Reguladores de tensão podem ser conectados numa conexão do tipo A ou do tipo B. A conexão mais comum é a do tipo B e a mesma está mostrada na Figura 3.12.

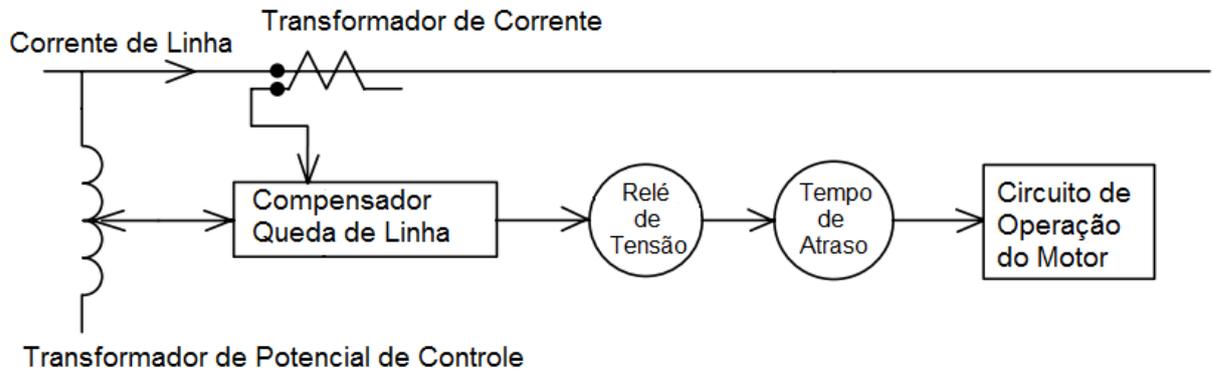
Figura 3.12 - Regulador de tensão tipo B.



Fonte: Adaptado de (KERSTING, 2002).

O circuito em diagrama de blocos mostrado na Figura 3.13 controla a mudança de tape num regulador de tensão.

Figura 3.13 - Circuito de controle do regulador de tensão.



Fonte: Adaptado de (KERSTING, 2002).

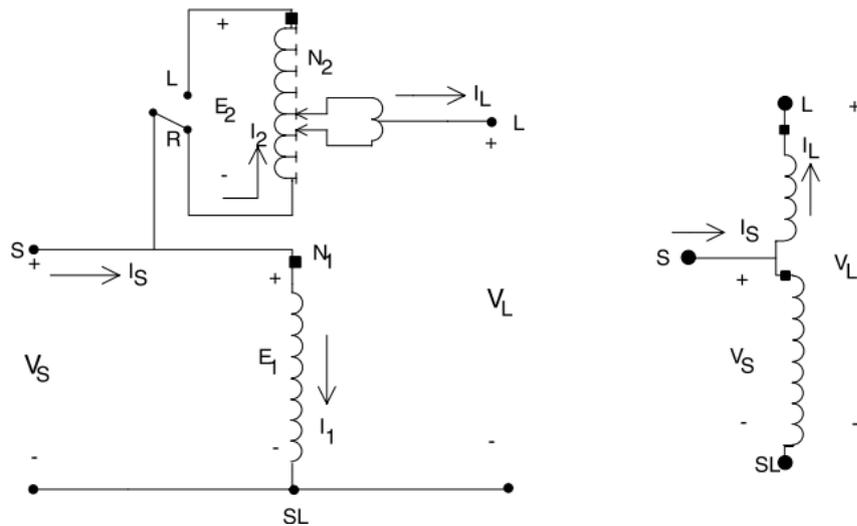
O circuito de controle do regulador de tensão necessita das seguintes configurações:

- a) **Nível de tensão:** Representa a tensão desejada (numa base de 120 V) a ser mantida constante no centro de carga. O centro de carga pode ser o terminal de saída do regulador ou um nó remoto no alimentador.
- b) **Largura de Banda:** A variação permitida da tensão no centro de carga a partir do nível de tensão configurado. A tensão mantida no centro de carga será  $\pm$  metade da largura de banda. Por exemplo, se o nível de tensão é configurado para 122 V e a largura de banda é configurada para 2 V, o regulador mudará os taps até que a tensão no centro de carga esteja ente 121 e 123 V.
- c) **Tempo de atraso:** O tempo necessário para uma operação de aumento ou de diminuição antes da execução efetiva do comando. Isso previne a mudança de taps durante um transitório ou uma mudança em um curto período de tempo na corrente.
- d) **Compensador Queda de Linha:** Configurado para compensar a queda de tensão (queda de linha) entre o regulador e centro de carga. As configurações consistem nos parâmetros R e X em volts correspondendo à impedância equivalente entre o regulador e o centro de carga. Essa configuração pode admitir o valor zero se os terminais de saída do regulador forem o centro de carga.

### 3.10.2 Reguladores de Tensão Tipo A

O circuito equivalente detalhado e o circuito equivalente abreviado de um regulador de tensão tipo A na posição de elevação é mostrado na Figura 3.14.

Figura 3.14 - Regulador de tensão tipo A na posição de elevação.

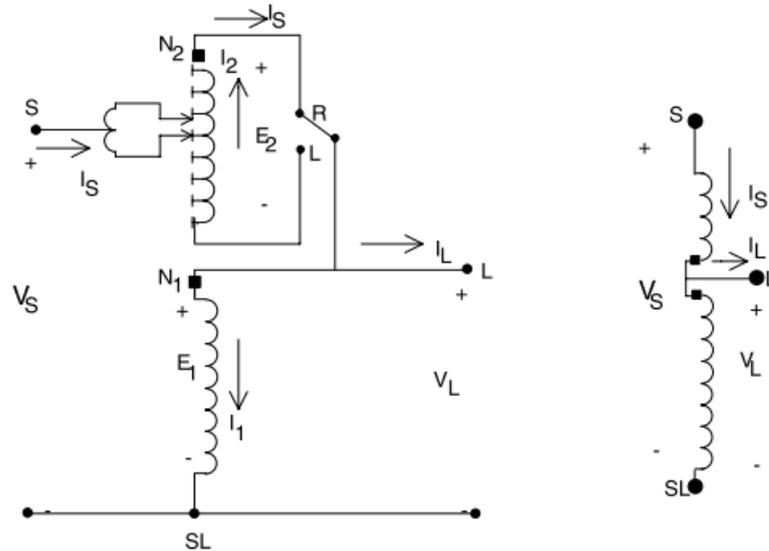


Fonte: Kersting (2002).

### 3.10.3 Reguladores de Tensão Tipo B

A conexão mais comum para reguladores de tensão é o tipo B. Dessa forma, nesse trabalho serão definidas as equações de tensão e de corrente somente para esse tipo de conexão. A Figura 3.15 mostra os circuitos detalhado e abreviado do regulador de tensão na posição de elevação.

Figura 3.15 - Regulador de tensão tipo B na posição de elevação.



Fonte: Kersting (2002).

As equações de tensão e de corrente para o regulador de tensão monofásico do tipo B são como segue:

Equações de Tensão

$$\frac{E_1}{N_1} = \frac{E_2}{N_2}$$

$$V_S = E_1 - E_2$$

$$V_L = E_1$$

$$E_2 = \frac{N_2}{N_1} \cdot E_1 = \frac{N_2}{N_1} \cdot V_L$$

$$V_S = \left(1 - \frac{N_2}{N_1}\right) \cdot V_L$$

$$V_S = a_R \cdot V_L$$

$$a_R = 1 - \frac{N_2}{N_1}$$

Equações de Corrente

$$N_1 \cdot I_1 = N_2 \cdot I_2$$

$$I_L = I_S - I_1$$

$$I_2 = I_S$$

$$I_1 = \frac{N_2}{N_1} \cdot I_2 = \frac{N_2}{N_1} \cdot I_S$$

$$I_L = \left(1 - \frac{N_2}{N_1}\right) \cdot I_S$$

$$I_L = a_R \cdot I_S$$

(3.117)

(3.118)

(3.119)

(3.120)

(3.121)

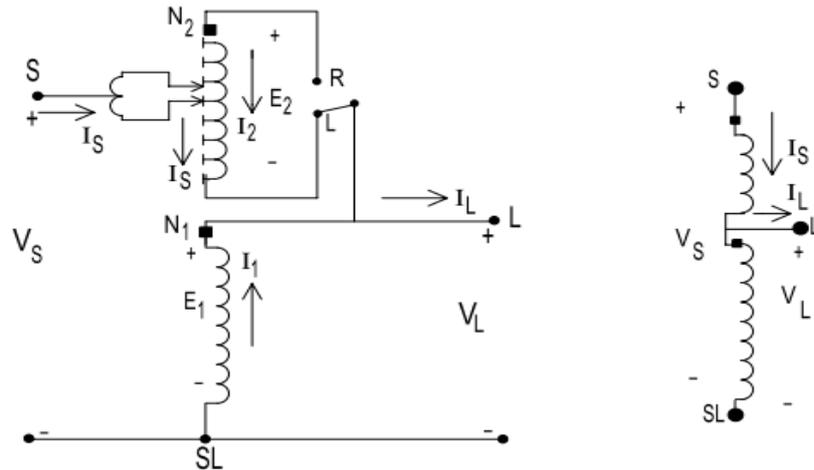
(3.122)

(3.123)

As equações (3.122) e (3.123) são as equações necessárias para a modelagem de um regulador de tensão na posição de elevação.

O regulador de tensão tipo B conectado na posição de abaixamento é mostrado na Figura 3.16.

Figura 3.16 - Regulador de tensão tipo B na posição de abaixamento.



Fonte: Kersting (2002).

As equações de tensão e de corrente para o regulador de tensão monofásico tipo B conectado na posição de abaixamento são como segue:

Equações de Tensão

$$\frac{E_1}{N_1} = \frac{E_2}{N_2}$$

$$V_S = E_1 + E_2$$

$$V_L = E_1$$

$$E_2 = \frac{N_2}{N_1} \cdot E_1 = \frac{N_2}{N_1} \cdot V_L$$

$$V_S = \left(1 + \frac{N_2}{N_1}\right) \cdot V_L$$

$$V_S = a_R \cdot V_L$$

$$a_R = 1 + \frac{N_2}{N_1}$$

Equações de Corrente

$$N_1 \cdot I_1 = N_2 \cdot I_2$$

$$I_L = I_S + I_1$$

$$I_2 = I_S$$

$$I_1 = \frac{N_2}{N_1} \cdot I_2 = \frac{N_2}{N_1} \cdot I_S$$

$$I_L = \left(1 + \frac{N_2}{N_1}\right) \cdot I_S$$

$$I_L = a_R \cdot I_S$$

(3.124)

(3.125)

(3.126)

(3.127)

(3.128)

(3.129)

(3.130)

As equações (3.123) e (3.130) fornecem o valor da razão efetiva do regulador como função da razão entre o número de voltas no enrolamento série ( $N_2$ ) e o número de voltas do enrolamento paralelo ( $N_1$ ).

Na análise final, a única diferença entre as equações de tensão e de corrente para o regulador de tensão tipo B na posição de elevação e de abaixamento é o sinal da razão de voltas ( $N_2/N_1$ ). A razão de voltas verdadeira é desconhecida. Entretanto, a posição particular do tape será conhecida. As equações (3.123) e (3.130) podem ser modificadas para fornecer a razão efetiva do regulador como função da posição do tape. Cada tape muda a tensão em 5/8% ou em 0,00625 pu. Portanto, a razão efetiva do regulador pode ser dada por:

$$a_R = 1 \mp 0,00625 \cdot \text{Tape} \quad (3.131)$$

Na equação (3.131), o sinal negativo se refere à posição de elevação e o sinal positivo à posição de abaixamento.

#### 3.10.4 Constantes Generalizadas

Da mesma forma que para as linhas de distribuição e para transformadores trifásicos, as constantes a,b,c e d podem ser desenvolvidas para os reguladores de tensão tipo A e tipo B. As equações de tensão e de corrente são da forma:

$$\text{Tipo A: } V_S = \frac{1}{a_R} \cdot V_L \quad I_S = a_R \cdot I_L \quad (3.132)$$

$$\text{Tipo B: } V_S = a_R \cdot V_L \quad I_S = \frac{1}{a_R} \cdot I_L \quad (3.133)$$

Dessa forma, as constantes generalizadas para o regulador de tensão monofásico são:

$$\text{Tipo A: } a = \frac{1}{a_R} \quad b = 0 \quad c = 0 \quad d = a_R \quad (3.134)$$

$$\text{Tipo B: } a = a_R \quad b = 0 \quad c = 0 \quad d = \frac{1}{a_R} \quad (3.135)$$

Onde  $a_R$  é dado pela equação (3.131) e a convenção de sinal é dado pela Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Convenção de sinais para a equação (3.131).

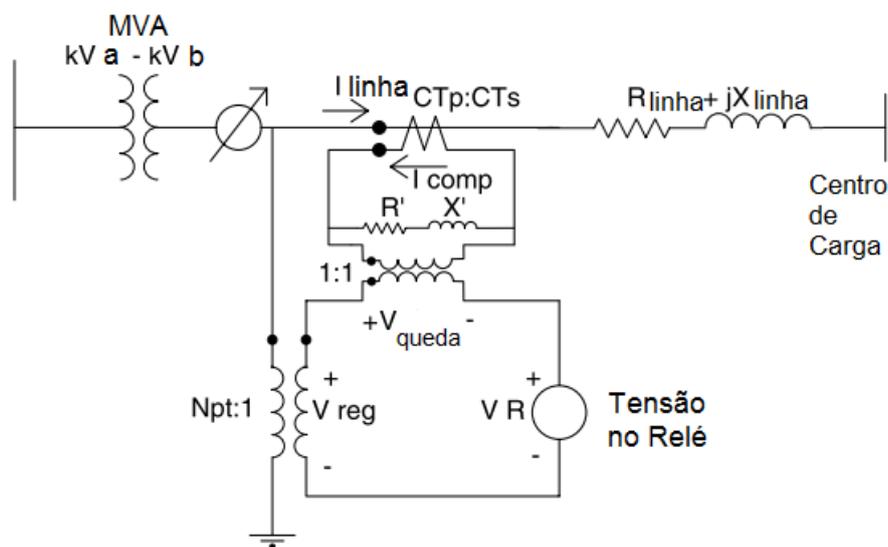
	Tipo A	Tipo B
Aumento	+	-
Diminuição	-	+

Fonte: Kersting (2002).

### 3.10.5 Compensador Queda de Linha

A mudança de tapes em um regulador é controlada pelo compensador queda de linha. A Figura 3.17 mostra um esboço simplificado do circuito compensador e de como ele é conectado a uma linha de distribuição através de um transformador de potencial e um transformador de corrente.

Figura 3.17 - Circuito do compensador queda de linha.



Fonte: Adaptado de (KERSTING, 2002).

O propósito do compensador queda de linha é modelar a queda de tensão na linha de distribuição do regulador até o centro de carga. O compensador é um circuito analógico que é um modelo em escala do circuito de linha. A tensão de entrada do compensador é de 120 V, o que faz necessário o transformador de potencial da Figura 3.17 para reduzir a tensão nominal para 120 V. Para um regulador conectado linha-terra, a tensão nominal é a de fase-terra, enquanto que para um regulador conectado linha-linha, a tensão nominal é a de fase-

fase. A razão de transformação do transformador de corrente é especificada como  $CT_P:CT_S$ , onde  $CT_P$  será a corrente nominal do alimentador. O ajuste que é mais crítico são os de  $R'$  e de  $X'$ , que são calibrados em volts. Esses valores devem representar a impedância equivalente do regulador até o centro de carga. O requerimento básico é fazer a impedância do compensador queda de linha igual à impedância da linha em pu. Para tanto, é necessário que um consistente grupo de valores de base seja desenvolvido. Isso é feito selecionando-se uma tensão de base e uma corrente de base para o circuito de linha e então calculando a tensão de base e a corrente de base no compensador pela divisão desses valores pela razão do transformador de potencial e do transformador de corrente, respectivamente. Para reguladores conectados linha-terra, a tensão de base do sistema é selecionada como sendo a tensão nominal fase-terra  $V_{LN}$  e a corrente de base do sistema é selecionada como a quantidade de enrolamentos do primário do transformador de corrente  $CT_P$ . A Tabela 3.2 mostra um grupo de valores de base e emprega essas regras para um regulador conectado linha-terra.

Tabela 3.2 - Valores de base.

Base	Circuito de linha	Circuito do regulador
Tensão	$V_{LN}$	$\frac{V_{LN}}{N_{PT}}$
Corrente	$CT_P$	$CT_S$
Impedância	$Zbase_{linha} = \frac{V_{LN}}{CT_P}$	$Zbase_{comp} = \frac{V_{LN}}{N_{PT} \cdot CT_S}$

Fonte: Kersting (2002).

Com os valores desenvolvidos na tabela, os ajustes de R e X do compensador podem ser calculados primeiramente calculando a impedância em pu da linha.

$$R_{pu} + j \cdot X_{pu} = \frac{R_{linha\Omega} + j \cdot X_{linha\Omega}}{Zbase_{linha}} \quad (3.136)$$

$$R_{pu} + j \cdot X_{pu} = \left( R_{linha\Omega} + j \cdot X_{linha\Omega} \right) \cdot \frac{CT_P}{V_{LN}} \quad (3.137)$$

A impedância em pu da equação (3.137) deve ser a mesma na linha e no compensador queda de linha. A impedância do compensador em ohms é calculada pela multiplicação da impedância em pu pela impedância de base do compensador.

$$R_{comp_{\Omega}} + j \cdot X_{comp_{\Omega}} = (R_{pu} + j \cdot X_{pu}) \cdot Z_{base_{comp}} \quad (3.138)$$

$$R_{comp_{\Omega}} + j \cdot X_{comp_{\Omega}} = (R_{linha_{\Omega}} + j \cdot X_{linha_{\Omega}}) \cdot \frac{CT_P}{V_{LN}} \cdot \frac{V_{LN}}{N_{PT} \cdot CT_S} \quad (3.139)$$

$$R_{comp_{\Omega}} + j \cdot X_{comp_{\Omega}} = (R_{linha_{\Omega}} + j \cdot X_{linha_{\Omega}}) \cdot \frac{CT_P}{N_{PT} \cdot CT_S} (\Omega) \quad (3.140)$$

A equação (3.140) fornece o valor de R e de X do compensador em ohms. Esses valores em volts são determinados multiplicando-os pela razão de corrente do secundário (CTs) do transformador de corrente.

$$R' + j \cdot X' = (R_{comp_{\Omega}} + j \cdot X_{comp_{\Omega}}) \cdot CT_S \quad (3.141)$$

$$R' + j \cdot X' = (R_{linha_{\Omega}} + j \cdot X_{linha_{\Omega}}) \cdot \frac{CT_P}{N_{PT} \cdot CT_S} \cdot CT_S \quad (3.142)$$

$$R' + j \cdot X' = (R_{linha_{\Omega}} + j \cdot X_{linha_{\Omega}}) \cdot \frac{CT_P}{N_{PT}} (V) \quad (3.143)$$

Conhecendo a impedância equivalente em ohms do regulador até o centro de carga, o valor requerido do compensador de queda de tensão (R' e X') pode ser determinado usando a equação (3.143).

### 3.10.6 Reguladores de Tensão Trifásicos

Três reguladores de tensão monofásicos podem ser conectados entre si para formar um regulador trifásico. Quando isso acontece, cada regulador tem seu próprio circuito de compensação e conseqüentemente os tapetes de cada regulador são alterados independentemente. As conexões típicas para reguladores de tensão monofásicos são:

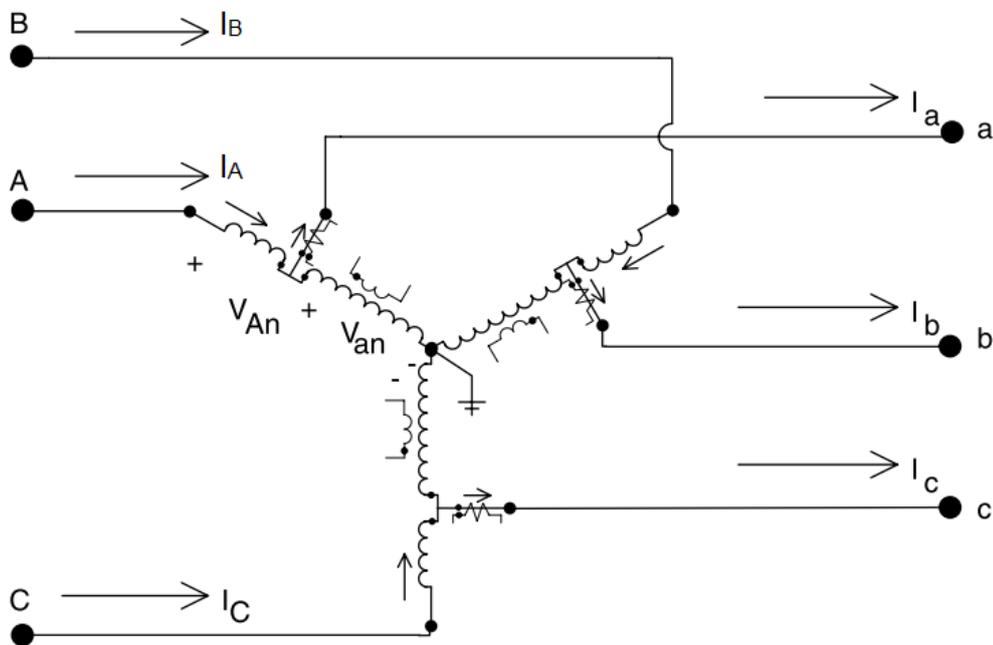
- a) Monofásica;
- b) Dois reguladores conectados em estrela-aberta (algumas vezes chamado de fase "V");
- c) Três reguladores conectados em estrela aterrada;
- d) Dois reguladores conectados em delta aberto;
- e) Três reguladores conectados em delta fechado.

Neste trabalho modelou-se o regulador de tensão do tipo c.

### 3.10.6.1 Reguladores Conectados em Estrela

Três reguladores de tensão monofásicos do tipo B conectados em estrela são mostrados na Figura 3.18. Nessa figura, as polaridades dos enrolamentos são mostradas na posição de elevação. Quando o regulador está posição abaixadora, um chaveamento reverso terá reconectado as bobinas em série tal que a polaridade dessas bobinas está agora no terminal de saída.

Figura 3.18 - Regulador de tensão trifásico tipo B conectado em estrela.



Fonte: Kersting (2002).

