

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS**  
**ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO**  
**PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**REGULADORES DE TENSÃO E GERAÇÃO**  
**DISTRIBUÍDA EM UMA IMPLEMENTAÇÃO DE**  
**FLUXO DE POTÊNCIA A TRÊS E A QUATRO FIOS**

**Rodrigo Mendonça de Carvalho**

**Dissertação de Mestrado**

Goiânia – GO, Abril 2012

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS**  
**ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO**  
**PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**REGULADORES DE TENSÃO E GERAÇÃO**  
**DISTRIBUÍDA EM UMA IMPLEMENTAÇÃO DE**  
**FLUXO DE POTÊNCIA A TRÊS E A QUATRO FIOS**

**Rodrigo Mendonça de Carvalho**

**Antônio César Baleeiro Alves**

**Orientador**

**Humberto José Longo**

**Co-Orientador**

Dissertação submetida à Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação da Universidade Federal de Goiás, como parte dos requisitos exigidos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Goiânia – GO, Abril 2012

**Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)  
GPT/BC/UFG**

C331r Carvalho, Rodrigo Mendonça de.  
Reguladores de tensão e geração distribuída em uma implementação de fluxo de potência a três e a quatro fios [manuscrito] / Rodrigo Mendonça de Carvalho. - 2011.  
163 f. : il., tabs.

Orientador: Prof. Dr. Antônio Cesar Baleeiro Alves; Co-orientador: Prof. Dr. Humberto José Longo.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Goiás, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação, 2012.

Bibliografia: p. 115-119.

Inclui lista de figuras e tabelas.

Apêndices.

Anexo.

1. Energia elétrica - Distribuição. 2. Eletricidade - Geração distribuída. 3. Energia elétrica - Regulador de tensão. I. Título.

CDU: 621.31

## **Agradecimentos**

A Deus por permitir-me dar um passo mais em minha vida profissional.

Aos meus pais Hugo e Rosilene, meus irmãos Ricardo, Vitor, André e Gustavo, e demais familiares pelo apoio recebido em todos os momentos de minha vida.

Ao professor Antônio César Baleeiro Alves pela dedicação, paciência, confiança e amizade durante a orientação deste trabalho.

Aos professores Humberto Longo, Euler Bueno da Silva e Paulo César Miranda, da UFG, pelas sugestões e pela amizade durante a realização deste trabalho.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo apoio financeiro.

## Resumo

À medida que cresce uma rede de distribuição, aumenta a necessidade de dispositivos para a regulação e controle de tensão, assim como para suprimento das demandas, o que auxilia na monitoração e correção de suas magnitudes. Assim, a utilização de regulador de tensão e, mais recentemente, a aplicação de geração distribuída contribuem para o aperfeiçoamento do processo de distribuição da energia elétrica tendo em vista não só o atendimento da demanda, mas a qualidade da eletricidade fornecida. Esta dissertação apresenta três modelos de regulador de tensão de passo trifásico, todos do Tipo B, e dois modelos de geração distribuída, todos implementados em um aplicativo de fluxo de potência, o qual foi elaborado segundo o algoritmo *Backward/Forward Sweep*. Os modelos de regulador de tensão trifásicos se diferem em suas conexões, isto é, estrela aterrada, delta fechado e delta aberto, enquanto que os modelos de geração distribuída são identificados por sua tecnologia e tamanho, podendo se classificar em nós PQ e PV. São obtidos resultados a partir de três redes de distribuição para diferentes situações de utilização do regulador de tensão e da geração distribuída. Foram utilizadas os sistemas de 13 e 34 barras do IEEE para realização de testes avaliativos do algoritmo proposto e uma rede de 103 barras, derivada do sistema CELG de distribuição, como exemplo de caso real para aplicação dos modelos implementados de regulador de tensão e geração distribuída. Os resultados são comentados e analisados de forma que seja possível a identificação dos modelos mais eficientes para cada caso ou ainda para a maioria dos casos.

**Palavras-chave:** distribuição de energia elétrica, fluxo de potência trifásico, geração distribuída, regulador de tensão.

## **Abstract**

As a distribution network grows, the need for voltage control and regulator devices increases, as well as the need for supplying the demands, which assists in monitoring and correction of their magnitudes. Thus, the use of voltage regulators and, more recently, distributed generation applications contribute to the improvement of the process of electric power distribution in order not only to supply the demands, but the quality of the energy supplied. This dissertation presents three three-phase step-voltage regulator models, each of Type B, and two distributed generation models, all of them implemented in a power flow application prepared according to the Backward/Forward Sweep algorithm. The three-phase voltage regulator models differ in their connection, that is, grounded-wye, closed-delta and open-delta, while models of distributed generation are identified by technology and size, being classified into PQ and PV nodes. Results are obtained from three distribution networks for different cases of use of voltage regulators and distributed generation. IEEE 13 and 34 bus systems were used for testing the evaluation algorithm and a 103 bus network, derived from one of the CELG distribution systems, were used as a real case example for the application of the implemented models of voltage regulators and distributed generation. The results were discussed and reviewed so that it is possible to identify the most efficient templates for each case or for the majority of the cases.

**Keywords:** electric power distribution, three-phase power flow, distributed generation, voltage regulator.

## Lista de Figuras

Figura 2. 1 – Diagrama de uma subestação de distribuição. ....	26
Figura 2. 2 – Rede de distribuição típica. ....	28
Figura 2. 3 – Sistema trifásico a quatro fios com neutro multiterrado. ....	30
Figura 2. 4 – Sistema trifásico a três fios alimentado com um transformador em delta. ....	30
Figura 2. 5 – Sistema trifásico a quatro fios com neutro aterrado em um único ponto. ....	31
Figura 2. 6 – Sistema trifásico a três fios aterrado em um único ponto. ....	31
Figura 3. 1 – Regulador de passo monofásico em posição de elevação de tensão. ....	34
Figura 3. 2 – Circuito do compensador. ....	36
Figura 3. 3 – Nível de tensão e largura de faixa. ....	38
Figura 3. 4 – Reguladores de passo do tipo B conectados em estrela aterrada ....	38
Figura 3. 5 – Diagrama de um regulador trifásico e barra do centro de carga. ....	40
Figura 3. 6 – Reguladores de passo do tipo B conectados em delta fechado. ....	44
Figura 3. 7 – Reguladores de passo do tipo B conectados em delta aberto. ....	50
Figura 3. 8 – Combinações usuais de GD's. ....	57
Figura 3. 9 – Sistema de distribuição simples com transformador, regulador de tensão e geração distribuída. ....	58
Figura 3. 10 – Diagrama simples de rede de distribuição com GD. ....	59
Figura 4. 1 – Alimentador radial de 10 barras. ....	65
Figura 5. 1 – Sistema IEEE de 13 barras. ....	73
Figura 5. 2 – Perfil das tensões sem regulador de tensão – IEEE 13 barras. ....	77
Figura 5. 3 – Perfil das tensões com regulador de tensão conectado em Yg – IEEE 13 barras. ....	78
Figura 5. 4 – Perfil das tensões com regulador de tensão conectado em Yg (original) – IEEE 13 barras. ....	79
Figura 5. 5 – Perfil das tensões com regulador de tensão conectado em $\Delta$ – IEEE 13 barras. ....	81
Figura 5. 6 – Perfil das tensões com regulador de tensão conectado em V – IEEE 13 barras. ....	82
Figura 5. 7 – Perfil das tensões com GD na barra 680 (PQ) – IEEE 13 barras. ....	84
Figura 5. 8 – Perfil das tensões com GD na barra 680 (PV) – IEEE 13 barras. ....	85
Figura 5. 9 – Perfil das tensões com GD (metade da potência) na barra 680 (PQ) – IEEE 13 barras. ....	86

Figura 5. 10 – Perfil das tensões com GD na barra 680 (PQ) e regulador de tensão RG60 – IEEE 13 barras.....	87
Figura 5. 11 – Sistema IEEE de 34 barras.....	88
Figura 5. 12 – Perfil das tensões no tronco principal sem reguladores de tensão ou GD's – IEEE 34 barras.....	94
Figura 5. 13 – Perfil das tensões no tronco principal com regulador de tensão RG0 – IEEE 34 barras. ....	95
Figura 5. 14 – Perfil das tensões no tronco principal com reguladores de tensão RG0 e RG1 – IEEE 34 barras.....	97
Figura 5. 15 – Perfil das tensões no tronco principal com reguladores RG0, RG1 e RG2 – IEEE 34 barras.....	99
Figura 5. 16 – Perfil das tensões no tronco principal com reguladores originais – IEEE 34 barras. ....	100
Figura 5. 17 – Perfil das tensões no tronco principal com GD (PQ) na barra 840 – IEEE 34 barras. ....	102
Figura 5. 18 – Perfil das tensões no tronco principal com GD (PQ) na barra 840 e regulador de tensão RG1 – IEEE 34 barras. ....	104
Figura 5. 19 – Perfil das tensões no tronco principal com GD (PQ) nas barras 840 e 824 – IEEE 34 barras.....	105
Figura 5. 20 – Rede de 103 barras representando uma parte do alimentador da CELG. ....	107
Figura 5. 21 – Perfil das tensões no tronco principal sem reguladores de tensão ou GD – 103 barras CELG.....	108
Figura 5. 22 – Perfil das tensões no tronco principal com reguladores de tensão – 103 barras CELG.....	109
Figura 5. 23 – Perfil das tensões no tronco principal com GD nas barras 269 (PQ), 339 (PQ) e 226 (PQ) – 103 barras CELG. ....	110
Figura 5. 24 – Perfil das tensões no tronco principal com reguladores de tensão e GD nas barras 269(PQ), 339 (PQ) e 226 (PQ) – 103 barras CELG. ....	111
Figura 5. 25 – Perfil das tensões no tronco principal com GD (PQ) nas barras GD nas barras 269 (PQ), 339 (PQ) e 226 (PQ) – 103 barras CELG.....	112
Figura A. 1 – Modelo de segmento de linha de distribuição trifásica a três fios. ....	120
Figura A. 2 – Modelo de segmento de linha simplificado. ....	121
Figura A. 3 – Fluxos magnéticos devido a condutores carregados. ....	123
Figura A. 4 – Segmento de linha de distribuição a quatro fios em estrela aterrada. ....	126

Figura A. 5 – Modelo de carga em estrela.....	128
Figura A. 6 – Modelo de carga em delta. ....	129
Figura A. 7 – Carga distribuída entre as barras $p$ e $q$ . ....	131
Figura A. 8 – Banco de capacitores conectados em estrela.....	132
Figura A. 9 – Banco de capacitores conectados em delta. ....	132
Figura A. 10 – Conexão estrela aterrada - estrela aterrada.....	135
Figura A. 11 – Conexão delta - estrela aterrada. ....	137
Figura A. 12 – Conexão estrela flutuante - delta.....	141