Independentemente se o regulador está na posição elevadora ou abaixadora, as equações para as tensões a seguir se aplicam:

$$\begin{bmatrix} V_{An} \\ V_{Bn} \\ V_{Cn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{Ra} & 0 & 0 \\ 0 & a_{Rb} & 0 \\ 0 & 0 & a_{Rc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} \quad (3.144)$$

Onde  $a_{Ra}$ ,  $a_{Rb}$  e  $a_{Rc}$  representam a razão efetiva de volts para os três reguladores monofásicos. A equação (3.144) é da forma:

$$[VLN_{ABC}] = [a] \cdot [VLN_{abc}] + [b] \cdot [I_{abc}] \quad (3.145)$$

As equações para as correntes são:

$$\begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{a_{Ra}} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{a_{Rb}} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{a_{Rc}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (3.146)$$

Ou:

$$[I_{ABC}] = [c] \cdot [VLG_{abc}] + [d] \cdot [I_{abc}] \quad (3.147)$$

As equações (3.145) e (3.147) são da mesma forma que as equações generalizadas que foram desenvolvidas para o segmento de linha trifásico da Seção 3.8.1. Para um regulador de tensão trifásico conectado em estrela, desprezando a impedância série e a admitância em paralelo, as matrizes generalizadas são definidas como:

$$[a] = \begin{bmatrix} a_{Ra} & 0 & 0 \\ 0 & a_{Rb} & 0 \\ 0 & 0 & a_{Rc} \end{bmatrix} \quad (3.148)$$

$$[b] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.149)$$

$$[c] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.150)$$

$$[d] = \begin{bmatrix} \frac{1}{a_{Ra}} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{a_{Rb}} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{a_{Rc}} \end{bmatrix} \quad (3.151)$$

Nas equações (3.148) e (3.151), a razão efetiva para cada regulador de tensão deve satisfazer:  $0,9 \leq a_{Rabc} \leq 1,1$  em 32 degraus de 0,625%/degrau (0,75 V/degrau em uma base de 120 V). A razão efetiva ( $a_{Ra}$ ,  $a_{Rb}$  e  $a_{Rc}$ ) pode assumir valores diferentes quando três reguladores monofásicos são conectados em estrela. É possível também ter um regulador

trifásico conectado em estrela onde a tensão e a corrente são amostradas em apenas uma fase, e conseqüentemente, todas as fases serão alteradas pelo mesmo número de tapes.

Para o processo *Backward Sweep*, utiliza-se a seguinte equação:

$$[A] = [a]^{-1} \quad (3.152)$$

### 3.11 Modelagem de Cargas

As cargas em um sistema de distribuição são tipicamente especificadas pela potência complexa consumida. A carga especificada é a máxima demanda diversificada. Essa demanda pode ser especificada como kVA e fator de potência, kW e fator de potência, ou kW e kVAr.

As cargas em um sistema de distribuição podem ser conectadas em estrela ou em delta. Elas podem ser trifásicas, bifásicas ou monofásicas com qualquer grau de desequilíbrio (GD) e podem ser modeladas como:

- a) Potência ativa e reativa constante;
- b) Impedância constante;
- c) Corrente constante;
- d) Qualquer combinação das citadas acima.

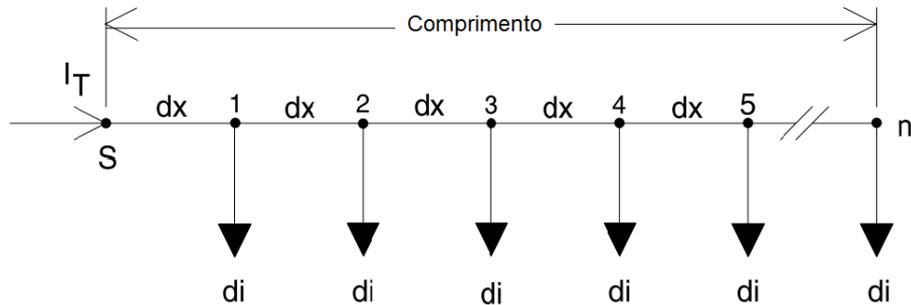
#### 3.11.1 Modelagem de Cargas Concentradas

As cargas concentradas possuem a simbologia de uma seta conectada na barra e podem ser modeladas como qualquer um dos tipos citados nas Seções 3.11.4 e 3.11.5. Cada tipo depende da natureza operativa da carga quando conectada ao sistema de potência.

#### 3.11.2 Modelagem de Cargas Distribuídas

Neste trabalho, as cargas distribuídas foram assumidas como distribuídas uniformemente ao longo de um segmento de reta, conforme a Figura 3.19.

Figura 3.19 - Carga distribuída ao longo de uma linha de distribuição.



Fonte: Kersting (2002).

A Figura 3.19 mostra  $n$  cargas uniformemente espaçadas de uma distância  $dx$ . As cargas são todas iguais e serão assumidas como solicitando uma corrente  $d_i$ . Vale ressaltar que o modelo descrito aqui é geral, pois não foi dito que a carga é de corrente constante. Afirma-se apenas que as cargas distribuídas, como são uniformes, demandam todas elas uma corrente  $d_i$ . Após obtermos o modelo equivalente de duas barras, poderemos usar o modelo equivalente da carga concentrada para representarmos cargas distribuídas com os modelos de potência constante, impedância constante e corrente constante.

A corrente total no alimentador é  $I_T$ . Procura-se determinar a queda de tensão total do nó fonte (S) até o último nó  $n$ .

Seja:

$l$  = Comprimento do alimentador

$z = r + jx$  = Impedância da linha em  $\Omega$ /milha

$dx$  = Comprimento de cada seção de linha

$d_i$  = Correntes da carga em cada nó

$n$  = Número de nós e número de seções de linha

$I_T$  = Corrente total do alimentador

A corrente de cada carga é dada por:

$$d_i = \frac{I_T}{n} \quad (3.153)$$

A queda de tensão no primeiro segmento de linha é dada por:

$$V_{queda_1} = \text{Re} \{ z \cdot dx \cdot (n \cdot d_i) \} \quad (3.154)$$

A queda de tensão no segundo segmento de linha é dada por:

$$Vqueda_2 = \text{Re} \left\{ z \cdot dx \cdot [(n-1) \cdot di] \right\} \quad (3.155)$$

A queda de tensão total do nó fonte até o último nó é dada por:

$$Vqueda_{total} = Vqueda_1 + Vqueda_2 + \dots + Vqueda_n \quad (3.156)$$

$$Vqueda_{total} = \text{Re} \left\{ z \cdot dx \cdot di \cdot [n + (n-1) + (n-2) + \dots + (1)] \right\}$$

A equação (3.156) pode ser reduzida através da fórmula da soma dos termos de uma progressão aritmética, que está descrita na equação (3.157).

$$1 + 2 + 3 + \dots + n = \frac{n(n+1)}{2} \quad (3.157)$$

Logo, a equação (3.157) se torna:

$$Vqueda_{total} = \text{Re} \left\{ z \cdot dx \cdot di \cdot \left[ \frac{n \cdot (n+1)}{2} \right] \right\} \quad (3.158)$$

A distância incremental é

$$dx = \frac{l}{n} \quad (3.159)$$

A corrente incremental é:

$$di = \frac{I_T}{n} \quad (3.160)$$

Substituindo as equações (3.159) e (3.160), tem-se:

$$Vqueda_{total} = \text{Re} \left\{ z \cdot \frac{l}{n} \cdot \frac{I_T}{n} \cdot \left[ \frac{n \cdot (n+1)}{2} \right] \right\}$$

$$Vqueda_{total} = \text{Re} \left\{ z \cdot l \cdot I_T \cdot \frac{1}{2} \cdot \left( \frac{n+1}{n} \right) \right\} \quad (3.161)$$

$$Vqueda_{total} = \text{Re} \left\{ \frac{1}{2} \cdot Z \cdot I_T \cdot \left( 1 + \frac{1}{n} \right) \right\}$$

Onde  $Z = z \cdot l$ .

A equação (3.161) fornece a fórmula geral para calcular a queda de tensão total da fonte até o último nó  $n$  para uma linha de comprimento  $l$ . Quando  $n$  tende para o infinito, a queda de tensão total tende para:

$$Vqueda_{total} = \text{Re} \left\{ \frac{1}{2} \cdot Z \cdot I_T \right\} \quad (3.162)$$

A equação (3.162) pode ser interpretada de duas maneiras diferentes. A primeira interpretação é concentrar a corrente total da carga no meio da linha. A segunda interpretação é concentrar metade da carga total no final da linha. Desse modo, temos dois modelos para calcular a queda de tensão ao longo da linha. Entretanto, esses modelos não permitem, como será visto adiante, calcular a perda de potência na linha.

Para calcular a perda de potência trifásica total na linha, analisemos o primeiro modelo. Dessa forma, tem-se que:

$$P_{perdas} = 3 \cdot |I_T|^2 \cdot \frac{R}{2} = \frac{3}{2} \cdot |I_T|^2 \cdot R \quad (3.163)$$

Analisando agora o segundo modelo, tem-se:

$$P_{perdas} = 3 \cdot \left| \frac{I_T}{2} \right|^2 \cdot R = \frac{3}{4} \cdot |I_T|^2 \cdot R \quad (3.164)$$

Comparando as equações (3.163) e (3.164), é fácil ver que os dois modelos dão resultados diferentes para a perda de potência da linha. Além disso, nenhum deles está correto. Para obtermos o resultado correto, um modelo é necessário ser desenvolvido. Voltando a analisar a Figura 3.19, a perda de potência trifásica total da linha será a soma das perdas de potência em cada pequeno segmento da linha. Por exemplo, a perda de potência do primeiro segmento de linha é:

$$P_{perda\ 1} = 3 \cdot (r \cdot dx) \cdot |(n \cdot di)|^2 \quad (3.165)$$

A perda de potência no segundo segmento é dada por:

$$P_{perda\ 2} = 3 \cdot (r \cdot dx) \cdot [(n-1) \cdot di]^2 \quad (3.166)$$

A perda de potência total ao longo da linha é dada por:

$$P_{perda\ total} = 3 \cdot (r \cdot dx) \cdot |di|^2 \cdot [n^2 + (n-1)^2 + (n-2)^2 + \dots + 1^2] \quad (3.167)$$

A série que está dentro dos colchetes da equação (3.167) é a soma do quadrado de  $n$  números e é igual a:

$$1^2 + 2^2 + 3^2 + \dots + n^2 = \frac{n \cdot (n+1) \cdot (2n+1)}{6} \quad (3.168)$$

Substituindo as equações (3.159) e (3.160) na equação (3.167), tem-se:

$$P_{perda\ total} = 3 \cdot \left( r \cdot \frac{l}{n} \right) \cdot \left( \left| \frac{I_T}{n} \right| \right)^2 \cdot \left[ \frac{n \cdot (n+1) \cdot (2n+1)}{6} \right] \quad (3.169)$$

Simplificando a equação (3.169), tem-se:

$$P_{perda\ total} = 3 \cdot R \cdot |I_T|^2 \cdot \left[ \frac{(n+1) \cdot (2n+1)}{6 \cdot n^2} \right]$$

$$P_{perda\ total} = 3 \cdot R \cdot |I_T|^2 \cdot \left[ \frac{2 \cdot n^2 + 3 \cdot n + 1}{6 \cdot n^2} \right] \quad (3.170)$$

$$P_{perda\ total} = 3 \cdot R \cdot |I_T|^2 \cdot \left[ \frac{1}{3} + \frac{1}{2 \cdot n} + \frac{1}{6 \cdot n^2} \right]$$

Onde  $R = r \cdot l$ , a resistência total por fase do segmento de linha. A equação (3.170) fornece a perda de potência trifásica total para um número discreto de segmentos de linha. Para uma carga distribuída uniformemente, o número de nós tende para infinito.

Fazendo  $n$  tender para infinito na equação (3.170), a perda de potência trifásica total é:

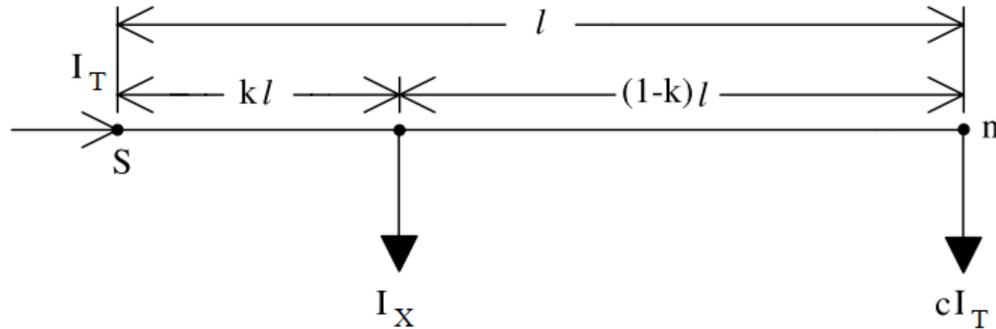
$$P_{perda\ total} = 3 \cdot \left[ \frac{1}{3} \cdot R \cdot |I_T|^2 \right] \quad (3.171)$$

Analisando a equação (3.171), percebe-se que podemos concentrar toda a corrente  $I_T$  a uma distância do início da linha de um terço do comprimento total da linha.

Dessa forma, têm-se três modelos de linha (os dois primeiros para calcular a queda de tensão e o terceiro para calcular a perda de potência total). Em seguida será mostrado um modelo exato da linha que permite calcular tanto a queda de tensão como a perda de potência total.

A Figura 3.20 mostra a configuração geral do modelo exato que fornecerá resultados corretos para queda de tensão e perda de potência. Na Figura 3.20 uma parcela ( $I_X$ ) da corrente de linha total ( $I_T$ ) será modelada a uma distância  $kl$  do nó fonte (S) ao nó final e a corrente restante ( $c \cdot I_T$ ) será modelada ao final da linha. Os valores de  $k$  e  $c$  devem ser calculados.

Figura 3.20 - Modelo exato da carga distribuída.



Fonte: Kersting (2002).

A queda de tensão total ao longo da linha na Figura 3.20 é dada por:

$$V_{queda_{total}} = \text{Re} [k \cdot Z \cdot I_T + (1-k) \cdot Z \cdot c \cdot I_T] \quad (3.172)$$

Onde:

$Z$  = Impedância total da linha em ohms

$k$  = Fator do comprimento total da linha onde a primeira parte da corrente de carga é modelada

$c$  = Fator da corrente total para posicionar no final da linha tal que  $I_T = I_x + c \cdot I_T$

A equação (3.162) mostra que a queda de tensão total ao longo da linha é dada por:

$$V_{queda_{total}} = \text{Re} \left\{ \frac{1}{2} \cdot Z \cdot I_T \right\} \quad (3.173)$$

Igualando as equações (3.173) e (3.172), tem-se:

$$V_{queda_{total}} = \text{Re} \left\{ \frac{1}{2} \cdot Z \cdot I_T \right\} = \text{Re} \{ k \cdot Z \cdot I_T + (1-k) \cdot Z \cdot c \cdot I_T \} \quad (3.174)$$

A equação (3.174) mostra que os termos dentro das chaves dos dois lados da igualdade devem ser iguais. Logo,

$$\left[ \frac{1}{2} \cdot Z \cdot I_T \right] = [k \cdot Z \cdot I_T + (1-k) \cdot Z \cdot c \cdot I_T] \quad (3.175)$$

Simplificando a equação (3.175) através da divisão dos dois membros da equação por  $Z \cdot I_T$ , tem-se:

$$\frac{1}{2} = k + (1-k) \cdot c \quad (3.176)$$

Resolvendo a equação (3.176) para  $k$ , tem-se:

$$k = \frac{0,5 - c}{1 - c} \quad (3.177)$$

O mesmo procedimento deve ser feito para o modelo de perdas de potência. De acordo com a Figura 3.20, a perda de potência trifásica total é dada por:

$$P_{\text{perda total}} = 3 \cdot \left[ k \cdot R \cdot |I_T|^2 + (1-k) \cdot R \cdot (c \cdot |I_T|)^2 \right] \quad (3.178)$$

A equação (3.171) permite obter a perda de potência trifásica como:

$$P_{\text{perda total}} = 3 \cdot \left[ \frac{1}{3} \cdot R \cdot |I_T|^2 \right] \quad (3.179)$$

Igualando as equações (3.178) e (3.179), tem-se:

$$\left[ \frac{1}{3} \cdot R \cdot |I_T|^2 \right] = \left[ k \cdot R \cdot |I_T|^2 + (1-k) \cdot R \cdot (c \cdot |I_T|)^2 \right]$$

$$\left[ \frac{1}{3} \right] = \left[ k + (1-k) \cdot (c)^2 \right] \quad (3.180)$$

$$\left[ \frac{1}{3} \right] = \left[ k + c^2 - k \cdot c^2 \right] = \left[ k \cdot (1 - c^2) + c^2 \right]$$

Substituindo a equação (3.177) na equação (3.180), tem-se:

$$\left[ \frac{1}{3} \right] = \left[ \frac{0,5 - c}{1 - c} \cdot (1 - c^2) + c^2 \right] \quad (3.181)$$

Resolvendo a equação (3.181) para  $c$  resulta em:

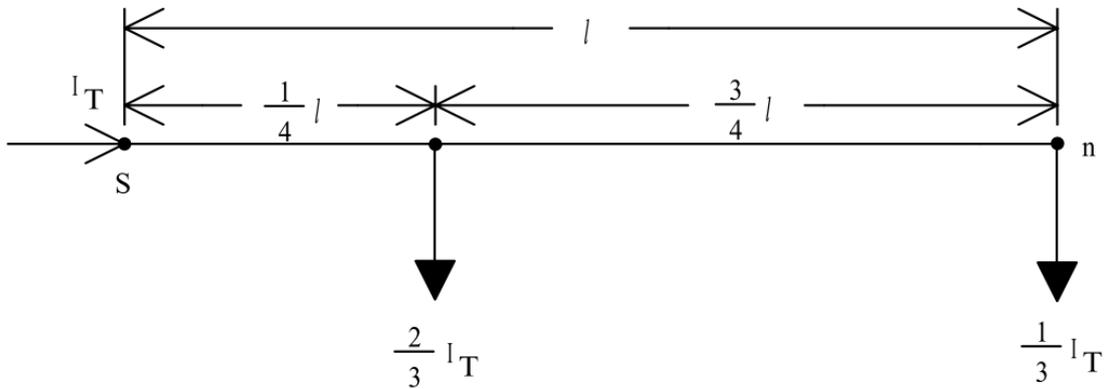
$$c = \frac{1}{3} \quad (3.182)$$

Substituindo a equação (3.182) na equação (3.177) e resolvendo para  $k$ , tem-se:

$$k = \frac{1}{4} \quad (3.183)$$

A interpretação das equações (3.182) e (3.183) é que um terço da carga deve ser posicionado no final da linha e dois terços da carga devem ser posicionados a um quarto distante do nó fonte. A Figura 3.21 mostra o modelo final da carga distribuída.

Figura 3.21 - Modelo da carga distribuída.



Fonte: Kersting (2002).

### 3.11.3 Modo de Ligação das Cargas

As cargas podem ser ligadas em estrela ou em delta. Quando as cargas estão conectadas em delta, faz-se necessário calcular a corrente que flui na linha a partir das correntes que circulam na ligação delta. As seções a seguir mostram como modelar cada tipo de carga sejam elas ligadas em estrela ou em delta.

### 3.11.4 Cargas ligadas em Estrela (Y)

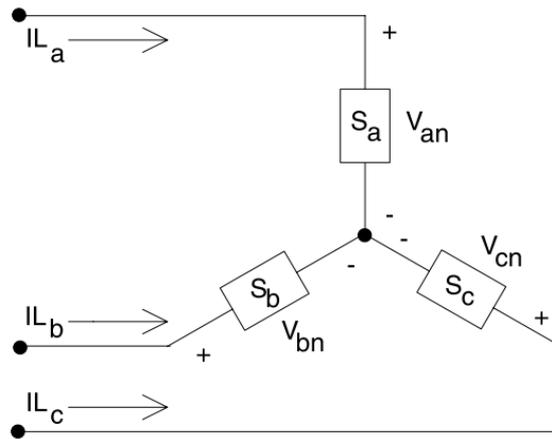
A Figura 3.22 mostra o modelo da carga conectada em estrela. Utiliza-se a seguinte notação para as potências complexas e tensões:

$$\text{Fase a: } |S_a| \angle \theta_a = P_a + jQ_a \text{ e } |V_{an}| \angle \delta_a$$

$$\text{Fase b: } |S_b| \angle \theta_b = P_b + jQ_b \text{ e } |V_{bn}| \angle \delta_b \quad (3.184)$$

$$\text{Fase c: } |S_c| \angle \theta_c = P_c + jQ_c \text{ e } |V_{cn}| \angle \delta_c$$

Figura 3.22 - Carga conectada em estrela.



Fonte: Kersting (2002).

#### 3.11.4.1 Cargas de Potência Constante ( $Y$ )

Para as cargas ligadas em estrela ( $Y$ ), a equação (3.185) é usada para calcular as correntes de linha.

$$IL_a = \left( \frac{S_a}{V_{an}} \right)^* = \frac{|S_a|}{|V_{an}|} \angle(\delta_a - \theta_a) = |IL_a| \angle \alpha_a$$

$$IL_b = \left( \frac{S_b}{V_{bn}} \right)^* = \frac{|S_b|}{|V_{bn}|} \angle(\delta_b - \theta_b) = |IL_b| \angle \alpha_b \quad (3.185)$$

$$IL_c = \left( \frac{S_c}{V_{cn}} \right)^* = \frac{|S_c|}{|V_{cn}|} \angle(\delta_c - \theta_c) = |IL_c| \angle \alpha_c$$

Nesse modelo, as tensões fase-neutro mudam a cada iteração até a convergência ser alcançada.

#### 3.11.4.2 Cargas de Impedância Constante ( $Y$ )

Nesse modelo, as impedâncias são calculadas por:

$$\begin{aligned}
Z_a &= \frac{|V_{an}|^2}{S_a^*} = \frac{|V_{an}|^2}{|S_a|} \angle \theta_a = |Z_a| \angle \theta_a \\
Z_b &= \frac{|V_{bn}|^2}{S_b^*} = \frac{|V_{bn}|^2}{|S_b|} \angle \theta_b = |Z_b| \angle \theta_b \\
Z_c &= \frac{|V_{cn}|^2}{S_c^*} = \frac{|V_{cn}|^2}{|S_c|} \angle \theta_c = |Z_c| \angle \theta_c
\end{aligned} \tag{3.186}$$

Nas equações (3.186) as tensões são nominais. No modelo de carga com impedância constante, as impedâncias não mudam durante o processo iterativo e são calculadas de acordo com a tensão nominal.

A corrente na carga em função das impedâncias constantes da carga é dada por:

$$\begin{aligned}
IL_a &= \frac{V_{an}}{Z_a} = \frac{|V_{an}|}{|Z_a|} \angle (\delta_a - \theta_a) = |IL_a| \angle \alpha_a \\
IL_b &= \frac{V_{bn}}{Z_b} = \frac{|V_{bn}|}{|Z_b|} \angle (\delta_b - \theta_b) = |IL_b| \angle \alpha_b \\
IL_c &= \frac{V_{cn}}{Z_c} = \frac{|V_{cn}|}{|Z_c|} \angle (\delta_c - \theta_c) = |IL_c| \angle \alpha_c
\end{aligned} \tag{3.187}$$

Nesse modelo, as tensões fase-neutro mudam a cada iteração, mas as impedâncias calculadas nas equações (3.186) permanecem constantes.