## Lista de Tabelas

Tabela 3. 1 – Modelos de GD para estudos de fluxo de potência. ....	57
Tabela 5. 1 – Injeções de potência ativa e reativa de cargas concentradas – IEEE 13 barras..	74
Tabela 5. 2 – Injeções de potência ativa e reativa de cargas distribuídas – IEEE 13 barras. ...	74
Tabela 5. 3 – Injeção dos capacitores – IEEE 13 barras.....	74
Tabela 5. 4 – Configuração das linhas – IEEE 13 barras. ....	75
Tabela 5. 5 – Dados nominais do transformador – IEEE 13 barras. ....	75
Tabela 5. 6 – Dados do regulador de tensão – IEEE 13 barras. ....	75
Tabela 5. 7 – Módulo (pu) e ângulo (graus) das tensões nas barras sem regulador – IEEE 13 barras. ....	76
Tabela 5. 8 – Módulo (pu) e ângulo (graus) das tensões nas barras com regulador de tensão – IEEE 13 barras.....	77
Tabela 5. 9 – Módulo (pu) e ângulo (graus) das tensões nas barras com regulador de tensão original – IEEE 13 barras. ....	78
Tabela 5. 10 – Dados do regulador de tensão RG61 – IEEE 13 barras.....	80
Tabela 5. 11 – Módulo (pu) e ângulo (graus) das tensões nas barras com regulador de tensão conectado em delta fechado (D) – IEEE 13 barras.....	80
Tabela 5. 12 – Dados do regulador de tensão RG62 – IEEE 13 barras.....	81
Tabela 5. 13 – Módulo (pu) e ângulo (graus) das tensões nas barras com regulador de tensão conectado em delta aberto (V) – IEEE 13 barras. ....	82
Tabela 5. 14 – Módulo (pu) e ângulo (graus) das tensões nas barras com GD na barra 680 (PQ) – IEEE 13 barras. ....	83
Tabela 5. 15 – Módulo (pu) e ângulo (graus) das tensões nas barras com GD na barra 680 (PV) – IEEE 13 barras. ....	84
Tabela 5. 16 – Módulo (pu) e ângulo (graus) das tensões nas barras com GD (metade da potência) na barra 680 (PQ) – IEEE 13 barras. ....	86
Tabela 5. 17 – Módulo (pu) e ângulo (graus) das tensões nas barras com GD na barra 680 (PQ) e regulador de tensão – IEEE 13 barras.....	87
Tabela 5. 18 – Injeções de potência ativa e reativa de cargas concentradas – IEEE 34 barras. ....	89
Tabela 5. 19 – Injeções de potência ativa e reativa de cargas distribuídas – IEEE 34 barras. .	89
Tabela 5. 20 – Injeção dos capacitores – IEEE 34 barras.....	90

Tabela 5. 21 – Configuração das linhas – IEEE 34 barras. ....	90
Tabela 5. 22 – Dados das linhas – IEEE 34 barras. ....	90
Tabela 5. 23 – Dados nominais do transformador – IEEE 34 barras. ....	91
Tabela 5. 24 – Dados do regulador de tensão – IEEE 34 barras. ....	92
Tabela 5. 25 – Módulo (pu) e ângulo (graus) das tensões nas barras sem reguladores de tensão – IEEE 34 barras. ....	93
Tabela 5. 26 – Módulo (pu) e ângulo (graus) das tensões nas barras com regulador de tensão RG0 – IEEE 34 barras. ....	94
Tabela 5. 27 – Módulo (pu) e ângulo (graus) das tensões nas barras com reguladores RG0 e RG1 – IEEE 34 barras. ....	96
Tabela 5. 28 – Módulo (pu) e ângulo (graus) das tensões nas barras com reguladores RG0, RG1 e RG2 – IEEE 34 barras. ....	98
Tabela 5. 29 – Módulo (pu) e ângulo (graus) das tensões originais nas barras com reguladores RG1 e RG2 – IEEE 34 barras. ....	99
Tabela 5. 30 – Módulo (pu) e ângulo (graus) das tensões nas barras com GD na barra 840 (PQ) – IEEE 34 barras. ....	101
Tabela 5. 31 – Módulo (pu) e ângulo (graus) das tensões nas barras com GD na barra 840 (PQ) e regulador de tensão RG1 – IEEE 34 barras. ....	103
Tabela 5. 32 – Módulo (pu) e ângulo (graus) das tensões nas barras com GD nas barras 840 (PQ) e 824 (PV) – IEEE 34 barras. ....	104
Tabela A. 1 – Expoente $n$ de modelos de cargas. ....	130
Tabela B. 1 – Dados dos transformadores de distribuição – CELG 103 barras. ....	146
Tabela B. 2 – Dados das linhas de distribuição – CELG 103 barras. ....	147
Tabela B. 3 – Configuração dos condutores – CELG 103 barras. ....	149
Tabela B. 4 – Injeções de potência ativa e reativa de cargas concentradas – CELG 103 barras. ....	149
Tabela B. 5 – Dados dos bancos de capacitores – CELG 103 barras. ....	150
Tabela B. 6 – Dados do regulador de tensão – IEEE 34 barras. ....	150
Tabela B. 7 - Módulo (pu) e ângulo (graus) das tensões nas barras sem regulador – CELG 103 barras. ....	151
Tabela B. 8 – Módulo (pu) e ângulo (graus) das tensões nas barras com reguladores – CELG 103 barras. ....	153
Tabela B. 9 – Módulos (pu) e ângulos (graus) das tensões nas barras com GD nas barras 9263 (PQ), 2219 (PQ) e 2863 (PQ) – 103 barras CELG. ....	155

Tabela B. 10 – Módulos (pu) e ângulos (graus) das tensões nas barras com reguladores de tensão e GD nas barras 9263 (PQ), 2219 (PQ) e 2863 (PQ) – 103 barras CELG. ....	157
Tabela B. 11 – Módulos (pu) e ângulos (graus) das tensões nas barras com GD de potência maior nas barras 9263 (PQ), 2219 (PQ) e 2863 (PQ) – 103 barras CELG. ....	159

## SUMÁRIO

Agradecimentos .....	5
Resumo .....	6
Abstract.....	7
Lista de Figuras .....	8
Lista de Tabelas .....	11
Capítulo 1 .....	18
1 INTRODUÇÃO.....	18
1.1 Considerações iniciais.....	18
1.2 Motivação .....	19
1.3 Uma breve revisão bibliográfica.....	20
1.3.1 Sistema de Distribuição .....	20
1.3.2 Fluxo de potência .....	20
1.3.3 Fluxo de potência para rede de distribuição .....	21
1.3.4 Transformadores de distribuição .....	22
1.3.5 Reguladores e Geração Distribuída .....	22
1.4 Objetivos e contribuições.....	23
1.5 Estrutura do trabalho.....	24
Capítulo 2 .....	25
2 OS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO .....	25
2.1 Características de Sistemas de Distribuição .....	26
2.1.1 Subestação de Distribuição.....	27
2.1.2 Alimentadores Radiais.....	27
2.1.3 Consumidores .....	28
2.2 Aterramento .....	29
2.3 Automação de sistemas de distribuição .....	31

2.4	Escolha do modelo de cálculo do fluxo de potência.....	32
Capítulo 3 .....		33
3	MODELAGEM DOS COMPONENTES DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO .....	33
3.1	Considerações iniciais.....	33
3.2	Modelagem dos reguladores de tensão .....	33
3.2.1	Regulador de passo monofásico .....	35
3.2.1.1	Circuito do compensador .....	35
3.2.2	Regulador de passo trifásico conectado em estrela aterrado ( $Y_g$ ).....	38
3.2.3	Regulador de passo trifásico conectado em delta fechado ( $\Delta$ ).....	43
3.2.4	Regulador de passo trifásico conectado em delta aberto ( $V$ ) .....	49
3.3	Modelagem de geradores distribuídos .....	56
3.3.1	Modelo de fator de potência constante .....	58
3.3.2	Modelo de tensão constante.....	59
3.4	Considerações finais .....	62
Capítulo 4 .....		63
4	FLUXO DE POTÊNCIA TRIFÁSICO A TRÊS E A QUATRO FIOS.....	63
4.1	Considerações iniciais.....	63
4.2	Apresentação do algoritmo .....	64
4.2.1	Exemplo de desenvolvimento das equações na forma matricial .....	65
4.2.2	Processo iterativo.....	68
4.2.2.1	Etapa Backward.....	69
4.2.2.2	Etapa Forward .....	69
4.2.2.3	Convergência.....	70
4.3	Fluxograma .....	71
Capítulo 5 .....		72
5	TESTES E RESULTADOS .....	72
5.1	Considerações iniciais.....	72

5.2	Sistemas testes .....	72
5.3	Dados e resultados .....	72
5.3.1	Dados IEEE – 13 barras.....	72
5.3.2	Resultados IEEE – 13 barras .....	76
5.3.2.1	IEEE – 13 barras sem reguladores de tensão ou unidades de GD.....	76
5.3.2.2	IEEE – 13 barras com um regulador de tensão em Yg .....	77
5.3.2.3	IEEE – 13 barras com um regulador de tensão $\Delta$ .....	79
5.3.2.4	IEEE – 13 barras com um regulador de tensão V .....	81
5.3.2.5	IEEE – 13 barras com uma unidade de GD modelado como PQ.....	83
5.3.2.6	IEEE – 13 barras com uma unidade de GD modelado como PV.....	84
5.3.2.7	IEEE – 13 barras com um regulador de tensão em Yg e uma unidade de GD modelada como PQ.....	85
5.3.3	Dados IEEE – 34 barras.....	88
5.3.4	Resultados IEEE – 34 barras .....	92
5.3.4.1	IEEE – 34 barras sem reguladores de tensão ou unidades de GD.....	92
5.3.4.2	IEEE – 34 barras com um regulador de tensão (RG0).....	94
5.3.4.3	IEEE – 34 barras com dois reguladores de tensão .....	96
5.3.4.4	IEEE – 34 barras com três reguladores de tensão .....	97
5.3.4.5	IEEE – 34 barras com uma unidade de GD modelada como PQ.....	101
5.3.4.6	IEEE – 34 barras com um regulador de tensão em Yg e uma unidade de GD	103
5.3.4.7	IEEE – 34 barras com duas unidades de GD modeladas como PQ e PV	104
5.3.5	Rede CELG – 103 barras.....	106
5.3.6	Resultados CELG – 103 barras .....	108
5.3.6.1	CELG – 103 barras sem reguladores de tensão ou unidades de GD.....	108
5.3.6.2	CELG – 103 barras com três reguladores de tensão em Yg.....	109
5.3.6.3	CELG – 103 barras com três unidades de GD modeladas como PQ.....	109

5.3.6.4	CELG – 103 barras com três reguladores de tensão em Yg e três unidades de GD modeladas como PQ .....	110
5.4	Considerações finais .....	112
Capítulo 6	.....	114
6	CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS .....	114
7	Referências Bibliográficas.....	115
Apêndice A	.....	120
Apêndice B	.....	146
Anexo A	.....	161

## Capítulo 1

### 1 INTRODUÇÃO

#### 1.1 Considerações iniciais

As redes de distribuição trifásicas a três e a quatro fios são amplamente adotadas nos sistemas modernos de distribuição de energia elétrica. Os sistemas trifásicos a quatro fios multiterrados apresentam baixo custo de instalação e melhor arranjo da sensibilidade das proteções contra faltas do que no sistema trifásico a três fios (PIZALLI, 2003). No entanto, o sistema é normalmente operado em situações de desequilíbrio, como resultado da configuração das cargas. A corrente do neutro pode ser maior que as correntes de fase se as cargas trifásicas forem excessivamente desequilibradas em alguns trechos. Esse desequilíbrio é prejudicial para a operação, confiabilidade e segurança do sistema. Por tal motivo, é importante para os engenheiros compreenderem as características deste tipo de sistema de potência quando são executados estudos de operação e de planejamento.

Com o desenvolvimento das técnicas de cálculo de fluxo de potência em redes de energia elétrica, também conhecido como fluxo de carga, os engenheiros passam a ter em mãos uma ferramenta muito importante de análise em regime permanente. Desde o seu desenvolvimento, esta ferramenta sofreu modificações, melhorias e adequações, dependendo dos objetivos que se pretendem atingir, como, por exemplo, estudos de desequilíbrios de correntes das fases, representação dos efeitos de acoplamento magnético e influência da presença do solo.