#### 3.11.4.3 Cargas de corrente constante ( $Y$ )

Nesse modelo as magnitudes das correntes são calculadas de acordo com a equação da carga de potência constante e são mantidas constantes enquanto o ângulo da tensão ( $\delta$ ) muda. Dessa forma, varia-se o ângulo da corrente de tal forma que o fator de potência da carga permanece constante:

$$\begin{aligned}
 IL_a &= |IL_a| \angle (\delta_a - \theta_a) \\
 IL_b &= |IL_b| \angle (\delta_b - \theta_b) \\
 IL_c &= |IL_c| \angle (\delta_c - \theta_c)
 \end{aligned}
 \tag{3.188}$$

Onde  $\delta_{abc}$  são os ângulos das tensões fase-neutro e  $\theta_{abc}$  são os ângulos do fator de potência.

#### 3.11.4.4 Cargas Híbridas (Y)

Para as cargas híbridas ligadas em estrela utiliza-se a equação abaixo:

$$I = (\%PQ) \cdot I_{PQ} + (\%Z) \cdot I_Z + (\%I) \cdot I_I \tag{3.189}$$

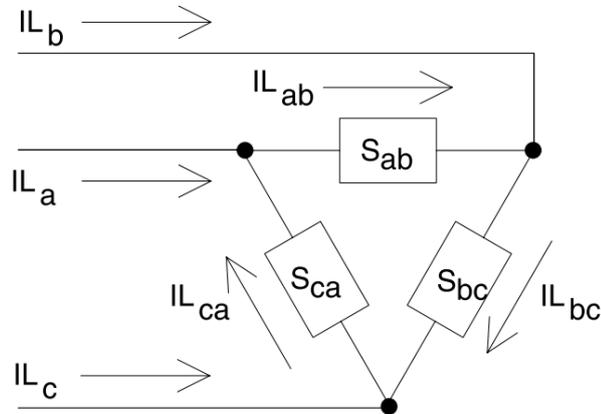
Em que os percentuais acima representam a modelagem híbrida da carga e os valores de correntes são calculados de acordo com as fórmulas mostradas anteriormente (potência constante, impedância constante e corrente constante).

#### 3.11.5 Cargas Ligadas em Delta ( $\Delta$ )

A Figura 3.23 mostra o modelo de carga conectada em delta. Utiliza-se a seguinte notação para as potências complexas e tensões:

$$\begin{aligned}
 \text{Fase ab: } & |S_{ab}| \angle \theta_{ab} = P_{ab} + jQ_{ab} \text{ e } |V_{ab}| \angle \delta_{ab} \\
 \text{Fase bc: } & |S_{bc}| \angle \theta_{bc} = P_{bc} + jQ_{bc} \text{ e } |V_{bc}| \angle \delta_{bc} \\
 \text{Fase ca: } & |S_{ca}| \angle \theta_{ca} = P_{ca} + jQ_{ca} \text{ e } |V_{ca}| \angle \delta_{ca}
 \end{aligned}
 \tag{3.190}$$

Figura 3.23 - Carga conectada em delta.



Fonte: Kersting (2002).

### 3.11.5.1 Cargas de Potência Constante ( $\Delta$ )

Para as cargas ligadas em delta, as seguintes equações são usadas para calcular as correntes de linha:

$$IL_{ab} = \left( \frac{S_{ab}}{V_{ab}} \right)^* = \frac{|S_{ab}|}{|V_{ab}|} \angle (\delta_{ab} - \theta_{ab}) = |IL_{ab}| \angle \alpha_{ab}$$

$$IL_{bc} = \left( \frac{S_{bc}}{V_{bc}} \right)^* = \frac{|S_{bc}|}{|V_{bc}|} \angle (\delta_{bc} - \theta_{bc}) = |IL_{bc}| \angle \alpha_{bc} \quad (3.191)$$

$$IL_{ca} = \left( \frac{S_{ca}}{V_{ca}} \right)^* = \frac{|S_{ca}|}{|V_{ca}|} \angle (\delta_{ca} - \theta_{ca}) = |IL_{ca}| \angle \alpha_{ca}$$

Nesse modelo, as tensões de linha mudam a cada iteração até a convergência ser alcançada. A potência, todavia, é mantida constante. Daí vem o nome do modelo.

### 3.11.5.2 Cargas de Impedância Constante ( $\Delta$ )

A impedância constante da carga é primeiramente determinada através da potência complexa especificada e das tensões de linha:

$$\begin{aligned}
 Z_{ab} &= \frac{|V_{ab}|^2}{S_{ab}^*} = \frac{|V_{ab}|^2}{|S_{ab}|} \angle \theta_{ab} = |Z_{ab}| \angle \theta_{ab} \\
 Z_{bc} &= \frac{|V_{bc}|^2}{S_{bc}^*} = \frac{|V_{bc}|^2}{|S_{bc}|} \angle \theta_{bc} = |Z_{bc}| \angle \theta_{bc} \\
 Z_{ca} &= \frac{|V_{ca}|^2}{S_{ca}^*} = \frac{|V_{ca}|^2}{|S_{ca}|} \angle \theta_{ca} = |Z_{ca}| \angle \theta_{ca}
 \end{aligned} \tag{3.192}$$

As correntes da carga ligada em delta em função das impedâncias constantes da carga são:

$$\begin{aligned}
 I_{L_{ab}} &= \frac{V_{ab}}{Z_{ab}} = \frac{|V_{ab}|}{|Z_{ab}|} \angle (\delta_{ab} - \theta_{ab}) = |I_{L_{ab}}| \angle \alpha_{ab} \\
 I_{L_{bc}} &= \frac{V_{bc}}{Z_{bc}} = \frac{|V_{bc}|}{|Z_{bc}|} \angle (\delta_{bc} - \theta_{bc}) = |I_{L_{bc}}| \angle \alpha_{bc} \\
 I_{L_{ca}} &= \frac{V_{ca}}{Z_{ca}} = \frac{|V_{ca}|}{|Z_{ca}|} \angle (\delta_{ca} - \theta_{ca}) = |I_{L_{ca}}| \angle \alpha_{ca}
 \end{aligned} \tag{3.193}$$

Nesse modelo, as tensões de linha mudam a cada iteração até convergência ser alcançada.

### 3.11.5.3 Cargas de Corrente Constante ( $\Delta$ )

Nesse modelo, os módulos das correntes são calculados conforme a equações (3.191) e são então mantidos constantes enquanto o ângulo da tensão ( $\delta$ ) muda a cada iteração. Isso mantém o fator de potência da carga constante.

$$\begin{aligned}
IL_{ab} &= |IL_{ab}| \angle (\delta_{ab} - \theta_{ab}) \\
IL_{bc} &= |IL_{bc}| \angle (\delta_{bc} - \theta_{bc}) \\
IL_{ca} &= |IL_{ca}| \angle (\delta_{ca} - \theta_{ca})
\end{aligned}
\tag{3.194}$$

#### 3.11.5.4 Cargas Híbridas ( $\Delta$ )

Para as cargas híbridas ligadas em delta, a equação é a mesma. Entretanto, utilizam-se as equações correspondentes da ligação delta para as correntes  $I_{PQ}$ ,  $I_Z$  e  $I_I$ .

Note que as correntes utilizadas no processo iterativo e na equação (3.189) são as correntes de linha. Numa ligação delta, deve-se transformar as correntes de fase em correntes de linha. Essa transformação é obtida utilizando a Lei de Kirchhoff das Correntes para a carga ligada em delta. A equação (3.195) mostra a transformação das correntes de fase em correntes de linha.

$$\begin{bmatrix} IL_a \\ IL_b \\ IL_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} IL_{ab} \\ IL_{bc} \\ IL_{ca} \end{bmatrix}
\tag{3.195}$$

### 3.12 Modelagem de Capacitores Shunt

Os capacitores *shunt* são usados em sistemas de distribuição para ajudar na regulação de tensão e fornecer suporte de energia reativa. Os bancos de capacitores são modelados como susceptâncias constantes conectadas em estrela ou delta.

#### 3.12.1 Banco de capacitores conectados em estrela

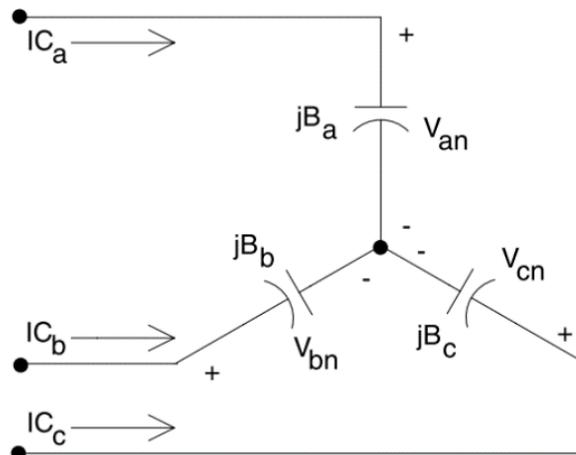
O modelo do banco de capacitor trifásico conectado em estrela é mostrado na Figura 3.24. As unidades do capacitor individual de fase são especificadas em kVAR e em kV. A susceptância constante para cada unidade é calculada em siemens (S). A susceptância de cada unidade de capacitor é calculada por:

$$B_C = \frac{kVAr}{kV_{LN}^2 \cdot 1000} \text{ (S)} \quad (3.196)$$

Com a susceptância calculada, as correntes da linha que servem o banco de capacitores são dadas por:

$$\begin{aligned} IC_a &= jB_a \cdot V_{an} \\ IC_b &= jB_b \cdot V_{bn} \\ IC_c &= jB_c \cdot V_{cn} \end{aligned} \quad (3.197)$$

Figura 3.24 - Banco de capacitores conectado em estrela.



Fonte: Kersting (2002).

### 3.12.2 Banco de capacitores conectados em delta

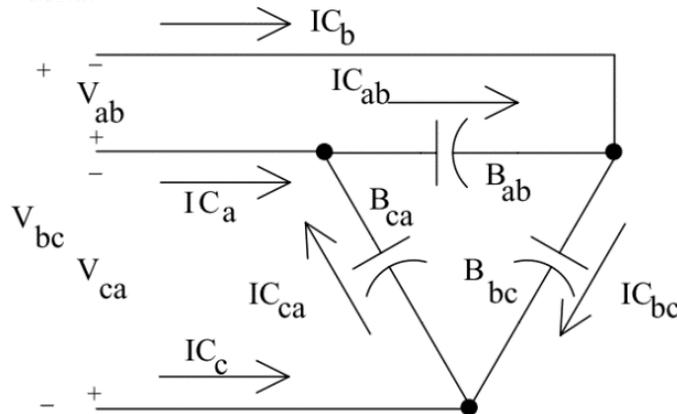
O modelo do banco de capacitores ligados em delta é mostrado na Figura 3.25. As unidades do capacitor individual são especificadas em kVAr e kV. Para esse caso, as tensões em kV devem ser de linha. A unidade da susceptância é siemens. A susceptância de uma unidade de capacitor é calculada por:

$$B_C = \frac{kVAr}{kV_{LL}^2 \cdot 1000} \text{ (S)} \quad (3.198)$$

Com a susceptância calculada, as correntes de fase que circulam pelos capacitores podem ser determinadas a partir das equações (3.199).

$$\begin{aligned}
 IC_{ab} &= jB_a \cdot V_{ab} \\
 IC_{bc} &= jB_b \cdot V_{bc} \\
 IC_{ca} &= jB_c \cdot V_{ca}
 \end{aligned}
 \tag{3.199}$$

Figura 3.25 - Banco de capacitores conectado em delta.



Fonte: Kersting (2002).

### 3.13 Grau de Desequilíbrio

A metodologia adotada nesta dissertação para o cálculo do GD é a do CIGRÉ. Essa metodologia se resume à equação (3.200).

$$GD\% = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \cdot 100
 \tag{3.200}$$

Onde:

$$\beta = \frac{|V_{ab}|^4 + |V_{bc}|^4 + |V_{ca}|^4}{\left(|V_{ab}|^2 + |V_{bc}|^2 + |V_{ca}|^2\right)^2}
 \tag{3.201}$$

### 3.14 Conclusão

Este capítulo tratou do método de fluxo de potência trifásico chamado Técnica Iterativa de Escada. Essa técnica consiste em realizar dois processos: o *Forward Sweep* e o *Backward Sweep*. Ao longo do capítulo foi mostrado como cada componente do sistema de distribuição pode ser modelado para que seja possível realizar esses dois processos. Foi mostrada a

metodologia para inserir o VE como barra PV (com controle de tensão de sequência positiva). Logo, através dessa modelagem é possível simular um sistema de distribuição com vários componentes e avaliar o impacto dos VEs em regime permanente.

## 4 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

O objetivo deste capítulo é avaliar o impacto da conexão de VEs nos parâmetros elétricos de um sistema de distribuição. Os parâmetros estudados são: perfil de tensão, grau de desequilíbrio de tensão e perdas elétricas. Para tanto, foi desenvolvido um programa em linguagem MATLAB utilizando o modelo de VE e a modelagem trifásica do sistema de distribuição mostrados nos Capítulos 2 e 3, respectivamente.

Nas simulações realizadas são adotados os seguintes fatores de restrição: a tensão em uma barra do sistema de distribuição deve estar entre 0,93 pu e 1,05 pu, que é a faixa adequada para pontos de conexão com tensão entre 1 kV e 69kV, segundo a referência (ANEEL, 2015); o grau de desequilíbrio de tensão das barras do sistema deve ser igual ou inferior a 2 % (ANEEL, 2015); não deve haver compensação da carga total do sistema. Essa última restrição se deve ao fato de que se toda a carga fosse compensada, poderia haver um fluxo contrário para o sistema de alta tensão. Entretanto, as características do sistema de alta tensão são desconhecidas e não puderam ser incluídas nas simulações.

A tolerância utilizada no processo iterativo foi de  $10^{-5}$  pu para todos os casos, exceto para o laço interno do caso com controle de tensão, no qual foi adotada a tolerância de  $4 \cdot 10^{-5}$  pu.

### 4.1 Sistema Teste

O sistema utilizado nas simulações é o sistema de distribuição IEEE 13 barras. O diagrama unifilar desse sistema é mostrado na



Na modelagem dos VEs, assume-se que os mesmos podem atuar como carga, quando estão no período de carregamento, e como geradores distribuídos, quando estão no período de descarregamento. O modelo de VE utilizado nas simulações é o Tesla Roadster. Um carregamento completo do sistema de baterias desse VE necessita  $t_{\max} = 3,5$  h usando o conector de alta potência, que alimenta o VE com 70 A e 240 V. Dessa forma, a capacidade máxima de potência é  $P_{VE,\max} = 70 \cdot 240 = 16,8$  kW e o parâmetro constante  $\alpha$  é 10,137525. Esses dados podem ser encontrados na referência (VLACHOGIANNIS, 2009). Os VEs são conectados ao nó 680 do sistema IEEE 13 barras. O centro de recarga tem capacidade para 45 VEs. No período de carga pesada, os VEs estão dispostos da seguinte maneira: 20 unidades na fase a, 10 unidades da fase b e 15 unidades na fase c. No período de carga leve, os VEs seguem a seguinte disposição: 10 unidades na fase a, 5 unidades na fase b e 7 unidades na fase c. Quando o VE atua como carga, cada um demanda da rede uma potência ativa de 15,12 kW. Quando o VE atua como gerador, cada um injeta uma potência ativa de 11,167 kW. Os limites de potência reativa do VSC são determinados através do fator de potência de 0,9. No caso sem controle de tensão, considera-se que não há troca de potência reativa com a rede. No caso com controle de tensão, o laço interno do programa calcula a potência reativa necessária para manter a tensão de sequência positiva na barra 680 em 1,0 pu.

Inicialmente os estudos são feitos sem regulador de tensão e posteriormente com o regulador de tensão. No primeiro momento, são descritos os casos base em carga pesada e em carga leve. Os casos base se referem ao sistema IEEE 13 barras sem os VEs conectados. Dessa forma, têm-se dois casos base para o sistema sem regulador de tensão e dois casos base para o sistema com regulador de tensão, totalizando assim quatro casos base. Após os casos base serem detalhados, são descritos os casos com os VEs conectados, seguindo a seguinte ordem: VEs carregando em carga pesada, VEs carregando em carga leve, VEs descarregando em carga pesada e VEs descarregando em carga leve. Para cada um desses casos, são comparados o caso base, o caso com o VE sem controle de tensão e o caso com o VE com controle de tensão. Essa nomenclatura (com ou sem controle de tensão) pode ser encontrada na referência (JIMÉNEZ; GARCÍA, 2012). As simulações consistem em analisar o impacto da conexão de VEs em um sistema de distribuição em relação aos seguintes parâmetros elétricos:

- a) Perfil de tensões: Analisa-se o comportamento das tensões nas três fases do sistema para cada cenário de operação. Os resultados são mostrados em forma de gráfico.
- b) Grau de desequilíbrio: Analisa-se o valor em percentual do grau de desequilíbrio de tensão para as barras trifásicas do sistema. Os resultados são mostrados na forma de gráfico de barras.
- c) Perdas elétricas: Estuda-se como as perdas de potência ativa e reativa totais variam com a inserção de VEs com e sem controle de tensão. A perda de potência ativa se deve ao elemento resistivo das linhas de distribuição e a perda de potência reativa se deve ao elemento indutivo das mesmas.

No programa computacional desenvolvido adotou-se que quando o VE atua como gerador o sinal da potência ativa é negativo e quando o VE atua como carga o sinal é positivo.

### **4.3 Simulações do Sistema IEEE 13 barras - Caso base sem Regulador de Tensão**

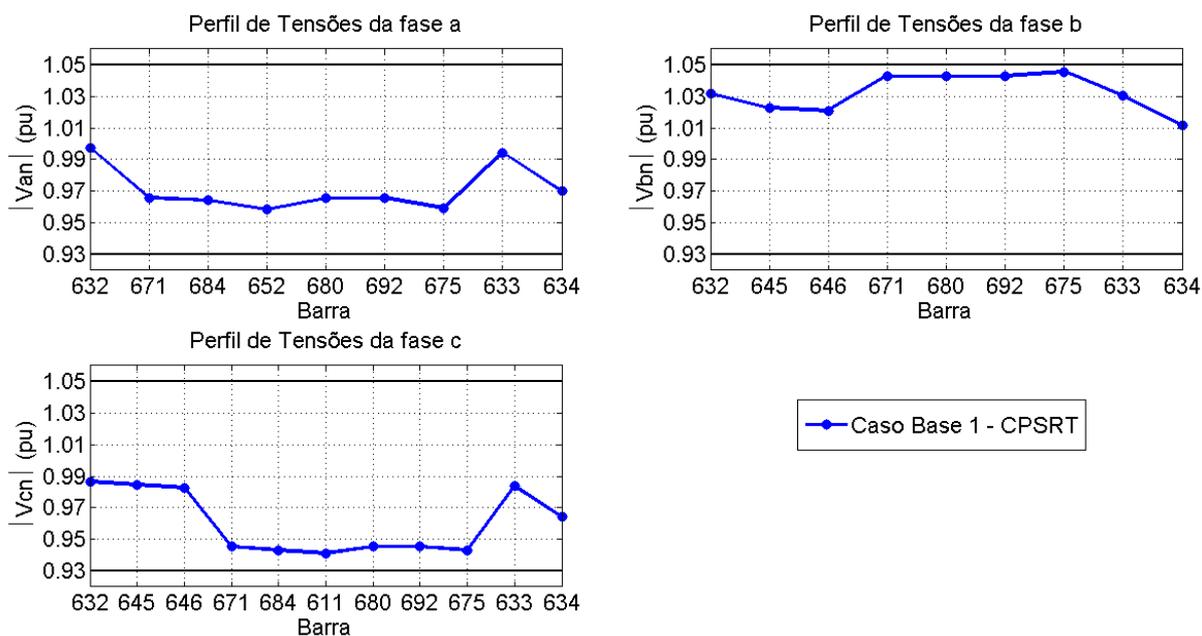
Os resultados de simulação a seguir se referem ao sistema IEEE 13 barras sem o regulador de tensão na subestação. Para todos os casos dessa seção, adotaram-se as tensões na subestação de 1,04 pu e 1,0 pu para os períodos de carga pesada e leve, respectivamente. O valor de 1,04 pu na carga pesada foi utilizado para que todas as tensões no caso base (sem os VEs conectados) permaneçam dentro do limite admissível de 0,93 pu a 1,05 pu.

#### **4.3.1 Caso Base 1 - Carga Pesada sem Regulador de Tensão (CPSRT)**

O caso descrito nessa seção se refere ao sistema IEEE 13 barras sem regulador de tensão e sem os VEs conectados. Considera-se que o sistema se apresenta em carga pesada (demanda máxima).

A Figura 4.2 mostra o perfil de tensões do sistema teste sem regulador de tensão na subestação durante o período de carga pesada.

Figura 4.2 - Perfil de tensões do sistema IEEE 13 barras - Caso Base 1 - CPSRT.

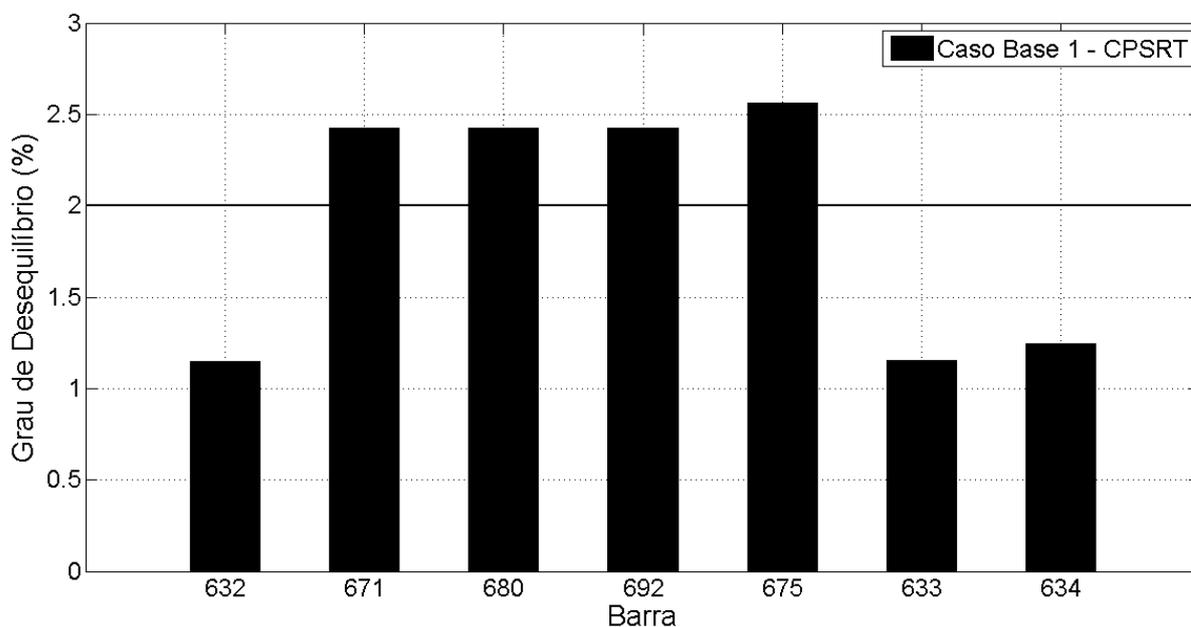


Fonte: Próprio autor.