À medida que cresce uma rede de distribuição, aumenta a necessidade de dispositivos para a regulação e controle de tensão, com a monitoração e correção de suas magnitudes. Assim, a utilização de reguladores de tensão e, mais recentemente, aplicação de geração distribuída contribuem para o aperfeiçoamento do processo de distribuição da energia elétrica.

Dada a importância da utilização desses elementos, fez-se necessária a sua modelagem para implementação nos algoritmos de fluxos de potência. Os resultados satisfatórios dos fluxos de potência mais recentes possibilitam esse desenvolvimento, ao ponto que já no modelo proposto por Cheng e Shirmohammadi (1995) encontram-se instruções para a

modelagem de reguladores de tensão deixando em aberta a questão do cálculo de seus níveis de tensão (*taps*).

## 1.2 Motivação

Os sistemas de distribuição de energia elétrica estão passando por profundas mudanças devido, principalmente, às políticas de melhoramento da qualidade e confiabilidade da energia fornecida aos usuários finais. Entre estas políticas se encontram o melhoramento do nível da tensão, diminuição das perdas, correção do fator de potência e a redução do tempo de interrupção do serviço. O fluxo de potência está diretamente associado ao cálculo de perdas e à verificação do carregamento de alimentadores e de transformadores.

A situação no Brasil não é diferente desta. O órgão regulador, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), estabeleceu recentemente no PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) os requisitos necessários, como níveis aceitáveis de tensão, para que os sistemas operem com segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade (ANEEL, 2011).

No PRODIST são estabelecidos procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica fornecida pelas distribuidoras aos consumidores. Um dos grandes objetivos do órgão regulador é oferecer aos consumidores indicadores e limites para avaliação do serviço prestado pela distribuidora. Um dos aspectos considerados na qualidade da energia fornecida aos usuários em regime permanente ou transitório é a tensão de atendimento, que é classificada como: tensão adequada, precária e crítica para os diferentes níveis de tensão presentes nos sistemas de distribuição.

Dessa forma, torna-se indispensável que as concessionárias de energia elétrica possuam ferramentas eficientes para análises dos seus sistemas como, por exemplo, o fluxo de potência computacional, com modelagens que englobam as necessidades do sistema, que é a ferramenta base para prever e solucionar a ocorrência de eventos de regime permanente numa rede de distribuição.

Assim, em se tratando de eventos como a queda de tensão proveniente da expansão de uma rede, a modelagem de equipamentos, como os reguladores de tensão trifásicos e geração distribuída, é uma das principais necessidades para se aperfeiçoar os serviços de operação e planejamento das redes de distribuição.

## 1.3 Uma breve revisão bibliográfica

### 1.3.1 Sistema de Distribuição

O sistema de distribuição de energia elétrica conecta sistemas de geração e transmissão com as instalações elétricas e equipamentos dos consumidores. A infraestrutura de interface entre a linha de transmissão e a rede de distribuição é a subestação (SE), da qual se originam os alimentadores. Entre as características físicas destacam-se: a topologia radial (potência flui da subestação para o consumidor), as múltiplas conexões (monofásica, bifásica ou trifásica), as cargas de diferentes naturezas (potência, impedância ou corrente constantes), as linhas com resistências muitas vezes comparáveis às reatâncias (baixa relação entre reatância e resistência), entre outras (KERSTING, 2006) e (SHORT, 2003).

### 1.3.2 Fluxo de potência

O fluxo de potência está há décadas presente no cenário da engenharia elétrica. Na atualidade existem muitos algoritmos para solucionar o problema do fluxo de potência e cada um deles apresenta características diferentes. Entretanto, a seleção do método de solução de fluxo de potência mais adequado não é uma tarefa simples, porque requer uma análise cuidadosa das vantagens e desvantagens dos vários métodos disponíveis, em relação às características de armazenamento, velocidade e confiabilidade, no que diz respeito à aplicação prática em questão e às facilidades computacionais (STOTT, 1974). A dificuldade da escolha ocorre devido ao fato que nenhum método reúne todas as características desejadas.

Depois da década de 60 surgiram novos métodos, como o chamado Método de Eliminação para Estudos de Fluxo de Potência (NESS, 1961), que é a aplicação de uma versão do método de Newton-Raphson à solução das equações não lineares de fluxo de potência. Este método, além de resolver os problemas que o de Gauss-Seidel não resolve, é superior para sistemas de pequeno porte. Entretanto, os requisitos de memória e o tempo de computação cresce rapidamente com o tamanho do sistema, limitando a aplicação do método para sistemas de grande porte.

A partir daí, considerava-se a elaboração de uma sequência de operações que minimizasse os requisitos de memória, e o tempo de computação, necessárias à solução de equações simultâneas, baseadas na matriz admitância nodal ou similar. O método de Newton-

Raphson por (TINNEY, 1967; STOTT, 1971) foi então consagrado, mesmo sendo menos econômico que o de Gauss-Seidel para pequenos sistemas e menos rápido que métodos existentes para soluções iterativas, apenas por suportar análises de sistemas de grande porte.

Em 1974 surge o Método Desacoplado Rápido (STOTT; ALSAC, 1974), cujas principais características são a alta velocidade das iterações e uma menor requisição de memória.

### 1.3.3 Fluxo de potência para rede de distribuição

Devido às propriedades físicas do sistema de distribuição de energia, os algoritmos tradicionais e fluxos de potência convencionais utilizados para estudos de sistemas de transmissão não são adequados. Esses algoritmos apresentam características pobres para a convergência em sistemas radiais, além de assumirem um sistema perfeitamente equilibrado, como um equivalente monofásico. No entanto, em virtude da disposição dos condutores e do desequilíbrio das cargas, os sistemas de distribuição apresentam fluxo de potência desbalanceado. São exemplos de referências que abordam métodos de fluxo de potência adequados à análise de sistemas de transmissão: (NESS, 1961), (TINNEY, 1967), (STOTT, 1971) e (STOTT; ALSAC, 1974).