Analisando a Figura 4.2, percebe-se que todas as tensões estão dentro do limite aceitável de 0,93 pu a 1,05 pu. A menor tensão registrada é na barra 611 na fase c correspondendo ao valor de 0,9412 pu. A maior tensão registrada é na barra 675 na fase b correspondendo ao valor de 1,0455 pu. Devido à fase b ser a menos carregada do sistema e ao desequilíbrio das correntes de fase do sistema ser elevado, as impedâncias mútuas das linhas de distribuição provocaram uma elevação de tensão em relação à tensão de 1,04 pu da subestação nas barras 671, 680, 692 e 675 na fase b.

A Figura 4.3 mostra o GD das barras trifásicas do sistema teste sem regulador de tensão no período de carga pesada.

Figura 4.3 - Grau de desequilíbrio em percentual do sistema IEEE 13 barras - Caso Base 1 - CPSRT.



Fonte: Próprio autor.

Analisando a Figura 4.3, percebe-se que apenas as barras 632, 633 e 634 estão dentro do limite permitido de 2 %. O maior valor de GD ocorre na barra 675 no valor de 2,5623 % e o menor GD ocorre na barra 632 no valor de 1,1473%. As barras 671, 680 e 692 apresentaram o mesmo valor de GD, pois elas possuem o mesmo valor de tensão. Isso se deve ao fato de que não há nenhum dispositivo conectado à barra 680 e, portanto, não há queda de tensão.

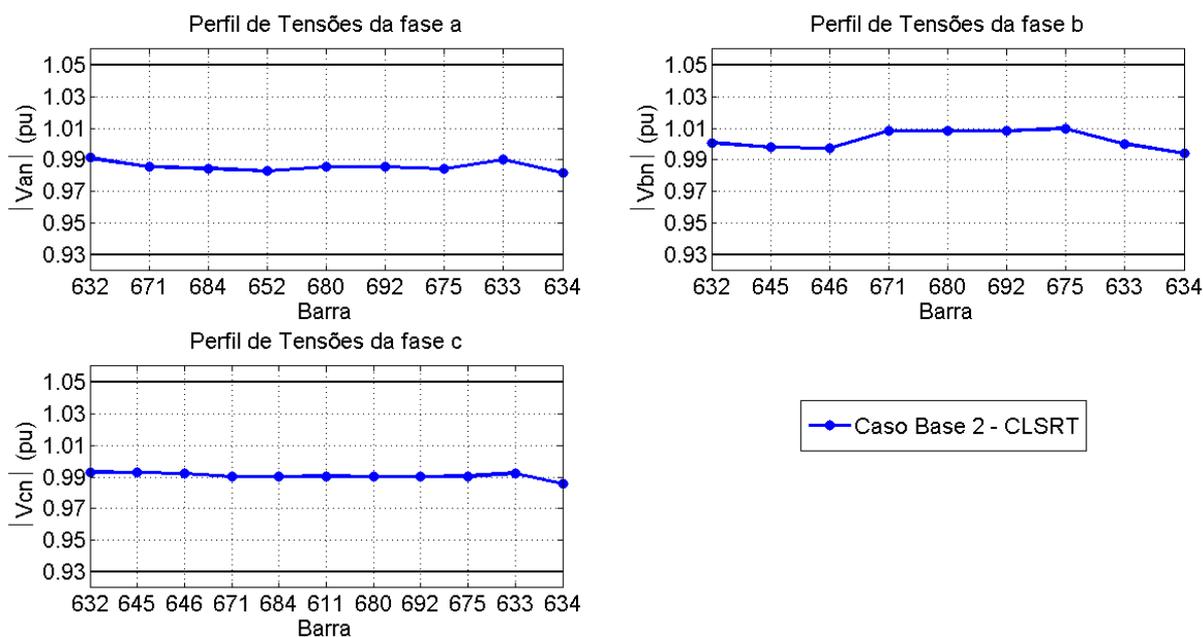
O sistema IEEE 13 barras apresenta 115,33 kW de perda de potência ativa e 338,67 kVAr de perda de potência reativa.

#### 4.3.2 Caso Base 2 - Carga Leve sem Regulador de Tensão (CLSRT)

O caso descrito nessa seção se refere ao sistema IEEE 13 barras sem regulador de tensão na subestação e sem os VEs conectados. Considera-se que o sistema se encontra no período de carga leve, assumido como 1/3 da carga pesada.

A Figura 4.4 mostra o perfil de tensões do sistema teste sem regulador de tensão na subestação no período de carga leve.

Figura 4.4 - Perfil de tensões do sistema IEEE 13 barras - Caso Base 2 - CLSRT.

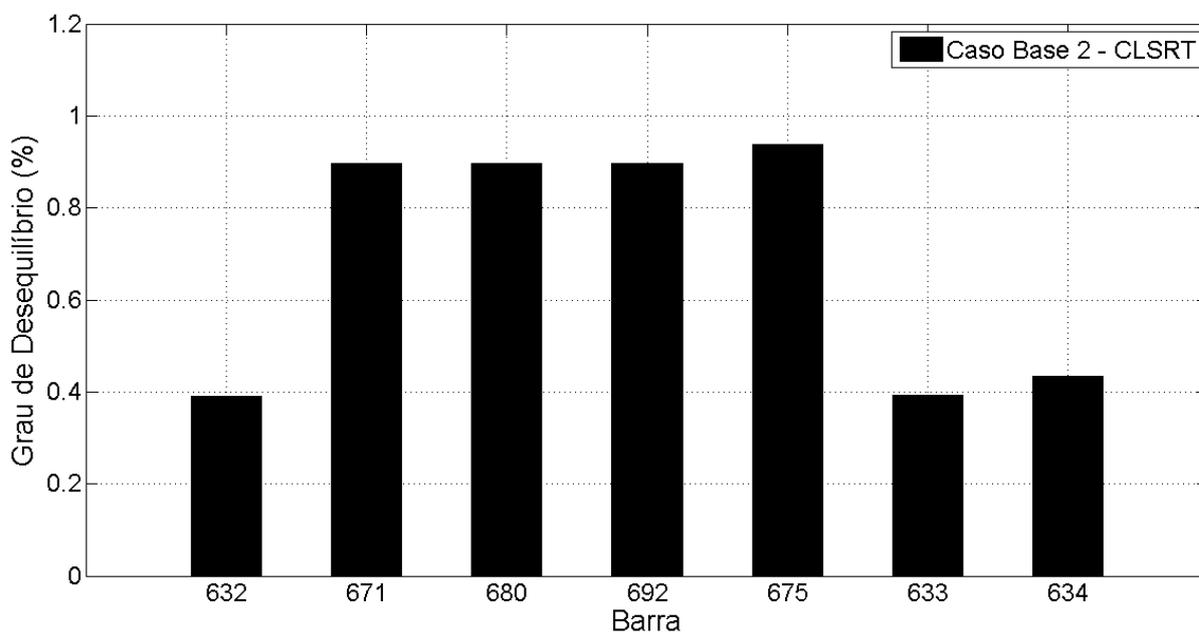


Fonte: Próprio autor.

De acordo com a Figura 4.4, as tensões em todas as fases se encontram dentro do limite permitido. Percebe-se que para cada fase os valores de tensão estão muito próximos a 1 pu. Isso se deve ao fato de que quando o sistema opera em carga leve, a queda de tensão nas linhas é pequena. Nota-se uma elevação de tensão na fase b, visto que essa é a fase menos carregada do sistema. O maior valor de tensão é registrado na barra 675 na fase b correspondendo ao valor de 1,0098 pu. O menor valor de tensão é registrado na barra 634 na fase a correspondendo ao valor de 0,9822 pu.

A Figura 4.5 mostra o GD das barras trifásicas do sistema teste sem regulador de tensão no período de carga leve.

Figura 4.5 - Grau de desequilíbrio em percentual do sistema IEEE 13 barras - Caso Base 2 - CLSRT.



Fonte: Próprio autor.

Analisando a Figura 4.5, nota-se que os GDs de todas as barras trifásicas se encontram dentro do limite permitido de 2%. Vale ressaltar que as barras 671, 680 e 692 apresentaram o mesmo valor de GD, visto que não há nem carga nem gerador na barra 680 no caso base (não havendo queda de tensão no ramo entre as barras 671 e 680) e há somente uma chave fechada entre as barras 671 e 692.

O sistema IEEE 13 barras apresenta 11,59 kW de perda de potência ativa e 33,28 kVAr de perda de potência reativa. As perdas elétricas para o período de carga leve foram menores do que para a carga pesada, visto que no período de carga leve há um menor carregamento nos ramos do sistema.

#### 4.4 Simulações do Sistema IEEE 13 Barras sem Regulador de Tensão e com Veículos Elétricos Conectados

Nos casos de simulação a seguir, os VEs foram conectados à barra 680 do sistema IEEE 13 barras sem regulador de tensão.

Serão mostrados os resultados para os seguintes casos:

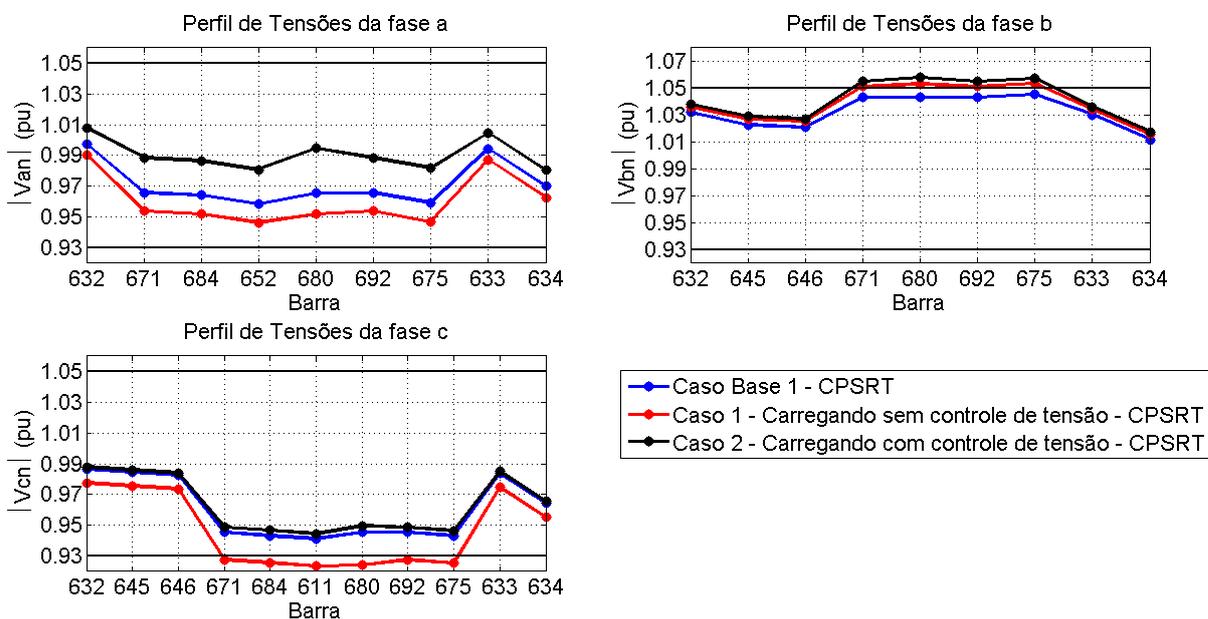
- a) Caso 1: VEs carregando sem controle de tensão - CPSRT
- b) Caso 2: VEs carregando com controle de tensão - CPSRT
- c) Caso 3: VEs carregando sem controle de tensão - CLSRT
- d) Caso 4: VEs carregando com controle de tensão - CLSRT
- e) Caso 5: VEs descarregando sem controle de tensão - CPSRT
- f) Caso 6: VEs descarregando com controle de tensão - CPSRT
- g) Caso 7: VEs descarregando sem controle de tensão - CLSRT
- h) Caso 8: VEs descarregando com controle de tensão – CLSRT

Em cada subseção serão comparados o caso base (sem os VEs conectados), o caso dos VEs sem controle de tensão e o caso dos VEs com controle de tensão.

#### ***4.4.1 Veículos Elétricos Carregando – Carga Pesada sem Regulador de Tensão (CPSRT)***

Considera-se que os VEs são conectados à barra 680 e estão carregando. A Figura 4.6 mostra o perfil de tensões das três fases do sistema teste para esse cenário de operação. No perfil de tensão de cada fase são mostrados o perfil de tensão do caso base, do caso do VE carregando sem controle de tensão e do caso do VE carregando com controle de tensão. Nesse último caso, especificou-se a tensão de sequência positiva da barra 680 em 1,0 pu.

Figura 4.6 - Perfil de tensões do sistema IEEE 13 barras com os VEs carregando - CPSRT.

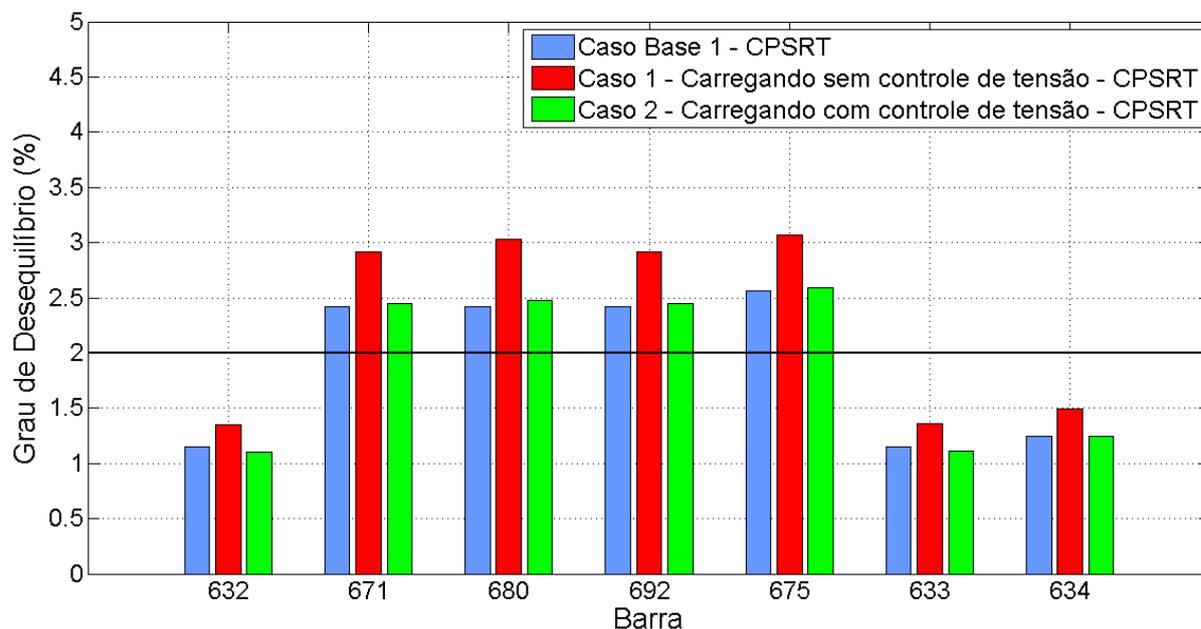


Fonte: Próprio autor.

Analisando a Figura 4.6, percebe-se que há violação de tensão nas fases b e c para algumas barras do sistema teste. Na fase b, as barras 671, 680, 692 e 675 apresentaram tensões superiores à 1,05 pu quando os VEs estão carregando com controle de tensão. Na fase c as barras 671, 684, 611, 680, 692 e 675 apresentaram tensões inferiores a 0,93 pu quando os VEs estão carregando sem controle de tensão. Logo, essas duas condições de operação fazem com que o sistema opere fora dos limites de tensão permitidos. Além disso, nota-se que, para a tensão de sequência positiva da barra 680 especificada em 1,0 pu, o Caso 2 apresentou níveis de tensão superiores aos do Caso 1 e do Caso Base 1. A maior tensão foi registrada para o Caso 2 na fase b da barra 680 e corresponde ao valor de 1,0579 pu. A menor tensão foi registrada na barra 611 na fase c correspondendo ao valor de 0,9235 pu.

A Figura 4.7 mostra o GD das barras trifásicas do sistema teste sem regulador de tensão e com os VEs carregando no período de carga pesada.

Figura 4.7 - Grau de desequilíbrio em percentual do sistema IEEE 13 barras com os VEs carregando - CPSRT.

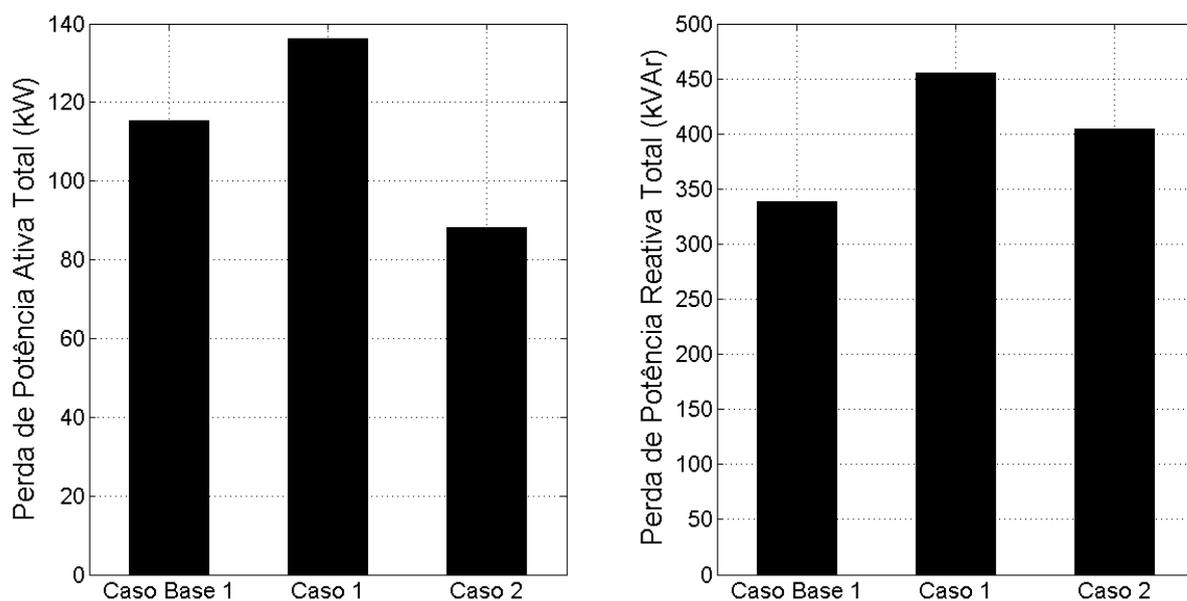


Fonte: Próprio autor.

Analisando a Figura 4.7, nota-se que o percentual de GD aumentou 20,16 % para o Caso 1 e diminuiu 0,23 % para o Caso 2 em média em relação ao Caso Base 1. Vale ressaltar que essa afirmação pode não valer para outros valores especificados de tensão de sequência positiva. O menor valor de GD ocorre na barra 632 para o Caso 2 no valor de 1,1057 %. O maior valor de GD ocorreu na barra 675 para o Caso 1 no valor de 3,0696 %, estando acima do limite permitido.

A Figura 4.8 mostra os resultados de perdas de potência ativa e reativa total do sistema teste sem regulador de tensão e com os VEs carregando no período de carga pesada.

Figura 4.8 - Perda de potência ativa e reativa total do sistema IEEE 13 barras - VEs carregando - CPSRT.



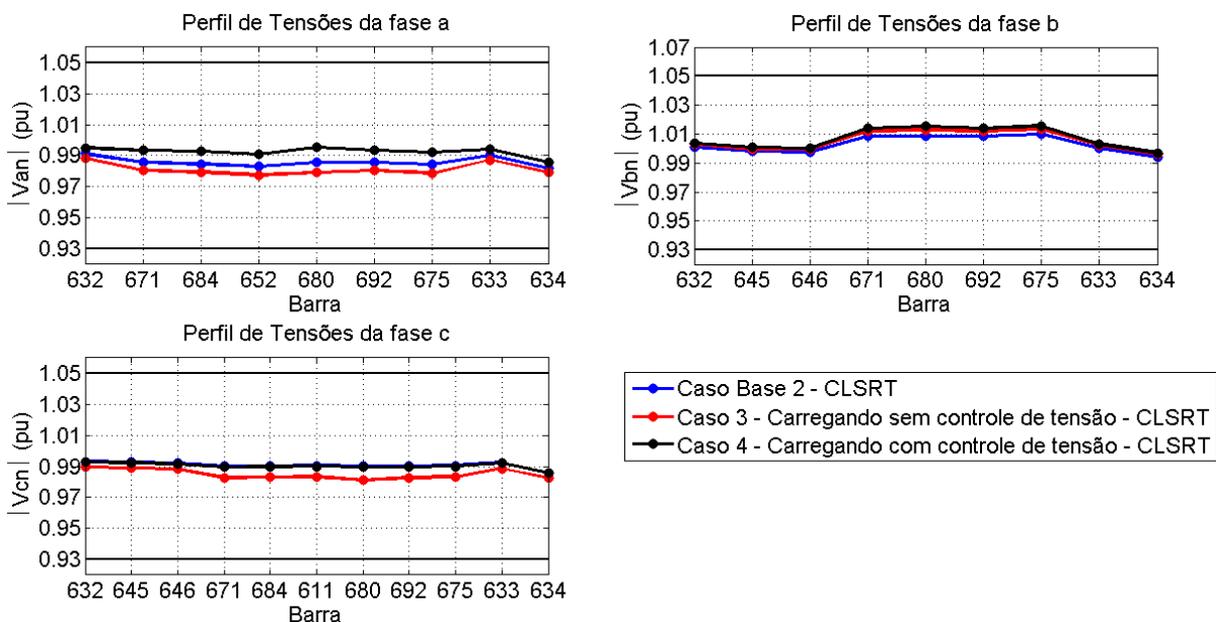
Fonte: Próprio autor.

Analisando a Figura 4.8, percebe-se que a perda de potência ativa total do sistema aumentou 18 % para o Caso 1 e diminuiu 23,5 % para Caso 2, ambos em relação ao Caso Base 1. A perda de potência reativa total do sistema aumentou 34,3 % para o Caso 1 e aumentou 19,3 % para o Caso 2 em relação ao Caso Base 1.

#### 4.4.2 Veículos Elétricos Carregando – Carga Leve sem Regulador de Tensão (CLSRT)

A Figura 4.9 mostra o perfil de tensões das três fases do sistema teste sem regulador e com os VEs carregando. Considera-se que o sistema está no período de carga leve.

Figura 4.9 - Perfil de tensões do sistema IEEE 13 barras com os VEs carregando - CLSRT.