Estes fatos evidenciaram a necessidade do desenvolvimento de metodologias específicas de fluxo de potência que possibilitem uma maior eficiência computacional para a análise da operação de sistemas de distribuição, seja para aplicações em tempo real ou nas etapas de operação e do planejamento da expansão das redes elétricas.

Mais recentemente, a partir da década de 90, soluções mais satisfatórias para o problema do cálculo do fluxo em sistemas elétricos de distribuição acabaram por aparecer, como os propostos por (CHENG; SHIRMOHAMMADI, 1995), conhecido por *Backward/Forward Sweep (BFS)*, e o método de Newton por injeção de corrente, por (GARCIA et al., 2000). Tais métodos são determinísticos, ou seja, só admitem valores fixos de demanda e dos parâmetros elétricos dos componentes e estão entre os mais destacados para aplicação em sistemas de distribuição de grande porte.

Outros métodos semelhantes, como em (ALSAADI; GHOLAMI, 2009) e (SUBRAHMANYAM; RADHAKRISHNA, 2010), também são capazes de computar as características da rede elétrica em regime permanente, como as tensões nas barras, correntes

nas linhas, perdas de potência nas linhas e nos transformadores, tudo em função da topologia e modelos de sistemas elétricos de distribuição atuais.

Um dos métodos mais utilizados, e escolhido para esta dissertação, é o chamado *Backward/Forward Sweep (BFS)* proposto por Cheng e Shirmohammadi (1995) e suas versões modificadas, como, por exemplo, a que consta na referência (TENG, 2003).

#### 1.3.4 Transformadores de distribuição

Os transformadores de distribuição são essenciais para o sistema elétrico em geral, posto que estes fazem a ligação entre a parte da rede que comporta a média tensão e aquela de baixa tensão. Os circuitos primários transmitem energia desde a subestação de distribuição para os transformadores de distribuição e para os transformadores dos consumidores. As linhas de distribuição primária que se originam na subestação são chamadas de alimentadores primários ou circuitos primários. Os circuitos secundários transmitem energia desde o transformador de distribuição até a entrada de serviço dos consumidores ligados em baixa tensão, sendo as faixas de tensão de linha, normalmente, entre 110 e 440 volts.

A modelagem de um transformador pode ser classificada em dois tipos: aquela orientada aos nós, utilizada por (CHEN, 1991), (WANG et al., 2004) e (CHOQUE et al., 2009), e aquela orientada aos ramos encontrada em (KERSTING, 1999, 2006). A escolha da modelagem pode ser influenciada pela conveniência com o método utilizado para a implementação do algoritmo de fluxo de potência. Nesse trabalho, por exemplo, levou-se em conta a metodologia orientada a ramos, escolhida tanto para o estudo do fluxo de potência como para a modelagem dos transformadores presentes na rede.

#### 1.3.5 Reguladores e Geração Distribuída

Em se considerando os reguladores de passo derivados de autotransformadores com atuação automática (*AVR – Automatic Voltage Regulator*), os modelos propostos geralmente utilizam como entrada no algoritmo de fluxo de potência (AFP) os *taps* calculados. Para isso pode-se tratar de cálculos mais simples, levando em conta a relação entre a tensão calculada e a esperada (EMINOGLU; HOCAOGLU, 2006) e (SHATERI, 2010), ou mais elaborados, considerando as correntes e tensões que entram e saem dos reguladores de passo (KERSTING, 2009, 2010).

A geração distribuída trata do atendimento da demanda e, também de uma solução mais atual para a regulação da tensão, que vem sendo amplamente discutida, daí o grande número de modelos encontrados em publicações nos últimos anos. Os benefícios da geração de energia localizada ao longo do alimentador de um sistema de distribuição são evidentes. Principalmente quando se trata de uma geração de energia eficiente e limpa, feita por um consumidor de médio ou grande porte, como indústrias e propriedades agrícolas (CHIRADEJA, 2005).

Surgem então modelos matemáticos dos geradores distribuídos que são integrados a sistemas de distribuição trifásicos e classificados de acordo com as características de saída de potência de cada unidade, geralmente como nós PV ou PQ dependendo do AFP utilizado. Teng (2008), por exemplo, especifica-os como modelo de fator de potência constante, modelo de tensão constante ou modelo de potência reativa variável. No entanto, outros modelos também apresentam resultados satisfatórios considerando um AFP semelhante e, ainda, propondo mudanças como mais de uma unidade geradora e possibilidade de mudança do modo de operação (KHUSHALANI et al., 2007) ou mesmo um modelo menos complexo englobando nós PQ e PV (MOGHADDAS-TAFRESHI; MASHHOUR, 2009).

Com tudo isso em vista, estudos de transferência de carga considerando a presença da geração distribuída em linhas de distribuição realçaram características possíveis para sua modelagem. Analisando a capacidade máxima de geração, máxima corrente de linha e de curto-circuito, o fator de potência da unidade geradora e perfil de tensão da rede em questão, Yang e Huang (2010) propõem algumas regras para preservar a segurança e garantir o funcionamento dos sistemas que fizerem uso de geração distribuída.

#### **1.4 Objetivos e contribuições**

Apesar de ser abordado um tema relativamente clássico no meio de sistemas de potência, esta dissertação é parte de um esforço da Escola de Engenharia Elétrica e de Computação (EEEC) da Universidade Federal de Goiás (UFG) a fim de se elaborar um sistema computacional de fluxo de potência para sistemas de distribuição completo e independente das demais versões existentes no mercado e no meio acadêmico.