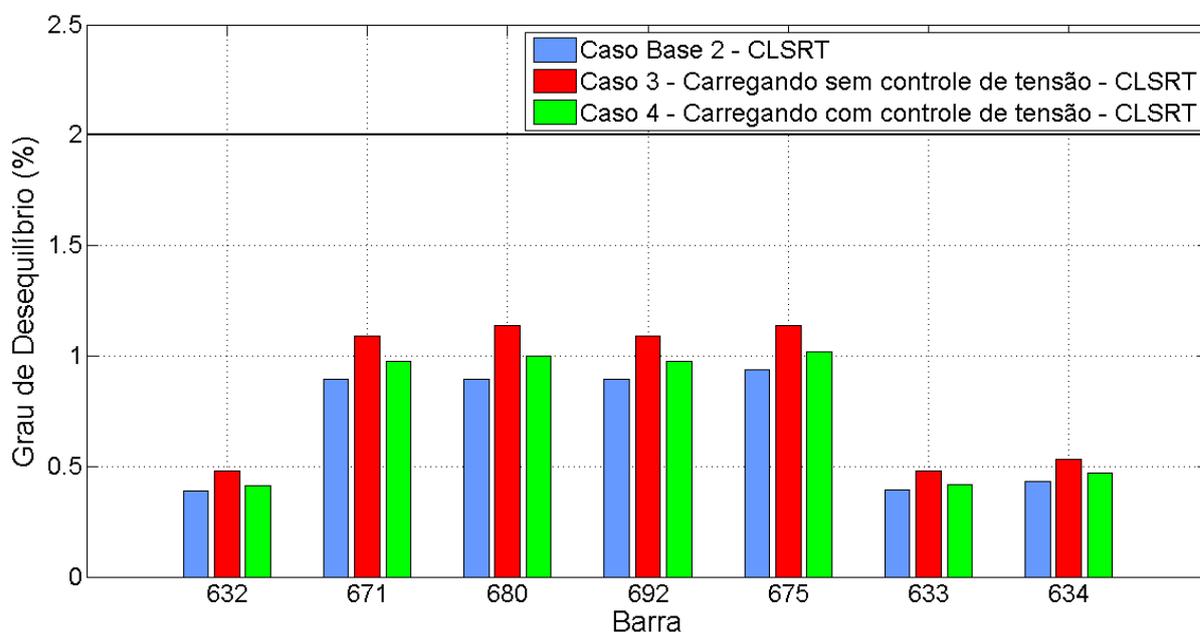


Fonte: Próprio autor.

Analisando a Figura 4.9, percebe-se que não houve violação de tensão para nenhum dos casos simulados. Como a tensão na barra da subestação é 1,0 pu nas três fases e como a queda de tensão nas linhas de distribuição é pequena, as tensões nas barras do sistema são próximas de 1,0 pu.

A Figura 4.10 mostra o GD das barras trifásicas do sistema teste sem regulador de tensão e com os VEs carregando no período de carga leve.

Figura 4.10 - Grau de desequilíbrio em percentual do sistema IEEE 13 barras sem regulador com os VEs carregando - CLSRT.

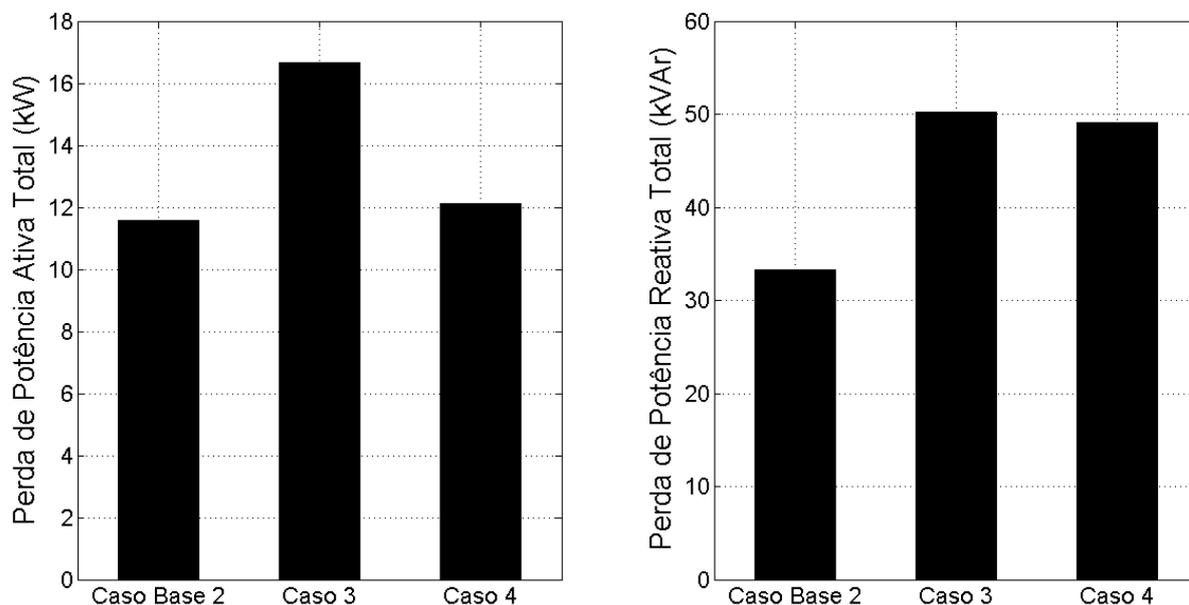


Fonte: Próprio autor.

Analisando a Figura 4.10, nota-se que o percentual de GD aumentou 22,76 % para o Caso 3 e 8,33 % para o Caso 2 em média em relação ao Caso Base 2. O GD de todas as barras do sistema se encontra dentro do limite permitido de 2%. O maior valor de GD foi registrado na barra 632 para o Caso Base 2 correspondendo ao valor de 0,3912 % .

A Figura 4.11 mostra os resultados de perdas de potência ativa e reativa total do sistema teste sem regulador de tensão e com os VEs carregando no período de carga leve.

Figura 4.11 - Perda de potência ativa e reativa total do sistema IEEE 13 barras - VEs carregando - CLSRT.



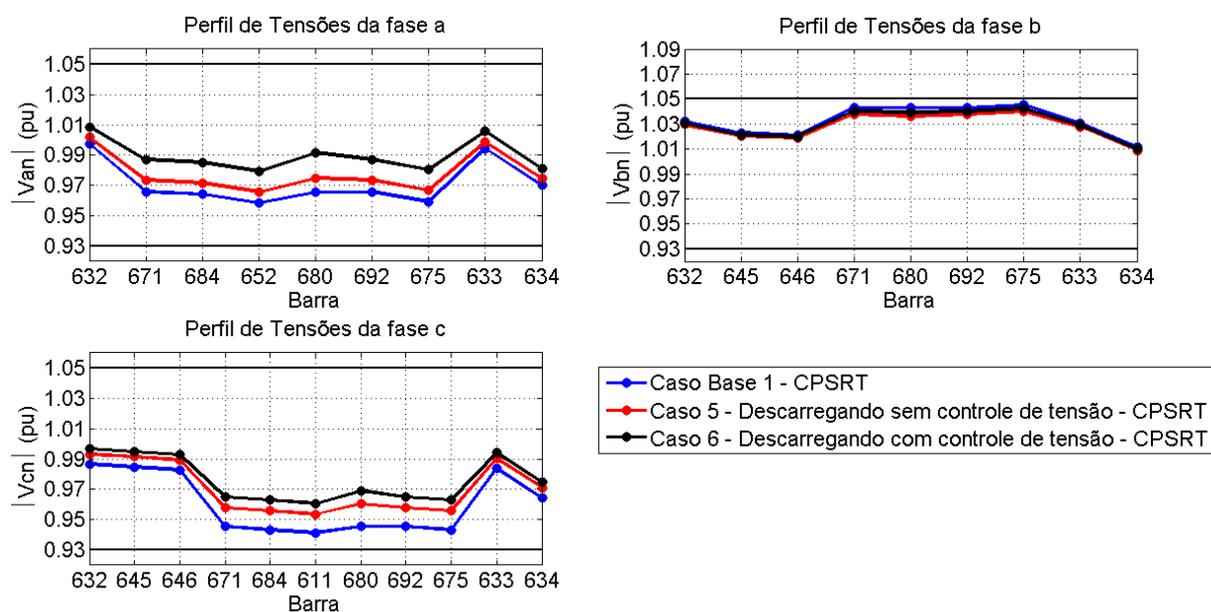
Fonte: Próprio autor.

Analisando a Figura 4.11, percebe-se que a perda de potência ativa total aumentou 43,8% para o Caso 3 e 4,7 % para o Caso 4 em relação ao Caso Base 2. A potência reativa total aumentou 51% para o Caso 3 e 47,6 % para o Caso 4 em relação ao Caso Base 2.

#### ***4.4.3 Veículos Elétricos Descarregando - Carga Pesada sem Regulador de Tensão (CPSRT)***

A Figura 4.12 mostra o perfil de tensões das três fases do sistema teste sem regulador e com os VEs descarregando. Considera-se que o sistema está no período de carga pesada.

Figura 4.12 - Perfil de tensões do sistema IEEE 13 barras com os VEs descarregando - CPSRT.

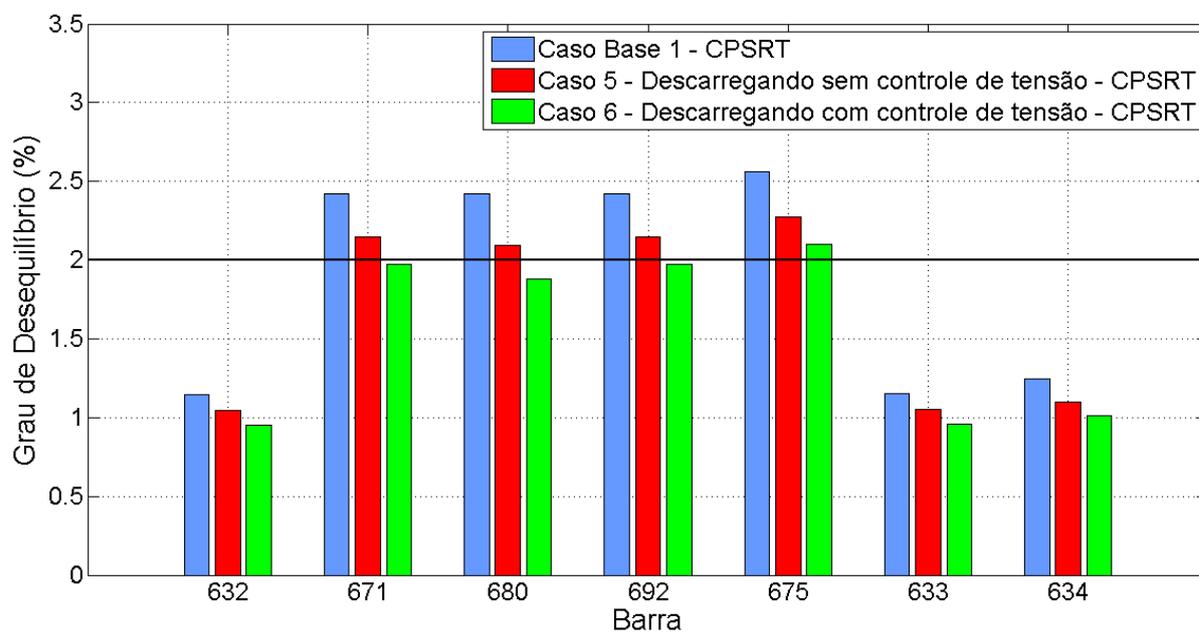


Fonte: Próprio autor.

Analisando a Figura 4.12, nota-se que todas as tensões estão dentro do limite permitido. Como existem poucos VEs conectados à fase b do sistema, o perfil de tensões da fase b apresentou pouca diferença entre os casos simulados. No perfil de tensão das outras fases, os Casos 5 e 6 apresentaram uma melhoria no perfil de tensão em relação ao Caso Base 1.

A Figura 4.13 mostra o grau de desequilíbrio das barras trifásicas do sistema teste sem regulador de tensão e com os VEs descarregando no período de carga pesada.

Figura 4.13 - Grau de desequilíbrio em percentual do sistema IEEE 13 barras com os VEs descarregando - CPSRT.

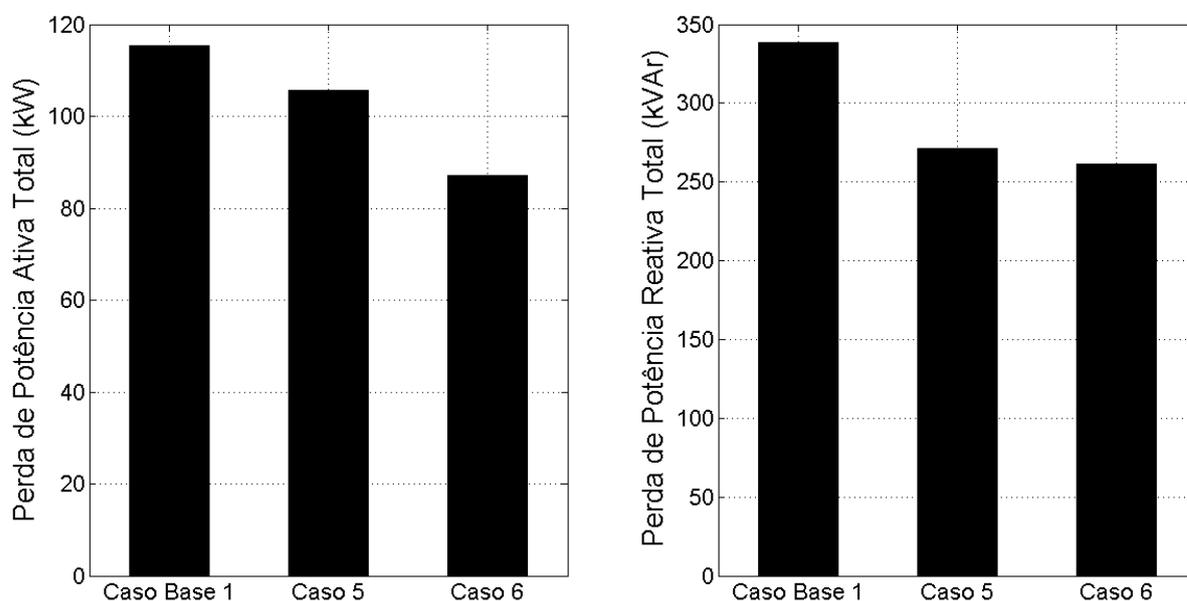


Fonte: Próprio autor.

De acordo com a Figura 4.13, nota-se que o percentual de GD diminuiu 11 % para o Caso 5 e 18,59 % para o Caso 6 em média em relação ao Caso Base 1. O Caso 6 permitiu que o GD das barras 671, 680, 692 ficasse dentro do limite permitido. O maior GD foi registrado na barra 675 para o Caso Base 1 correspondendo ao valor de 2,5623 %. O menor GD foi registrado na barra 632 para o Caso 6 correspondendo ao valor de 0,954 %.

A Figura 4.14 mostra os resultados de perdas de potência ativa e reativa total do sistema teste sem regulador de tensão e com os VEs descarregando no período de carga pesada.

Figura 4.14 - Perda de potência ativa e reativa total do sistema IEEE 13 barras - VEs descarregando - CPSRT.



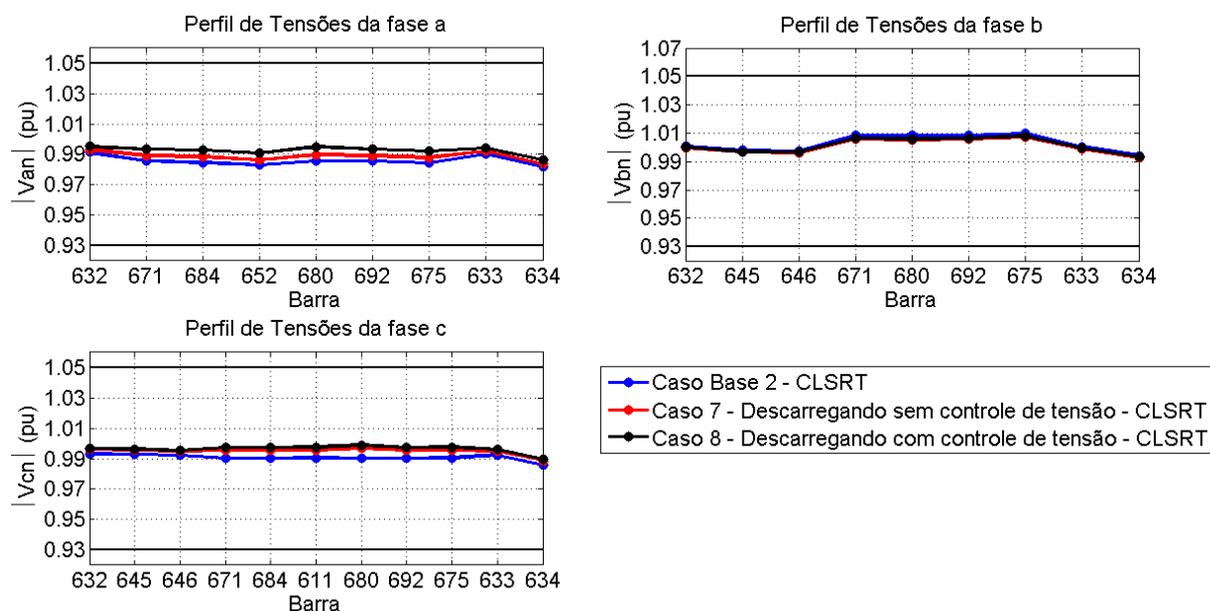
Fonte: Próprio autor.

Analisando a Figura 4.14, percebe-se a perda de potência ativa total diminuiu 8,5 % para o Caso 5 e 24,5 % para o Caso 6 em relação ao Caso Base 1. A perda de potência reativa total do sistema diminuiu 20% para o Caso 5 e 22,8 % para o Caso 6 em relação ao Caso Base 1. Logo, a inserção de VEs com controle de tensão de sequência positiva na barra 680 de 1,0 pu provocou uma redução maior das perdas em relação ao Caso Base 1 do que para o caso dos VEs sem controle de tensão.

#### **4.4.4 Veículos Elétricos Descarregando - Carga Leve sem Regulador de Tensão (CLSRT)**

A Figura 4.15 mostra o perfil de tensões das três fases do sistema teste sem regulador e com os VEs descarregando. Considera-se que o sistema está no período de carga leve.

Figura 4.15 - Perfil de tensões para o sistema IEEE 13 barras com os VEs descarregando - CLSRT.

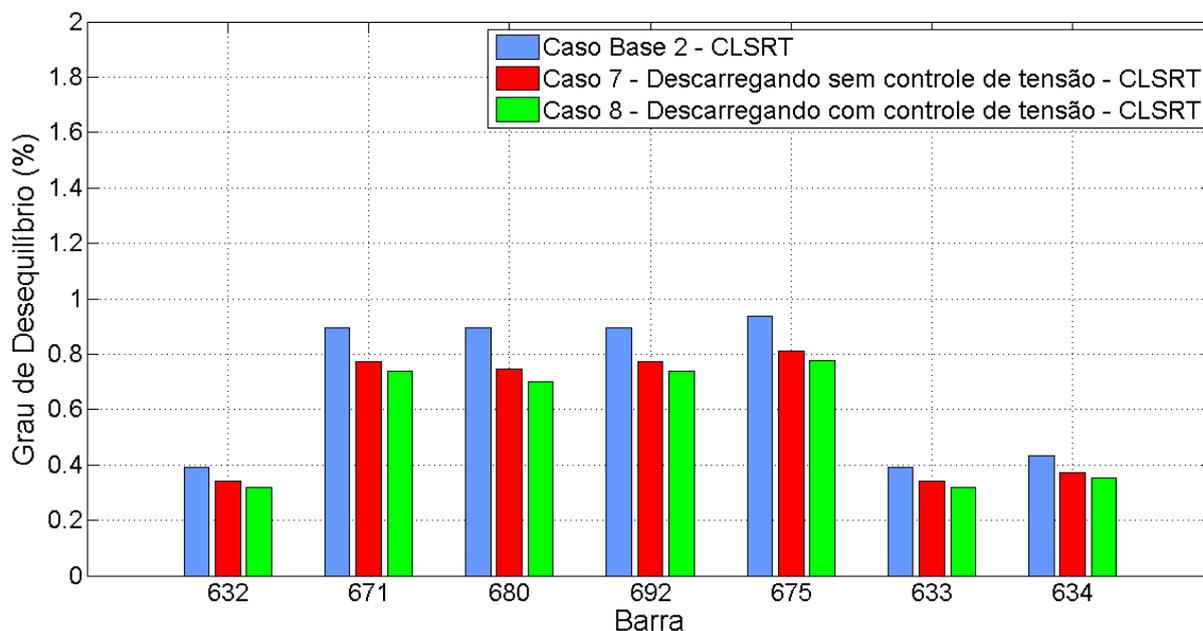


Fonte: Próprio autor.

Analisando a Figura 4.15, percebe-se que todas as tensões estão dentro do limite permitido. Novamente há pouca diferença no perfil de tensões da fase b para os casos simulados, visto que há menos VEs na fase b. Nota-se ainda que nas fases a e b o Caso 8 apresentou uma melhoria no perfil de tensões.

A Figura 4.16 mostra o grau de desequilíbrio das barras trifásicas do sistema teste sem regulador de tensão e com os VEs descarregando no período de carga leve.

Figura 4.16 - Grau de desequilíbrio em percentual do sistema IEEE 13 barras sem regulador com os VEs descarregando - CLSRT.

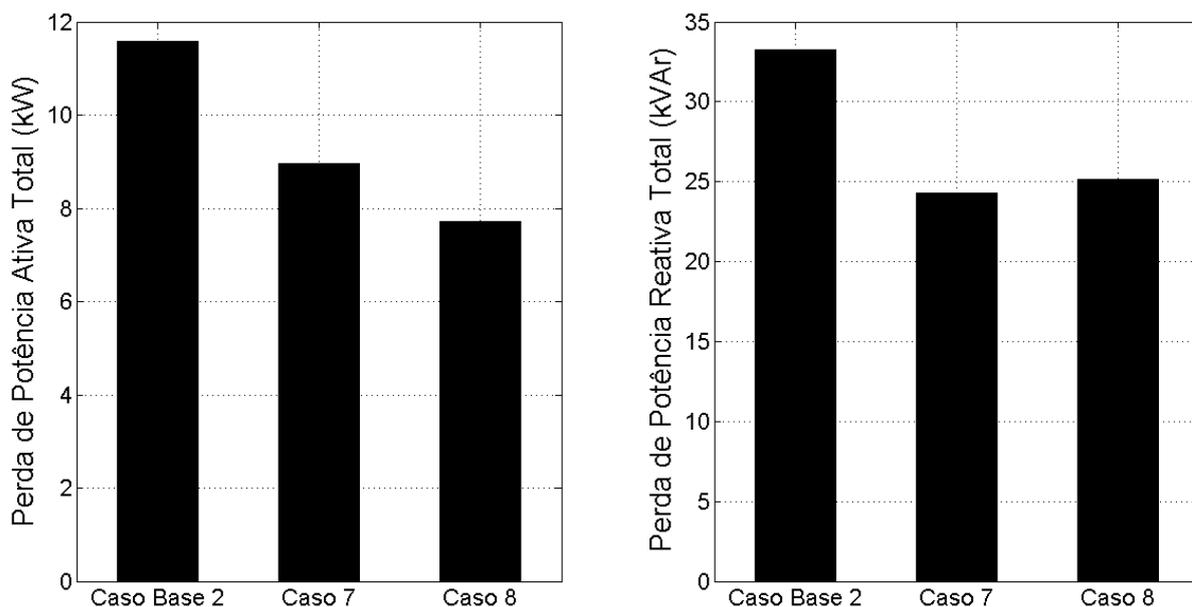


Fonte: Próprio autor.

Analisando a Figura 4.16, nota-se que o percentual de GD diminuiu 14,11 % para o Caso 7 e 18,58 % para o Caso 8 em média em relação ao Caso Base 2. Para a tensão de sequência positiva da barra 680 especificada em 1,0 pu no Caso 8, o GD de todas as barras trifásicas apresentou valores inferiores ao Caso Base 2 e ao Caso 7. Todas as barras operam com GD inferior a 2 %, portanto de acordo com a norma.

A Figura 4.17 mostra os resultados de perdas de potência ativa e reativa total do sistema teste sem regulador de tensão e com os VEs descarregando no período de carga leve.

Figura 4.17 - Perda de potência ativa e reativa total do sistema IEEE 13 barras - VEs descarregando - CLSRT.



Fonte: Próprio autor.

Analisando a Figura 4.17, percebe-se que a perda de potência ativa total do sistema diminuiu 22,8 % para o Caso 7 e 33,5 % para o Caso 8, ambos em relação ao Caso Base 2. A perda de potência reativa total diminuiu 27,1 % para o Caso 7 e 24,4 % para o Caso 8, ambos em relação ao Caso Base 2.

#### 4.5 Simulações do Sistema IEEE 13 barras com Regulador de Tensão

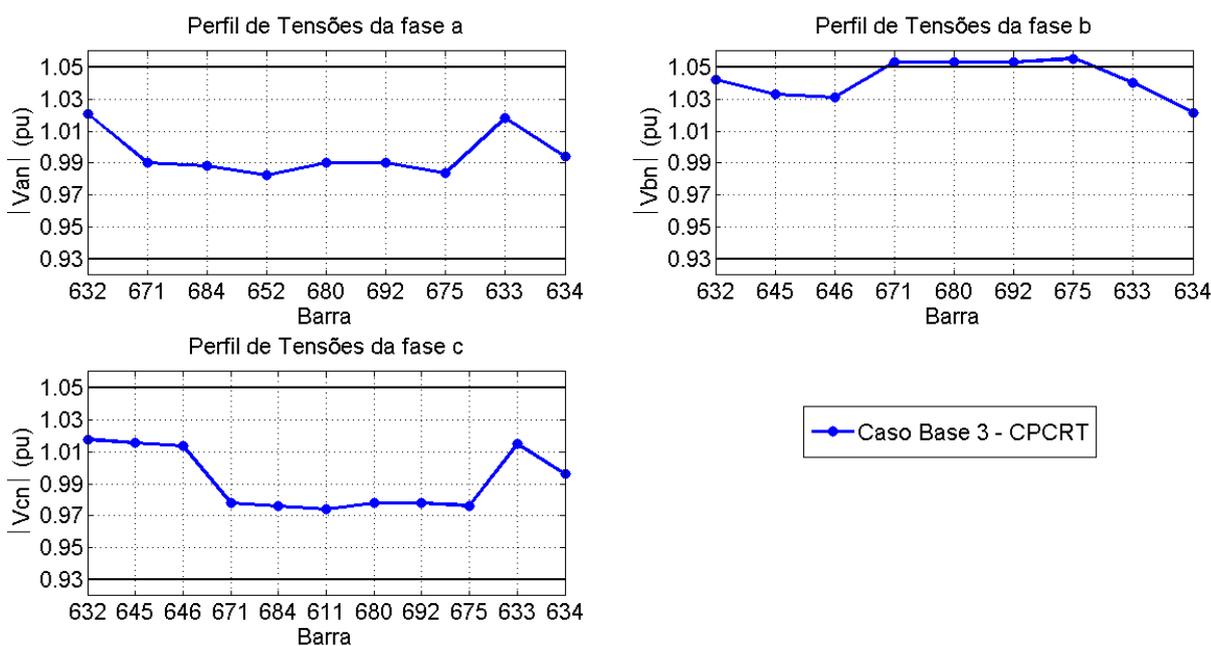
Os resultados de simulação a seguir se referem ao sistema IEEE 13 barras com o regulador de tensão trifásico conectado na subestação. São utilizados os dados do sistema original com os níveis de carga pesada e de carga leve.

##### 4.5.1 Caso Base 3 - Carga Pesada com Regulador de Tensão (CPCRT)

O caso descrito nessa seção se refere ao sistema IEEE 13 barras com regulador de tensão e sem os VEs conectados. Considera-se que o sistema se apresenta em carga pesada (demanda máxima).

A Figura 4.18 mostra o perfil de tensões do sistema teste com regulador de tensão na subestação no período de carga pesada.

Figura 4.18 - Perfil de tensões do sistema IEEE 13 barras - Caso Base 3 - CPCRT.

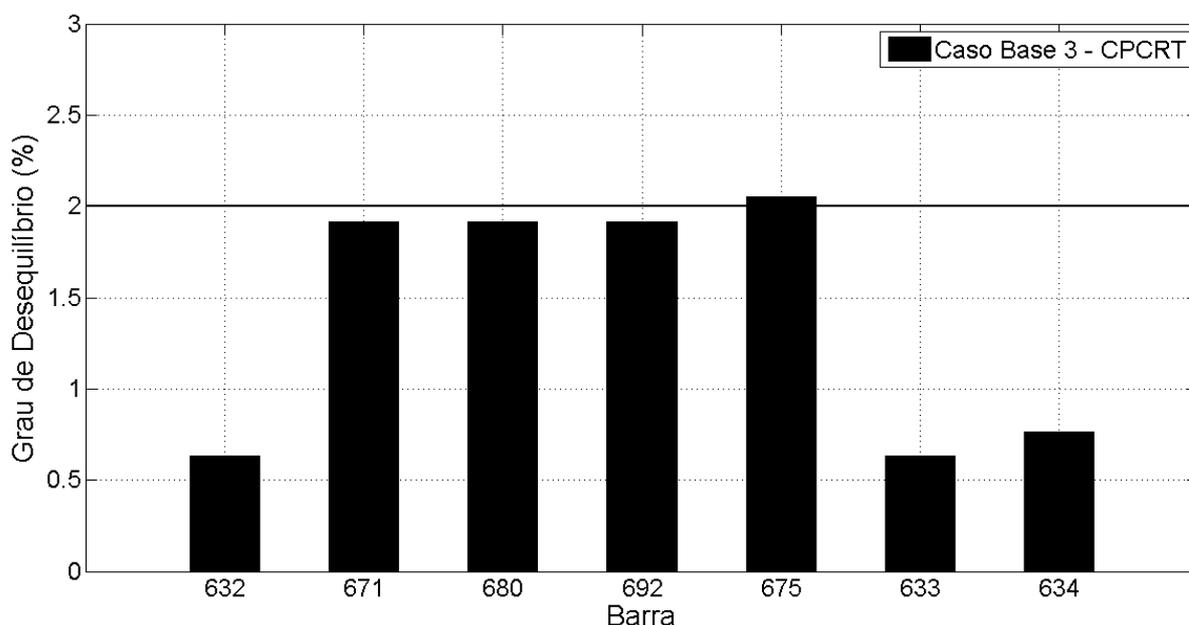


Fonte: Próprio autor.

Analisando a Figura 4.18, percebe-se que há violação de tensão nas barras 671, 680, 692 e 675 na fase b. A maior tensão foi registrada na barra 675 na fase b correspondendo ao valor de 1,0553 pu. A menor tensão foi registrada na barra 684 na fase c correspondendo ao valor de 0,9760 pu.

A Figura 4.19 mostra o grau de desequilíbrio das barras trifásicas do sistema teste com regulador de tensão e sem os VEs no período de carga pesada.

Figura 4.19 - Grau de desequilíbrio em percentual do sistema IEEE 13 barras - Caso Base 3 - CPCRT.



Fonte: Próprio autor.

Analisando a Figura 4.19, percebe-se que só há violação no GD para a barra 675. Logo, a presença do regulador de tensão na subestação provoca uma melhora no GD das barras trifásicas desse sistema quando comparado ao Caso Base 1 (sem regulador de tensão). O menor valor de GD foi registrado na barra 632 correspondendo ao valor de 0,6307 %. O maior valor de GD foi registrado na barra 675 correspondendo ao valor de 2,0521 %.

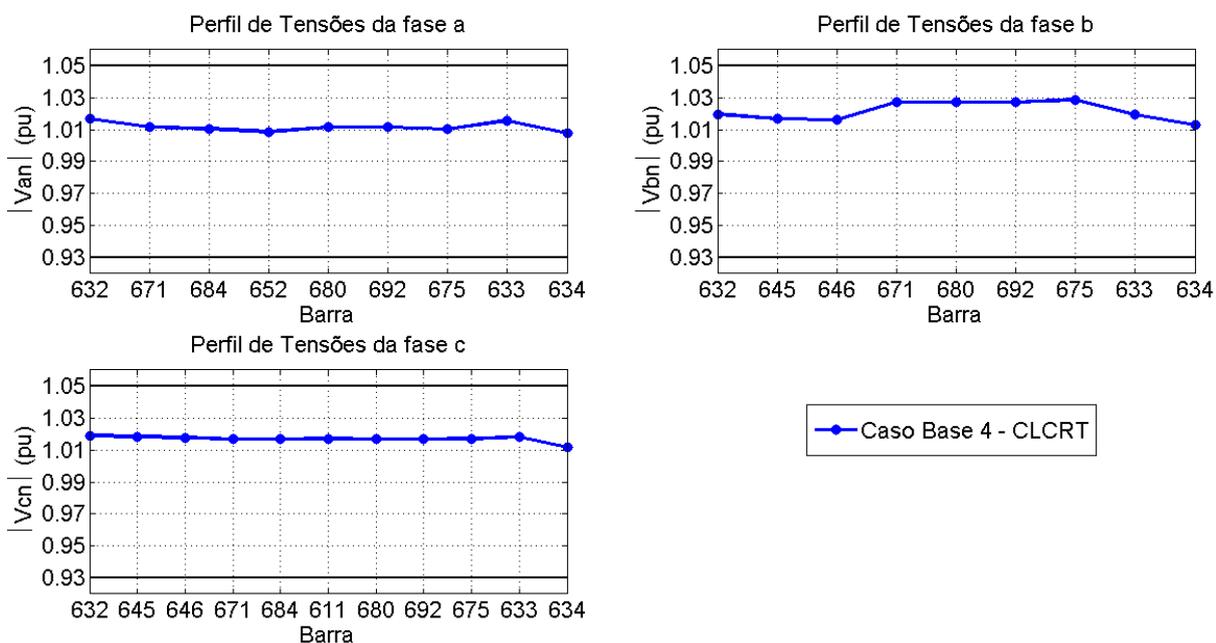
O sistema apresenta 110,61 kW de perda de potência ativa e 324,69 kVAr de perda de potência reativa.

#### 4.5.2 Caso Base 4 - Carga Leve com Regulador de Tensão (CLCRT)

O caso descrito nessa seção se refere ao sistema IEEE 13 barras com regulador de tensão e sem os VEs conectados. Considera-se que o sistema se apresenta em carga leve (demanda mínima).

A Figura 4.20 mostra o perfil de tensões do sistema teste com regulador de tensão no período de carga pesada.

Figura 4.20 - Perfil de tensões do sistema IEEE 13 barras - Caso Base 4 - CLCRT.

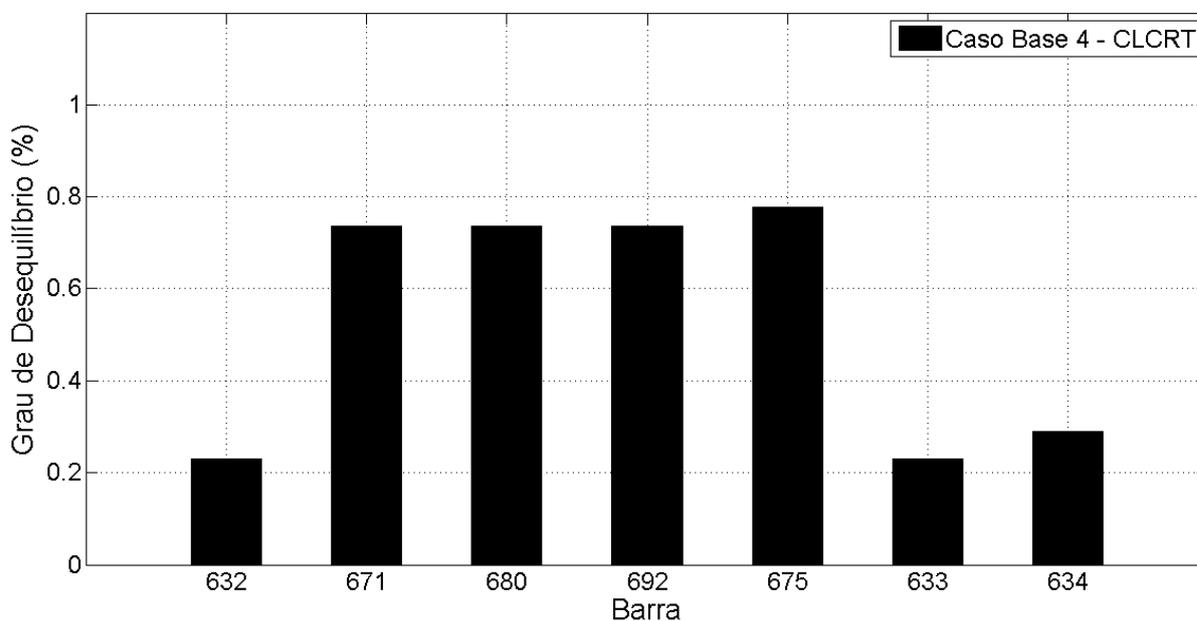


Fonte: Próprio autor.

Analisando a Figura 4.20, percebe-se que todas as tensões estão dentro do limite permitido. O maior valor de tensão foi registrado na barra 675 na fase b correspondendo ao valor de 1,0288 pu. O menor valor de tensão foi registrado na barra 634 na fase a correspondendo ao valor de 1,0079 pu.

A Figura 4.21 mostra o grau de desequilíbrio das barras trifásicas do sistema teste com regulador de tensão e sem os VEs no período de carga leve.

Figura 4.21 - Grau de desequilíbrio em percentual do sistema IEEE 13 barras com regulador - Caso Base 4 - CLCRT.



Fonte: Próprio autor.

Analisando a Figura 4.21, nota-se que todos os valores de GD estão dentro do limite permitido de 2 %. O maior valor de GD foi registrado na barra 675 correspondendo ao valor de 0,7772 %. O menor valor de GD foi registrado na barra 632 correspondendo ao valor de 0,2294 %.

O sistema apresenta 11,31 kW de perda de potência ativa e 32,39 kVAr de perda de potência reativa.

#### 4.6 Simulações do Sistema IEEE 13 Barras com Regulador de Tensão e com Veículos Elétricos Conectados

Nos casos de simulação a seguir, os VEs foram conectados na barra 680 do sistema IEEE 13 barras com regulador de tensão. Adotou-se a mesma disposição de VEs da Seção 4.2.

Serão mostrados os resultados para os seguintes casos:

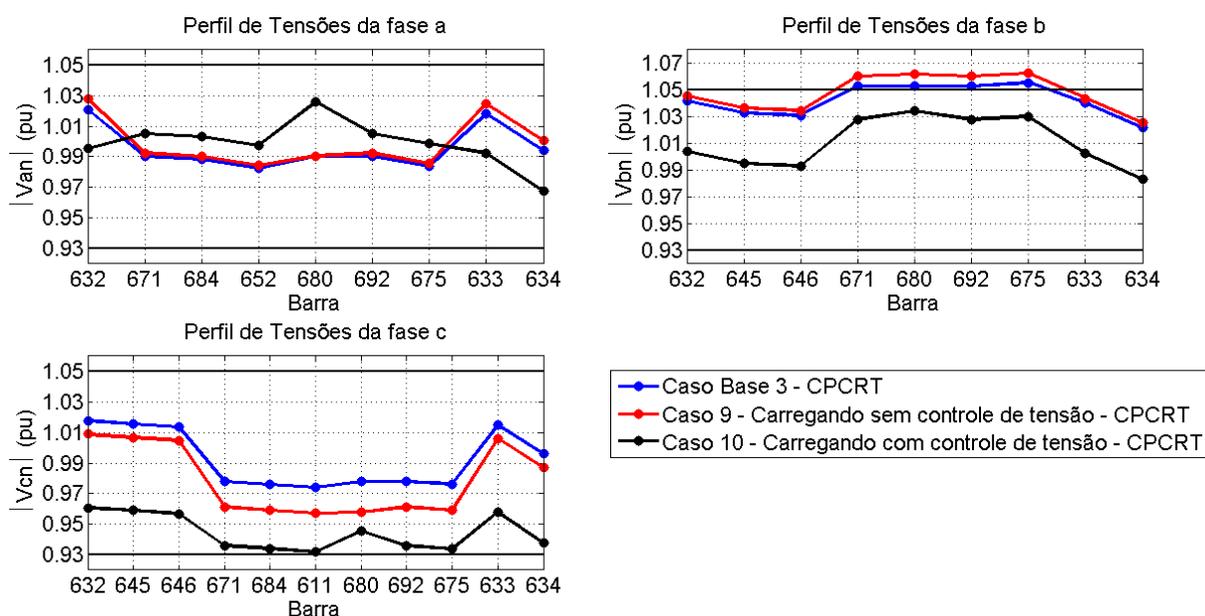
- a) Caso 9: VEs carregando sem controle de tensão - CPCRT
- b) Caso 10: VEs carregando com controle de tensão - CPCRT

- c) Caso 11: VEs carregando sem controle de tensão - CLCRT
- d) Caso 12: VEs carregando com controle de tensão - CLCRT
- e) Caso 13: VEs descarregando sem controle de tensão - CPCRT
- f) Caso 14: VEs descarregando com controle de tensão - CPCRT
- g) Caso 15: VEs descarregando sem controle de tensão - CLCRT
- h) Caso 16: VEs descarregando com controle de tensão - CLCRT

#### 4.6.1 Veículos Elétricos Carregando – Carga Pesada com Regulador de Tensão (CPCRT)

A Figura 4.22 mostra o perfil de tensões do sistema teste com regulador de tensão e com os VEs carregando no período de carga pesada.

Figura 4.22 - Perfil de tensões para o sistema IEEE 13 barras - VEs carregando - CPCRT.

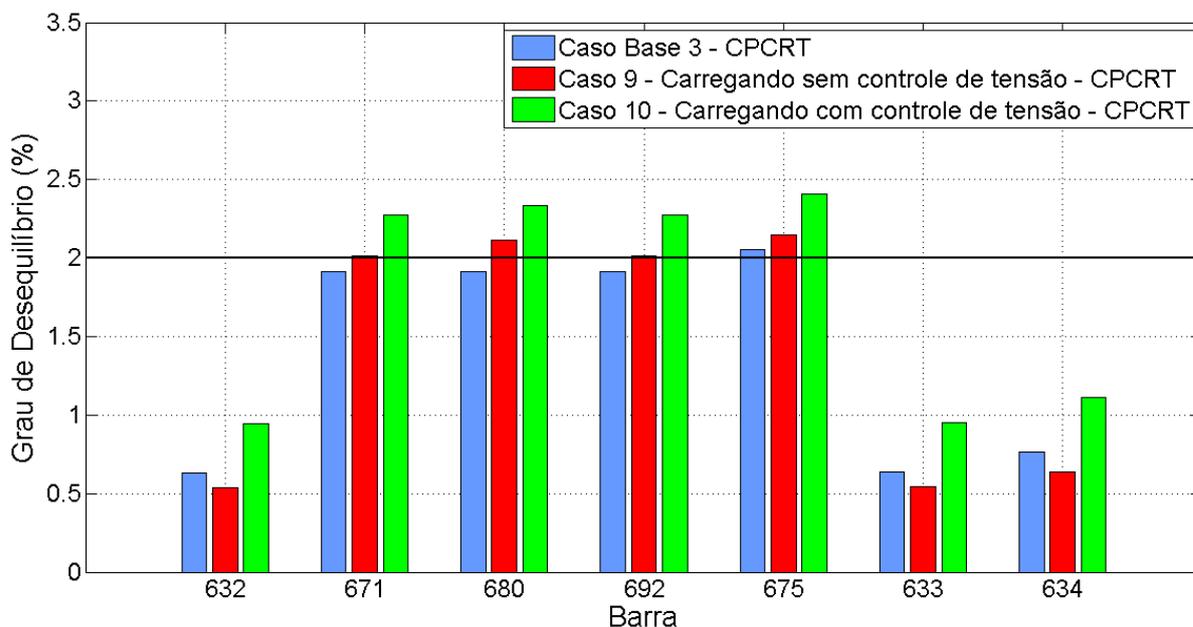


Fonte: Próprio autor.

Analisando a Figura 4.22, percebe-se que há violação de tensão nas barras 671, 680, 692, 675 na fase b para o Caso Base 3 e o Casos 9. O maior valor de tensão foi registrado na barra 675 na fase b correspondendo ao valor de 1,0624 pu. O menor valor de tensão foi registrado na barra 611 na fase c correspondendo ao valor de 0,9319 pu.

A Figura 4.23 mostra o grau de desequilíbrio das barras trifásicas do sistema teste com regulador de tensão e com os VEs carregando no período de carga pesada.

Figura 4.23 - Grau de desequilíbrio em percentual do sistema IEEE 13 barras com regulador - VEs carregando - CPCRT.