O principal objetivo deste trabalho é a elaboração computacional de um fluxo de potência capaz de solucionar uma rede de distribuição através de simulação e aplicação de

regulador de tensão automático e geração distribuída utilizando algoritmo com base no método *BFS*.

## 1.5 Estrutura do trabalho

A estrutura desse trabalho é a seguinte:

- No Capítulo 2 apresentam-se os sistemas de distribuição e suas características, tais como os alimentadores radiais, tipos de consumidores, e algumas tendências na área.
- No Capítulo 3 apresenta-se a modelagem dos componentes presentes em um sistema de distribuição típico, destacando-se os reguladores de tensão e geração distribuída, para implementação em algoritmo de fluxo de potência trifásico.
- No Capítulo 4 apresenta-se o algoritmo passo a passo do fluxo de potência trifásico utilizado, incluindo as modelagens descritas no capítulo anterior.
- No Capítulo 5 são apresentados os testes e os resultados das implementações do fluxo de potência para os sistemas 13 barras e 34 barras do IEEE e um sistema adaptado de uma rede CELG (mais de 100 barras), com suas respectivas análises.
- No Capítulo 6 apresentam-se as conclusões do trabalho e propostas de trabalhos futuros.
- No Apêndice A apresentam-se os cálculos de parâmetros do sistema de distribuição que são mais conhecidos, como impedância das linhas, modelagem das cargas, bancos de capacitores em derivação e transformadores.
- No Apêndice B são apresentados os dados da rede do sistema CELG utilizada para simulações no Capítulo 5, bem como as magnitudes e ângulos das tensões de todas as barras deste sistema.
- No Anexo A apresenta-se uma tabela com os dados dos condutores utilizados para as simulações nesta dissertação.

Este capítulo tratou de comentar as principais fontes de referência utilizadas como base teórica e motivação no desenvolvimento deste trabalho, bem como a apresentação geral do tema e as metodologias escolhidas.

## Capítulo 2

### 2 OS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Sistemas de distribuição de energia elétrica servem como ligação direta entre os sistemas de geração e transmissão de energia elétrica e a maioria dos consumidores residenciais, industriais, institucionais e agrícolas. A operação desses sistemas de uma forma que evite danos aos equipamentos, enquanto se mantêm baixas perdas de potência ativa e altos níveis de serviço (confiabilidade e qualidade) tornou-se uma necessidade para a estabilidade econômica e social. Assim, as operadoras têm de encontrar maneiras de obter altos níveis de confiabilidade ao mesmo tempo que suportam um aumento na demanda.

Para alcançar estes objetivos, surgiram iniciativas como a automação de sistemas de distribuição. De acordo com o *IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers)* (1991) essa automação é definida como um sistema capaz de monitorar, coordenar e operar uma rede de distribuição de energia elétrica a partir de um local remoto. O objetivo dessa iniciativa é a operação de um sistema de energia da maneira mais eficiente e confiável possível e que minimize as perdas de potência ativa e, ainda, maximize a quantidade de carga suportada. Para que os responsáveis sejam capazes de tomar as decisões de controle é necessário obter informações do estado atual do sistema, como as tensões em módulo e fase, as correntes nos condutores, o fluxo de potência e a carga dos transformadores.

Como solução, estudos de sistemas elétricos baseados no cálculo das condições de operação em regime permanente são cada vez mais frequentes e de grande importância para sistemas existentes. Esses estudos visam resolver problemas, como operação econômica, regulação de tensão, e também o planejamento de novos sistemas, abordando o possível comportamento dos elementos em diversas condições de operação.

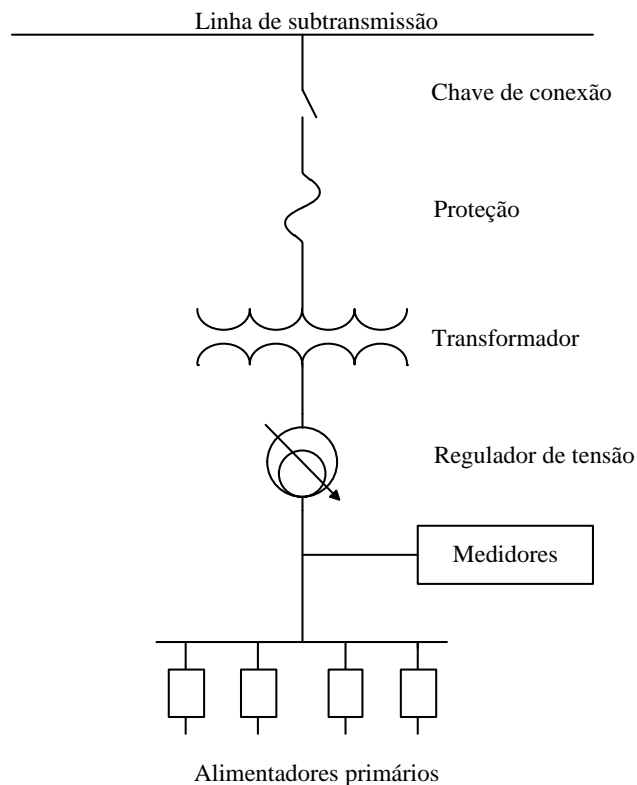
Com o intuito de realizar estudos de maneira mais rápida e econômica, têm-se desenvolvido eficientes fluxos de potência computacionais. Nas últimas décadas, aproveitando a grande disponibilidade dos recursos computacionais aperfeiçoou-se cada vez mais a simulação dos sistemas elétricos utilizando técnicas numéricas. A crescente necessidade de estudos mais refinados motiva o desenvolvimento de algoritmos especializados de análise de sistemas de distribuição que contemplem todas as características em falta nas metodologias vigentes.