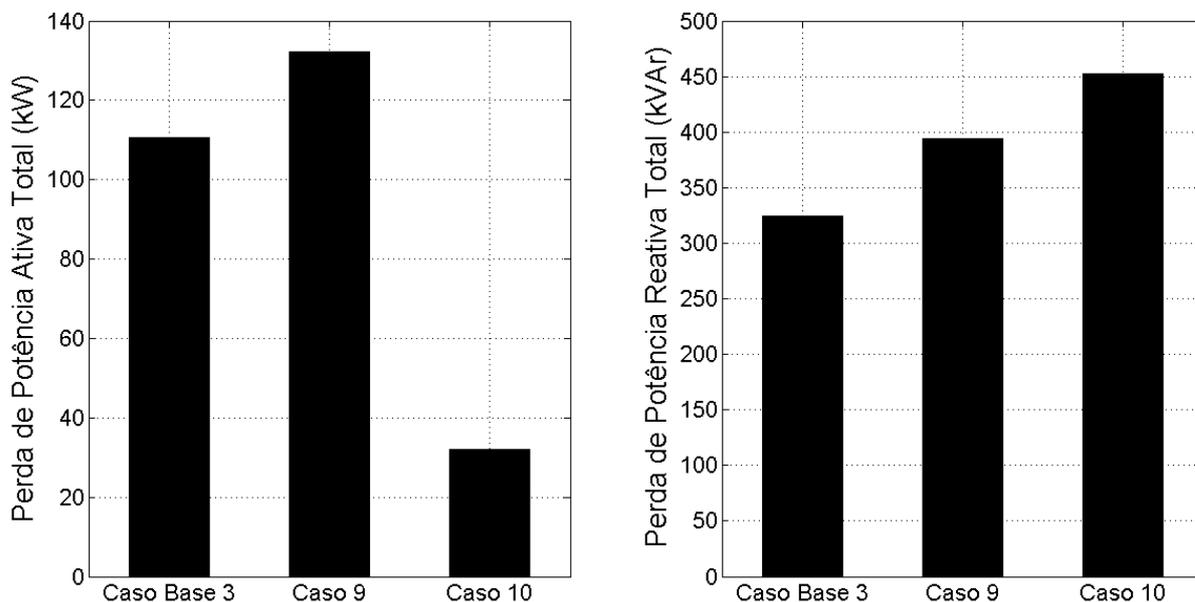


Fonte: Próprio autor.

De acordo com a Figura 4.23, nota-se que o percentual de GD diminuiu 3,05 % para o Caso 9 e aumentou 31,6 % para o Caso 10 em média em relação ao Caso Base 3. O maior valor de GD foi registrado na barra 675 para o Caso 10 correspondendo ao valor de 2,4102 %. O menor valor de GD foi registrado na barra 632 correspondendo ao valor de 0,5377 %.

A Figura 4.24 mostra os resultados de perdas de potência ativa e reativa total do sistema teste com regulador de tensão e com os VEs carregando no período de carga pesada.

Figura 4.24 - Perda de potência ativa e reativa total do sistema IEEE 13 barras - VEs carregando - CPCRT.



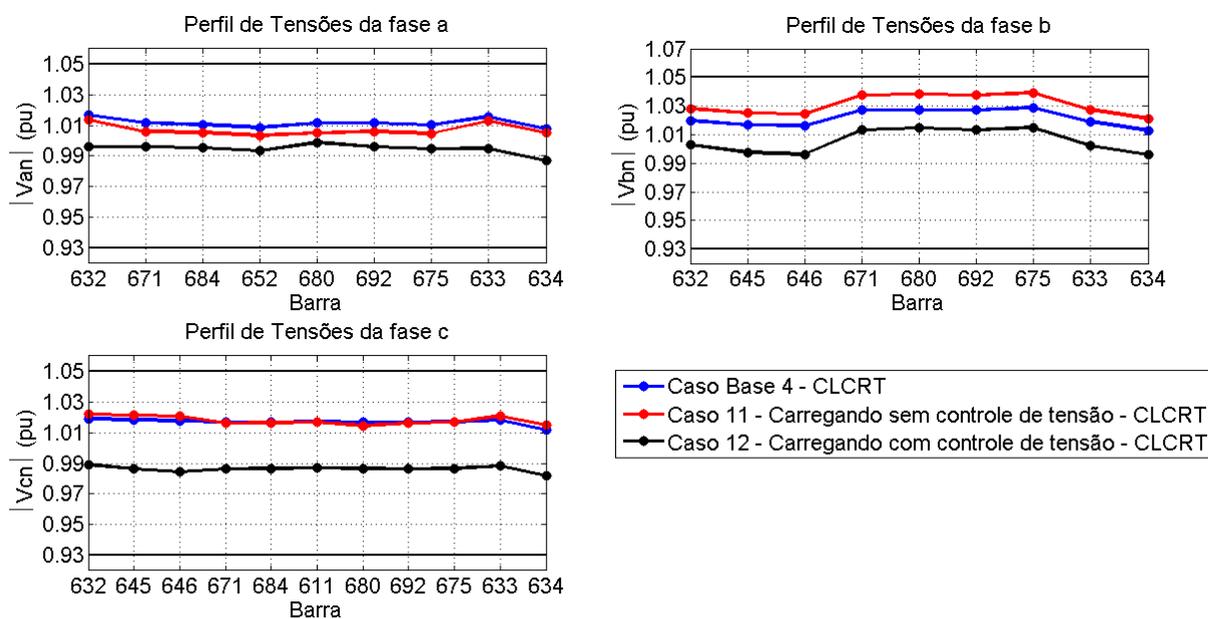
Fonte: Próprio autor.

Analisando a Figura 4.24, nota-se que a perda de potência ativa total aumentou 19,5 % para o Caso 9 e diminuiu 71,1 % para o Caso 10. A perda de potência reativa total aumentou 21,4 % para o Caso 9 e 39,4 % para o Caso 10.

#### 4.6.2 Veículos Elétricos Carregando - Carga Leve com Regulador de Tensão (CLCRT)

A Figura 4.25 mostra o perfil de tensões do sistema teste com regulador de tensão e com os VEs carregando no período de carga leve.

Figura 4.25 - Perfil de tensões para o sistema IEEE 13 barras - VEs carregando - CLCRT.

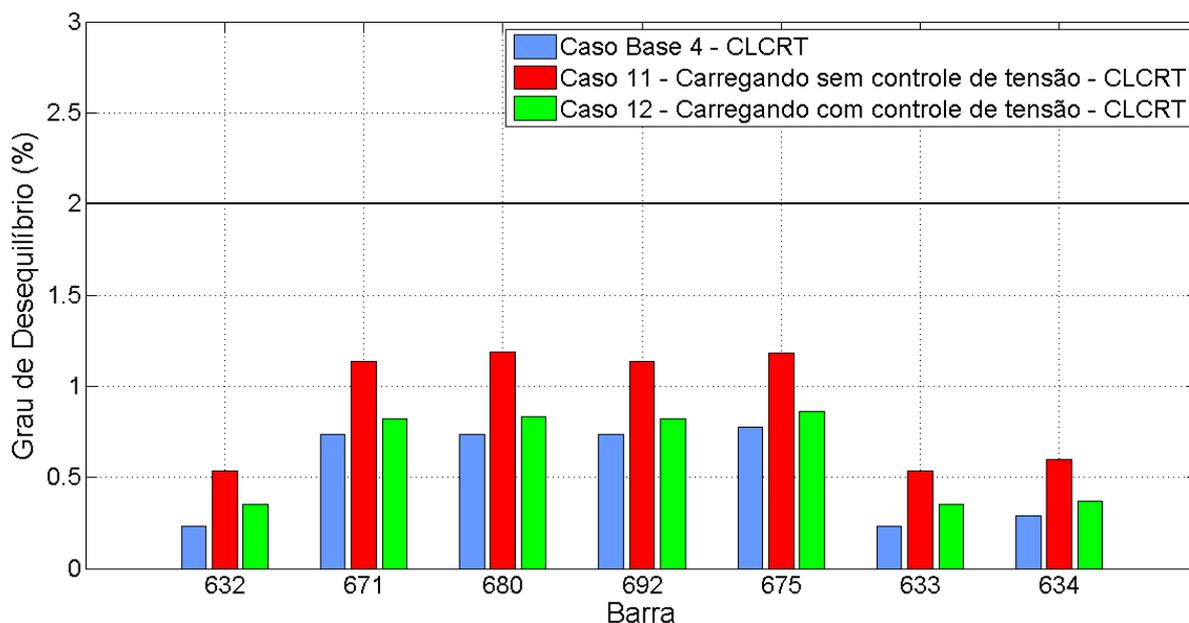


Fonte: Próprio autor.

Analisando a Figura 4.25, percebe-se que não há violação de tensão para nenhuma das fases do sistema. A maior tensão foi registrada na barra 675 na fase b para o Caso 11 correspondendo ao valor de 1,0391 pu. A menor tensão foi registrada na barra 634 na fase c para o Caso 12 correspondendo ao valor de 0,9818 pu.

A Figura 4.26 mostra o grau de desequilíbrio das barras trifásicas do sistema teste com regulador de tensão e com os VEs carregando no período de carga leve.

Figura 4.26 - Grau de desequilíbrio em percentual do sistema IEEE 13 barras com regulador - VEs carregando - CLCRT.

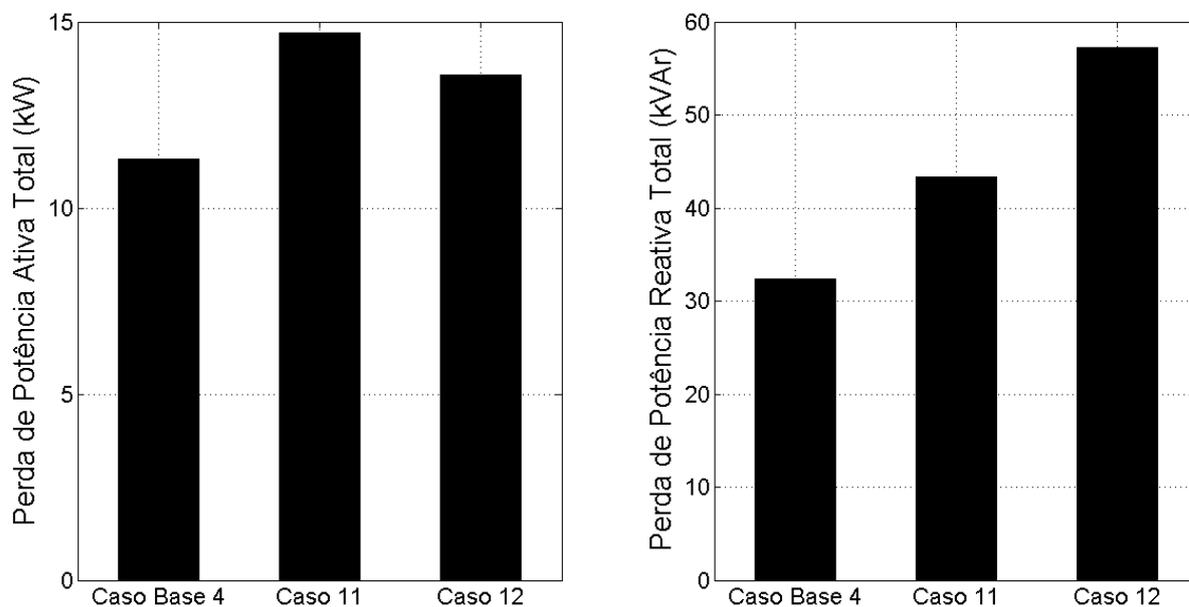


Fonte: Próprio autor.

Analisando a Figura 4.26, nota-se que o percentual de GD aumentou 85,19 % para o Caso 11 e 26,34 % para o Caso 12 em média em relação ao Caso Base 4. Os GDs de todas as barras trifásicas do sistema estão dentro do limite permitido de 2 %. O maior valor de GD foi registrado na barra 680 para o Caso 11 correspondendo ao valor de 1,1868 %. O menor valor de GD foi registrado na barra 632 para o Caso Base 4 correspondendo ao valor de 0,2294 %.

A Figura 4.27 mostra os resultados de perdas de potência ativa e reativa total do sistema teste com regulador de tensão e com os VEs carregando no período de carga leve.

Figura 4.27 - Perda de potência ativa e reativa total do sistema IEEE 13 barras - VEs carregando - CLCRT.



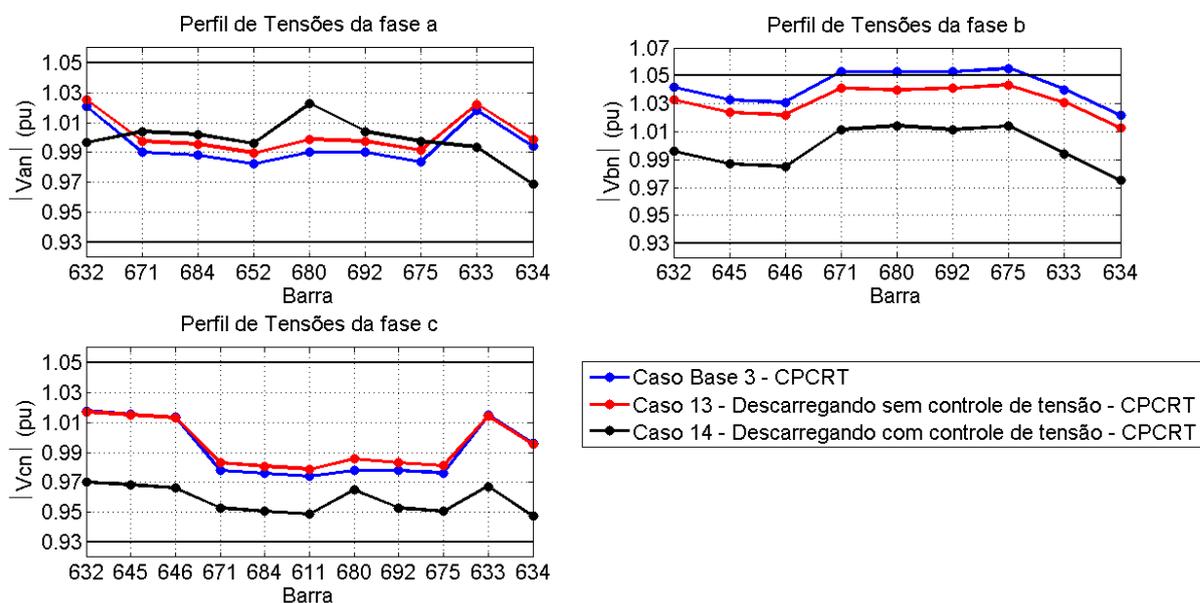
Fonte: Próprio autor.

Analisando a Figura 4.27, nota-se que a perda de potência ativa total aumentou 43,8 % para o Caso 11 e 20,1 % para o Caso 12 em relação ao Caso Base 4. A perda de potência reativa aumentou 33,9 % para o Caso 11 e 76,5 % para o Caso 12 em relação ao Caso Base 4.

#### ***4.6.3 Veículos Elétricos Descarregando - Carga Pesada com Regulador de Tensão (CPCRT)***

A Figura 4.28 mostra o perfil de tensões do sistema teste com regulador de tensão e com os VEs descarregando no período de carga pesada.

Figura 4.28 - Perfil de tensões do sistema IEEE 13 barras - VEs descarregando - CPCRT.

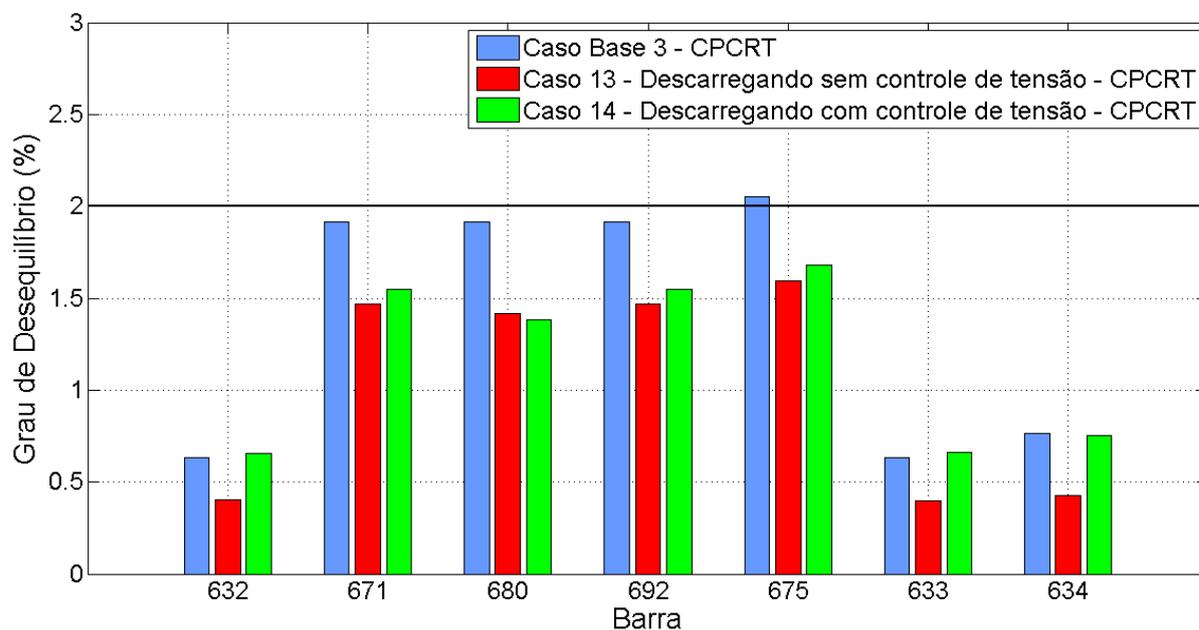


Fonte: Próprio autor.

Analisando a Figura 4.28, nota-se que há violação de tensão nas barras 671, 680, 692 e 675 somente para o Caso Base 3. A inserção de VEs descarregando com e sem controle de tensão faz com que as tensões do sistema operem dentro do limite permitido. A maior tensão foi registrada na barra 675 na fase b correspondendo ao valor de 1,0553 pu. A menor tensão foi registrada na barra 634 na fase c correspondendo ao valor de 0,9475 pu.

A Figura 4.29 mostra o grau de desequilíbrio das barras trifásicas do sistema teste com regulador de tensão e com os VEs descarregando no período de carga pesada.

Figura 4.29 - Grau de desequilíbrio em percentual do sistema IEEE 13 barras com regulador - VEs carregando - CPCRT.

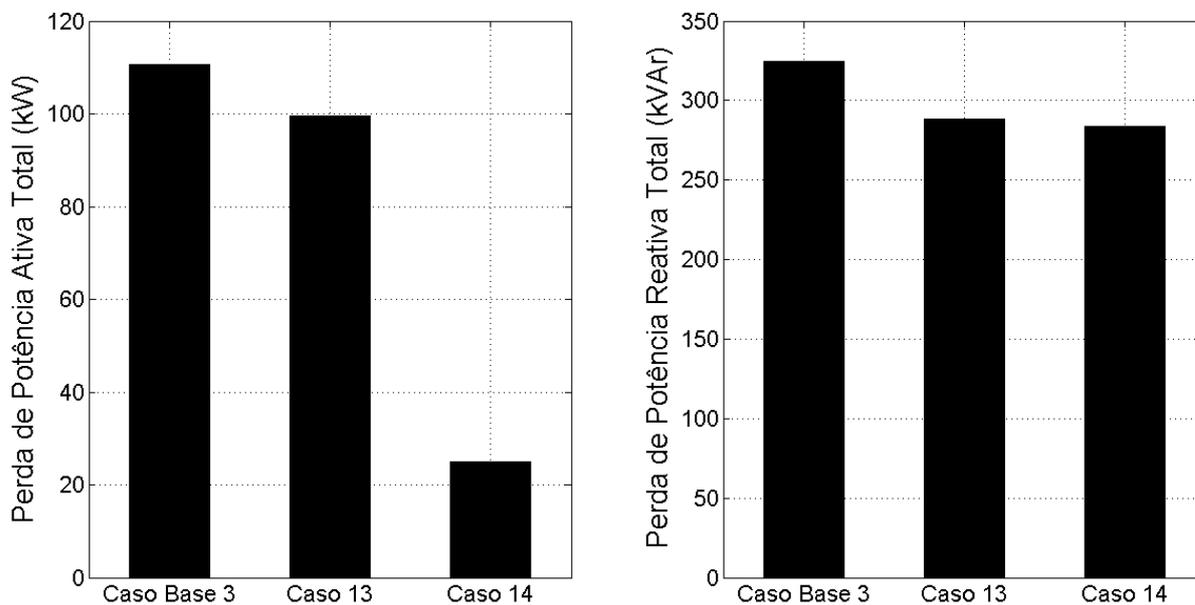


Fonte: Próprio autor.

Analisando a Figura 4.29, nota-se que o percentual de GD diminuiu 30,28 % para o Caso 13 e 11,27 % para o Caso 14 em média em relação ao Caso Base 3. Só há violação do limite permitido de GD na barra 675 para o Caso Base 3. A inserção de VEs descarregando com e sem controle de tensão reduziu o percentual de GD para a maioria das barras do sistema. O maior valor de GD foi registrado na barra 675 para o Caso Base 3 correspondendo ao valor de 2,0521 %. O menor valor de GD foi registrado na barra 632 para Caso 13 correspondendo ao valor de 0,401 %.

A Figura 4.30 mostra os resultados de perdas de potência ativa e reativa total do sistema teste com regulador de tensão e com os VEs descarregando no período de carga pesada.

Figura 4.30 - Perda de potência ativa e reativa total do sistema IEEE 13 barras - VEs descarregando - CPCRT.



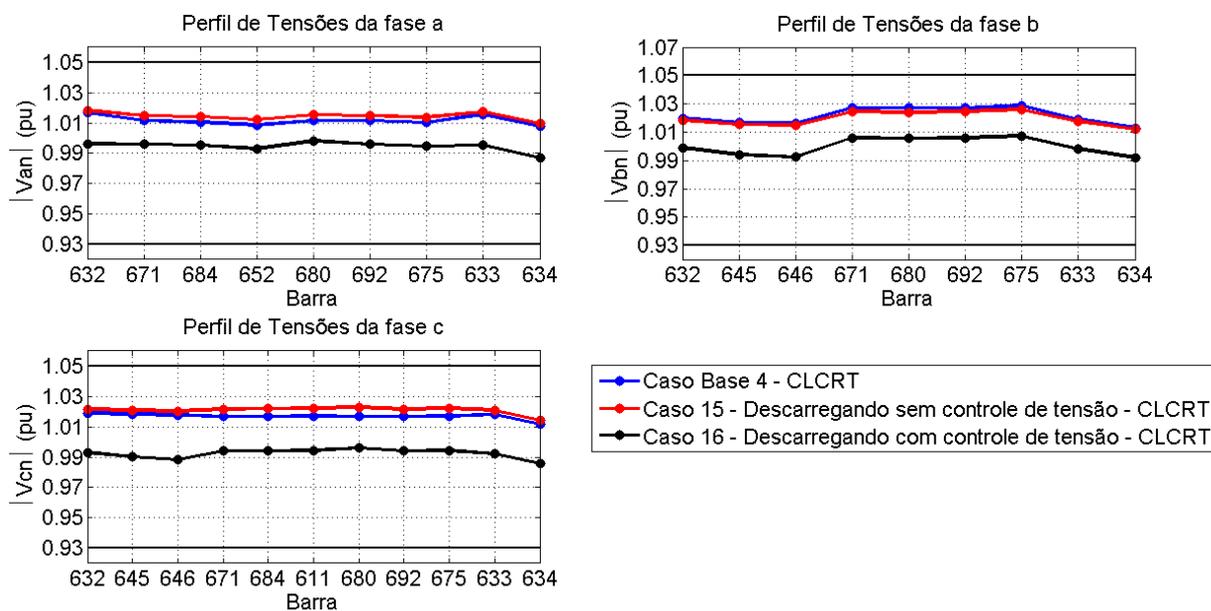
Fonte: Próprio autor.

Analisando a Figura 4.30, percebe-se que a perda de potência ativa total diminuiu 10 % para o Caso 13 e 77,5 % para o Caso 14 em relação ao Caso Base 3. A perda de potência reativa total diminuiu 11,1 % para o Caso 13 e 12,6 % para o Caso 14 em relação ao Caso Base 3.

#### 4.6.4 Veículos Elétricos Descarregando - Carga Leve com Regulador de Tensão (CLCRT)

A Figura 4.31 mostra o perfil de tensões do sistema teste com regulador de tensão e com os VEs descarregando no período de carga leve.

Figura 4.31 - Perfil de tensões do sistema IEEE 13 barras - VEs descarregando - CLCRT.

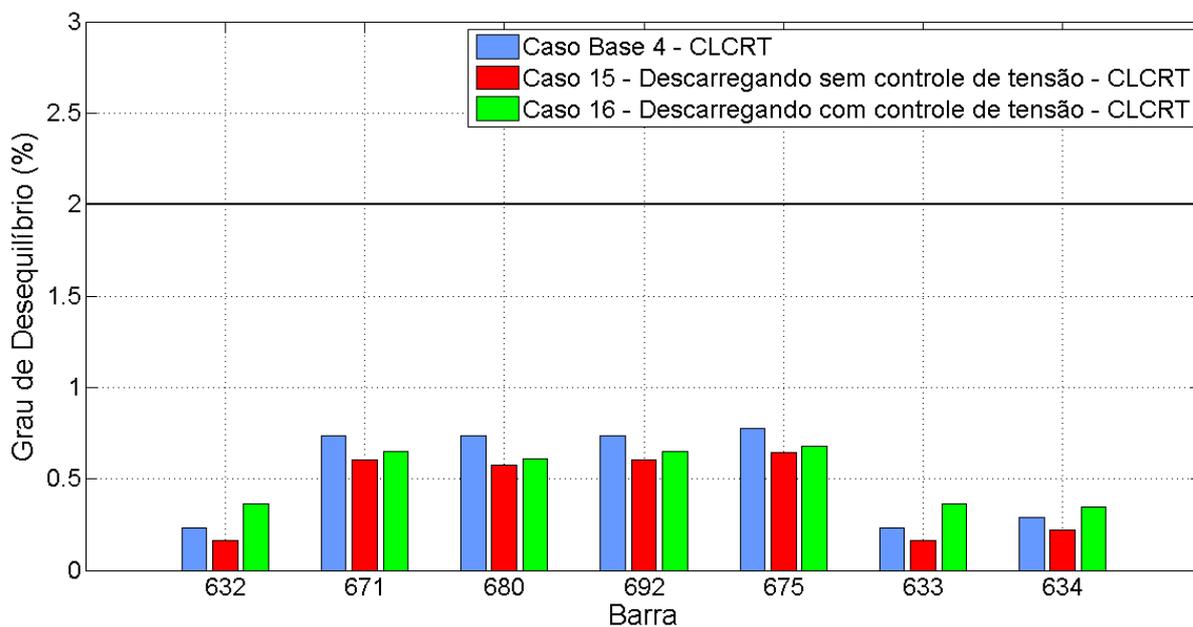


Fonte: Próprio autor.

Analisando a Figura 4.31, percebe-se que não há violação de tensão para nenhuma das fases do sistema. A maior tensão foi registrada na barra 675 na fase b para o Caso 16 correspondendo ao valor de 1,0299 pu. A menor tensão foi registrada na barra 634 na fase c para o Caso 16 correspondendo ao valor de 0,9858 pu.

A Figura 4.32 mostra o grau de desequilíbrio das barras trifásicas do sistema teste com regulador de tensão e com os VEs descarregando no período de carga leve.

Figura 4.32 - Grau de desequilíbrio em percentual do sistema IEEE 13 barras com regulador - VEs descarregando - CLCRT.

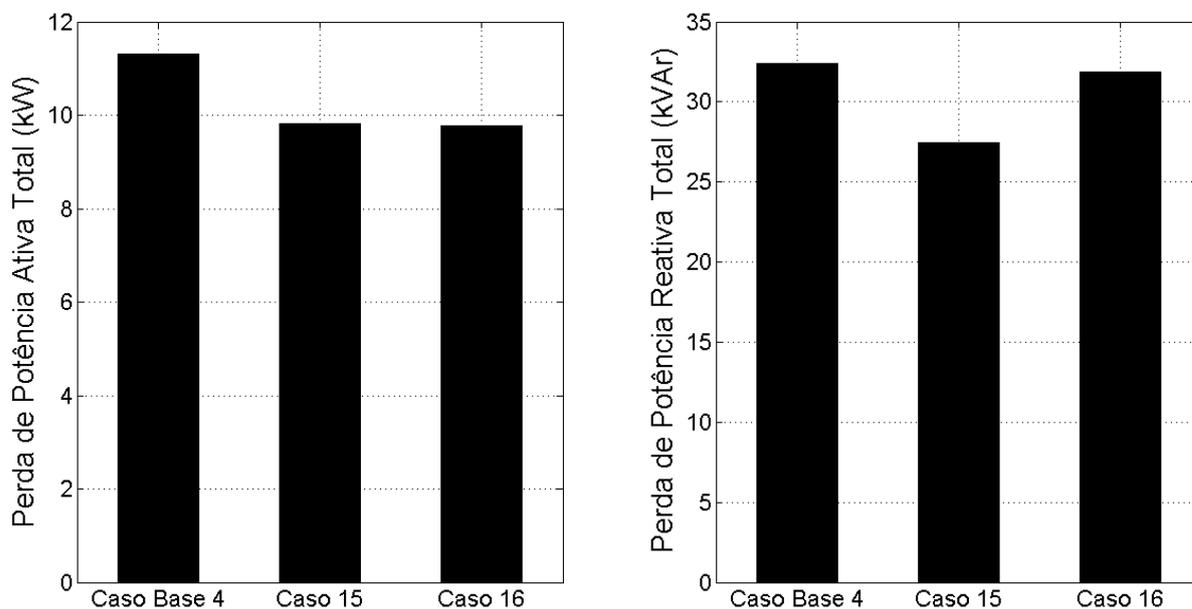


Fonte: Próprio autor.

Analisando a Figura 4.32, nota-se que o percentual de GD diminuiu 22,18 % para o Caso 15 e aumentou 11,64 % para o Caso 16 em média em relação ao Caso Base 4. Todos os GDs estão dentro do limite permitido de 2 %. Nota-se que o Caso 15 apresentou uma redução em relação ao Caso Base 4 e que o Caso 16 apresentou uma redução para as barras 671, 680, 692 e 675 e um aumento para as barras 632, 633 e 634 em relação ao Caso Base 4.

A Figura 4.33 mostra os resultados de perdas de potência ativa e reativa total do sistema teste com regulador de tensão e com os VEs descarregando no período de carga leve.

Figura 4.33 - Perda de potência ativa e reativa total do sistema IEEE 13 barras - VEs descarregando - CLCRT.



Fonte: Próprio autor.

Analisando a Figura 4.33, nota-se que a perda de potência ativa total diminuiu 13,2 % para o Caso 15 e 13,6 % para o Caso 16 em relação ao Caso Base 4. A perda de potência reativa total diminuiu 15,3 % para o Caso 15 e diminuiu 1,6 % para o Caso 16.

#### 4.7 Comparação dos Casos do Veículo Elétrico Sem e Com Controle de Tensão

A Tabela 4.1 mostra uma comparação do impacto nas perdas de potência ativa e reativa total e no GD de tensão para os casos do VE sem e com controle de tensão de sequência positiva. Foram selecionados os casos que provocaram os maiores impactos. Vale ressaltar que as variações com sinal positivo representam um aumento no parâmetro elétrico em relação ao respectivo Caso Base e as variações com sinal negativo representam uma redução no parâmetro elétrico também em relação ao respectivo Caso Base.

Tabela 4.1 - Comparação dos casos do VE sem e com controle de tensão.

Descrição do Caso	Variações em percentual		
	Perda de Pot. Ativa	Perda de Pot. Reativa	GD
Carregando sem controle de tensão - CLSRT	43,8	51	22,76
Carregando com controle de tensão - CLSRT	4,7	47,6	8,33
Descarregando sem controle de tensão - CLSRT	-22,8	-27,1	-14,11
Descarregando com controle de tensão - CLSRT	-33,5	-24,4	-18,58
Carregando sem controle de tensão - CPCRT	19,5	21,4	-3,05
Carregando com controle de tensão - CPCRT	-71,1	39,4	31,6
Descarregando sem controle de tensão - CPCRT	-10	-11,1	-30,28
Descarregando com controle de tensão - CPCRT	-77,5	-12,6	-11,27

Fonte: Próprio autor.

De acordo com a Tabela 4.1, percebe-se que para o VE carregando com o sistema em carga leve sem regulador de tensão, o caso sem controle de tensão apresentou impactos maiores para os três parâmetros. Para o VE descarregando com o sistema em carga leve sem regulador de tensão, o caso com controle de tensão apresentou maiores impactos nos parâmetros: perda de potência ativa total e GD de tensão. Para o VE carregando com o sistema em carga pesada com regulador de tensão, o caso com controle de tensão apresentou impactos maiores para os três parâmetros elétricos. Para o VE descarregando com o sistema em carga pesada com regulador de tensão, o caso com controle de tensão apresentou impactos maiores para dois parâmetros: perda de potência ativa e reativa total.

## 5 CONCLUSÃO

Este trabalho teve como objetivo analisar o impacto da conexão de VEs na operação em regime permanente de um sistema de distribuição. Para tanto, vários modelos de equipamentos presentes em sistemas de distribuição foram usados: linhas de distribuição aéreas monofásicas, bifásicas e trifásicas, linhas de distribuição subterrâneas, cargas conectadas em delta e em estrela, bancos de capacitores, transformadores de distribuição e reguladores de tensão. Além disso, implementou-se o modelo de VE atuando como carga e gerador distribuído com e sem controle de tensão. Logo depois, desenvolveu-se um programa computacional de fluxo de potência trifásico na linguagem MATLAB com todos esses modelos. Através desse programa, analisou-se então o sistema de distribuição IEEE 13 barras nos períodos de carga pesada e de carga leve sem e com o regulador de tensão na subestação e com os VEs conectados. Procurou-se observar o impacto de VEs no perfil de tensão do sistema, nas perdas elétricas e no grau de desequilíbrio de tensão das barras do sistema.

Para o sistema sem regulador de tensão, pode-se afirmar que:

- a) De forma geral, quando os VEs atuam como carga, as perdas de potência ativa e reativa total aumentam. O maior percentual de aumento ocorreu para o caso em que os VEs atuam como carga sem controle de tensão para o período de carga leve, registrando aumentos de 43,8 % e de 51 % para a perda de potência ativa e reativa total, respectivamente. As tensões para o caso do VE com controle de tensão aumentam em relação ao caso base. Em alguns casos houve violação de tensão. O grau de desequilíbrio aumenta em média, sendo esse aumento de no máximo 22,76 % em média quando os VEs atuam como carga sem controle de tensão para o sistema em carga leve.
- b) Quando os VEs atuam como cargas com tensão de sequência positiva especificada de 1,0 pu, houve redução de 23,5 % da perda de potência ativa total do sistema.
- c) Quando os VEs atuam como geradores distribuídos, o perfil de tensão da fase menos carregada permanece praticamente inalterado e o das outras fases melhora. As perdas de potência ativa e reativa total do sistema diminuem, sendo os maiores percentuais de redução 33,5 % e 27,1 %, respectivamente. O grau de desequilíbrio diminui em média, sendo a maior redução 18,59 % em

média para o caso do VE com controle de tensão com o sistema em carga pesada.

- d) O grau de desequilíbrio pode ser mantido abaixo de 2 % conectando-se VEs como geradores distribuídos com controle de tensão de sequência positiva especificada em 1,0 pu.

Para o sistema com regulador de tensão, pode-se afirmar que:

- a) Quando os VEs atuam como carga, as perdas de potência ativa e reativa total aumentam. O maior aumento na perda de potência ativa total foi de 43,8 % para o caso dos VEs sem controle de tensão com o sistema em carga leve. O maior aumento na perda de potência reativa total foi de 76,5 % para o caso dos VEs com controle de tensão com o sistema em carga leve. Em geral, o grau de desequilíbrio aumenta em média, sendo 85,19 % o maior percentual de aumento para o caso dos VEs sem controle de tensão com o sistema em carga leve.
- b) Quando os VEs atuam como cargas com tensão de sequência positiva especificada de 1,0 pu, houve redução significativa (71,1 %) da perda de potência ativa total do sistema.
- c) Quando os VEs atuam como geradores distribuídos, as perdas de potência ativa e reativa diminuem. A maior redução para a perda de potência ativa total foi de 77,5 % para o caso dos VEs com controle de tensão com o sistema em carga pesada. A maior redução para a perda de potência reativa total foi de 15,3 % para o caso dos VEs sem controle de tensão com o sistema em carga leve. O grau de desequilíbrio diminui em média, sendo a maior redução 30,28 % para o caso dos VEs sem controle de tensão com o sistema em carga pesada. Entretanto, houve aumento de 11,64 % do grau de desequilíbrio em média para o caso dos VEs com controle de tensão com o sistema em carga leve. Em geral, as tensões das barras do sistema diminuíram em módulo para os casos dos VEs com controle de tensão.

Finalmente, conclui-se com essa dissertação que é possível quantificar o impacto de VEs em um sistema de distribuição através da modelagem trifásica e de um programa desenvolvido na linguagem MATLAB. Foram analisados importantes parâmetros para a

operação normal do sistema de distribuição, tais como perfil de tensão, perdas elétricas e grau de desequilíbrio.

### **SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS**

Para dar continuidade à pesquisa, é feita a seguinte sugestão:

- a) Utilizar o modelo de VE com características estocásticas no algoritmo de solução de fluxo de potência trifásico, fazendo uso da Teoria de Filas. Dessa forma é possível estimar, por exemplo, o número de VEs em cada barra do sistema.
- b) Analisar microrrede com vários tipos de geração, tais como: geração eólio-elétrica, geração fotovoltaica e VEs.
- c) Realizar estudos de fluxo de potência com harmônicos, visto que o VSC do VE produz harmônicos na tensão que em grande escala podem causar impactos no sistema.

## REFERÊNCIAS

ALMADA, Janaína Barbosa. **Modelagem, Controle e Gerenciamento da Operação de Microrredes com Fontes Renováveis**. 2013. 218 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2013.

AMJAD, Shaik; NEELAKRISHNAN, S.; RUDRAMOORTHY, R.. Review of design considerations and technological challenges for successful development and deployment of plug-in hybrid electric vehicles. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, n. 14, p.1104-1110, out. 2009.

ANEEL, **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) – Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica**. 2015.

BARAN, Renato. **A Introdução de Veículos Elétricos no Brasil: Avaliação do Impacto no Consumo de Gasolina e Eletricidade**. 2012. 139 f. Tese (Doutorado) - Curso de Planejamento Energético, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

BATTERY UNIVERSITY. **Basic to advanced battery information from battery university**. 2015. Disponível em: <<http://batteryuniversity.com/>>. Acesso em: 25 fev. 2015.

BRITO JÚNIOR, Francisco José Barbosa de. **Estudo, Projeto e Desenvolvimento de um Conversor CA-CC BUCK+BOOST Aplicado a Carregadores de Baterias para Veículos Elétricos**. 2013. 199 f. Tese (Doutorado) - Curso de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza - CE, 2013.

CLEMENT-NYNS, K.; HAESSEN, E.; DRIESEN, J.. **The Impact of Charging Plug-In Hybrid Electric Vehicles on a Residential Distribution Grid**. *IEEE Transactions On Power Systems*, v. 25, n. 1, p.371-380, fev. 2010.

DÍAZ-GONZÁLEZ, F.. **A Review of energy storage technologies for wind power application**. *Renewable And Sustainable Energy Reviews*, v. 16, p.2154-2171, fev. 2012.

DSACOM. **Test Feeders**. Disponível em: <<http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/>>. Acesso em: 21 out. 2014.

EHSANI, Mehrdad; GAO, Yimin. **Modern Electric, Hybrid Electric, and Fuel Cell Vehicles: Fundamentals, Theory, and Design (Power Electronics and Applications Series)**. CRC Press, 2004. 424 p.

ELECTROVAN, Gm. **1966 GM Electrovan - First Hydrogen Fuel Cell Vehicle**. Disponível em: <<http://www.hydrogencarsnow.com/gm-electrovan.htm>>. Acesso em: 25 maio 2015.

EMADI, Ali; WILLIAMSON, Sheldon S.; KHALIGH, Alireza. **Power Electronics Intensive Solutions for Advanced Electric, Hybrid Electric, and Fuel Cell Vehicular Power Systems**. IEEE Transactions On Power Electronics, v. 21, n. 3, p.567-577, maio 2006.

EPE. **Balanco Energético Nacional 2012**. 2013. Disponível em: <[https://www.ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio\\_Final\\_BEN\\_2012.pdf](https://www.ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2012.pdf)>. Acesso em: 03 maio 2015.

FORD, Andrew. **Electric Vehicles and the Electric Utility Company**. Energy Policy, v. 22, n. 7, p.555-570, 1994.

GARCIA-VALLE, Rodrigo; VLACHOGIANNIS, John G.. **Letter to the Editor: Electric Vehicle Demand Model for Load Flow Studies**. Electric Power Component And Systems, n. 37, p.577-582, maio 2009.

IEEE Distribution Planning Working Group Report. **Radial Distribution Test Feeders**. Proceedings of the IEEE Transactions On Power Systems, v. 6, n. 3, p.975-985, 1991.

JIMENEZ, A.; GARCIA, N.. **Power Flow Modeling and Analysis of Voltage Source Converter-Based Plug-in Electric Vehicles**. In: POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 1944., 2011, San Diego, Ca. Anais. San Diego: IEEE 2011. p. 1-6.

JIMÉNEZ, Alejandra; GARCÍA, Norberto. **Unbalanced three-phase power flow studies of distribution systems with plug-in electric vehicles**. In: NORTH AMERICAN POWER SYMPOSIUM (NAPS), 1., 2012, Champaign, Il. Anais. Champaign: IEEE, 2012. p. 1-6.

KEMPTON, Willett; TOMIC, Jasna. **Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue**. Journal Of Power Sources. p. 268-279. jun. 2005.

KERSTING, William H.. **Distribution System Modeling and Analysis**. New York: CRC Press, 2002. 329 p.

KISACIKOGLU, Mithat C.; OZPINECI, Burak; TOLBERT, Leon M.. **Examination of a PHEV Bidirectional Charger System for V2G Reactive Power Compensation**. In: APPLIED POWER ELECTRONICS CONFERENCE AND EXPOSITION (APEC), 2010, Palm Springs. Anais. Palm Springs: IEEE, 2010. p. 458 - 465.

LAFUENTE, César Orellana. **Carregador de baterias monofásico para aplicação em veículos elétricos**. 2011. 154 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza - CE, 2011.

LARMINIE, James; LOWRY, John. **Electric Vehicle Technology Explained**. Wiley, 2003. 296 p.

LEOU, Rong-ceng; SU, Chun-lien; LU, Chan-nan. **Stochastic Analyses of Electric Vehicle Charging Impacts on Distribution Network**. IEEE Transactions On Power Systems, v. 29, n. 3, p.1055-1063, maio 2014.

LI, Gan; ZHANG, Xiao-ping. **Modeling of Plug-in Hybrid Electric Vehicle Charging Demand in Probabilistic Power Flow Calculations**. IEEE Trans. Smart Grid, v. 3, n. 1, p.492-499, mar. 2012.

LOPES, João A. Peças; SOARES, Filipe Joel; ALMEIDA, Pedro M. Rocha. **Integration of Electric Vehicles in the Electric Power System**. Proceedings of the IEEE, v. 99, n. 1, p.168-183, out. 2011.

MOGHADDAS-TAFRESHI, S. M.; MASHHOUR, Elahe. **Distributed generation modeling for power flow studies and a three-phase unbalanced power flow solution for radial distribution systems considering distributed generation**. Electric Power Systems Research, v. 79, n. 4, p.680-686, abr. 2009.

MOM, Gijs. **The electric vehicle: Technology and expectations in the automobile age**. Baltimore: Johns Hopkins University Press, 2004. 440 p.

MOURA, Adriano Aron F. de. **Impacto de Parques Eólicos na Operação em Regime Permanente de Sistemas de Distribuição com Modelagem Trifásica**. 2009. 196 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza - CE, 2009.

MOURA, Adriano Aron F. de. **Novo Método e Modelos para Estudos de Fluxo de Potência e de Curto-Circuito**. 2013. 181 f. Tese (Doutorado) - Curso de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza - CE, 2013.

NISSAN. **Nissan LEAF Electric Car Specs**. 2015. Disponível em: <<http://www.nissanusa.com/electric-cars/leaf/versions-specs/>>. Acesso em: 09 mar. 2015.

RAHMAN, S.; SHRESTHA, G. B.. **An Investigation into the Impact of Electric Vehicle Load on the Electric Utility Distribution System**. IEEE Transactions On Power Delivery, v. 8, n. 2, p.591-597, abr. 1993.

SIMON, Emanuel Cella. **Avaliação de Impactos da Recarga de Veículos Elétricos em Sistemas de Distribuição**. 2013. 149 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Planejamento Energético, Coppe, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

STEENHOF, P. A.; MCINISS, B. C. A.. **A comparison of alternative technologies to decarbonize Canada's passenger transportation sector**. Technological Forecasting And Social Change, v. 75, n. 8, p.1260-1278, fev. 2008.

SULZBERGER, Carl. **An early road warrior electric vehicles in the early years of the automobile**. IEEE Power And Energy Magazine, USA, v. 2, n. 3, p.66-71, maio 2004.

TEIXEIRA, Ana Carolina Rodrigues *et al.* **A review on electric vehicles and their interaction with smart grids: the case of brazil.** Clean Technologies And Environmental Policy, v. 17, n. 4, p.841-857, out. 2014.

TESLA. **Roadster Features and Specifications | Tesla Motors.** 2015. Disponível em: <<http://www.teslamotors.com/models/specs>>. Acesso em: 09 mar. 2015.

VLACHOGIANNIS, John G.. **Probabilistic Constrained Load Flow Considering Integration of Wind Power Generation and Electric Vehicles.** IEEE Transactions On Power Systems, v. 24, n. 4, p.1808-1817, nov. 2009.

WAKEFIELD, Ernest H.. **History of Electric Automobile.** Warrendale: Pa: Society Of Automotive Engineers, 1994.