## 2.1 Características de Sistemas de Distribuição

Redes de distribuição de energia elétrica apresentam características muito particulares e que as diferenciam das redes de transmissão. Dentre estas características tem-se: a topologia radial, as múltiplas conexões, as cargas de distinta natureza, as linhas com resistências ôhmicas muitas vezes comparáveis à reatância e na maioria das vezes sem transposição.

O sistema de distribuição convencional começa tipicamente com uma subestação (SE) de distribuição alimentada por uma ou mais linhas de subtransmissão (ver Figura 2.1). Em alguns casos, a subestação pode ser alimentada por uma linha de transmissão de alta tensão, nesse caso não há sistema de subtransmissão. Cada subestação fornece energia a um ou mais alimentadores primários. Os alimentadores, com raras exceções, são radiais, o que significa que há somente um caminho para o fluxo de energia, da subestação para os consumidores (isto é, para os casos em que não há geração distribuída).

**Figura 2. 1 – Diagrama de uma subestação de distribuição.**



Fonte: Adaptado de (Kersting, 2006).

### 2.1.1 Subestação de Distribuição

Existem inúmeras configurações de SE possíveis. Deve-se desenvolver uma configuração que forneça as funções básicas de uma subestação de distribuição e produza o serviço mais confiável e econômico possível. As funções básicas são: chaveamento dos lados de alta e de baixa, transformação da tensão, regulação da tensão, proteção e medição.

Normalmente, utiliza-se para o controle de tensão no primário (média tensão) um transformador com regulador com *taps* variáveis ou um banco de condensadores. Para um perfil de carga pesada, fluem correntes de maior intensidade pelas linhas o que provoca maior queda de tensão. Este problema é atenuado, em parte, com o regulador de tensão que eleva a tensão na barra da subestação de potência (SHORT, 2003).

### 2.1.2 Alimentadores Radiais

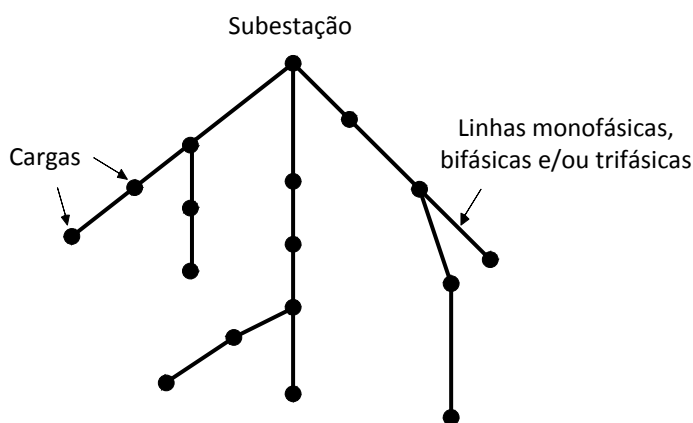
Os sistemas de distribuição são caracterizados por sua estrutura radial, ou seja, só há um caminho para o fluxo de potência entre a subestação e os consumidores, e podem ser compostos por uma ou mais subestações de um ou mais alimentadores (*feeders*). Algumas vantagens da configuração radial são: facilidade de proteção contra corrente de falta, menor corrente de falta na maior parte da rede, facilidade no controle da tensão, facilidade de predição e controle do fluxo de potência, custo menor, entre outros (KERSTING, 2006).

Nos alimentadores, o sistema é representado por um grafo com barras (ou nós), que simbolizam as cargas instaladas nos consumidores, e ramos representando as linhas de distribuição, como mostra a Figura 2.2.

Contrariamente ao que sucede em sistemas de transmissão, na distribuição a resistência das linhas é comparável a sua reatância. Geralmente a razão X/R tem uma ampla faixa de variação, podendo chegar a ser muito menor do que a unidade. Além disso, na distribuição praticamente não existem transposições devido ao comprimento das linhas serem menores que o comprimento das linhas de transmissão, nas quais são comumente encontradas tais transposições. Dessa forma, os acoplamentos entre as fases provocam quedas de tensão desequilibradas. Por esse motivo, a modelagem mais exata das linhas é através de uma matriz simétrica cheia, de dimensão 3x3 (fases A, B e C), apresentando as impedâncias de cada fase (PIZZALLI, 2003).

O carregamento de um alimentador de distribuição é por si só desbalanceado devido ao grande número de cargas monofásicas diferentes que são alimentadas e aos espaçamentos das linhas trifásicas com diferentes configurações, aéreas e subterrâneas. Tais configurações são indispensáveis para a análise de um alimentador de distribuição, pois é necessário se conhecer suas características físicas, como a localização de cada elemento, suas especificações, as condições de operação, tabelas de condutores, e características elétricas, como a potência dos transformadores, taxa de transformação de reguladores e tensões nominais de linha, etc.

**Figura 2. 2 – Rede de distribuição típica.**



**Fonte: Próprio autor, 2011.**

### 2.1.3 Consumidores

Podem-se encontrar muitos tipos de conexões: monofásicas, bifásicas ou trifásicas. Embora seja certo que na distribuição primária predomine as cargas trifásicas é frequente encontrar cargas bifásicas, especialmente em zonas rurais. No entanto, é na distribuição secundária onde se encontram as mais variadas conexões, consequência da grande quantidade de cargas residenciais de natureza monofásica (SHORT, 2003). A ANEEL (2011) estabelece valores de tensão nominal para a baixa tensão (isto é, nível de tensão típico para consumidores) por tipo de rede de conexão. São informados os valores, em volts, 440/220 e 220/127, para linhas trifásicas e, para aquelas monofásicas, os valores 254/127 e 480/220, também em volts.

Outro aspecto interessante na distribuição é a presença de cargas de naturezas distintas. Os tipos de carga que comumente se encontram são: residenciais, comerciais,

industriais e agroindustriais (estas últimas típicas em zonas rurais). Cada um desses tipos caracteriza-se por possuir um fator de potência típico e um determinado comportamento frente às variações de tensão e temperatura (SHORT, 2003).

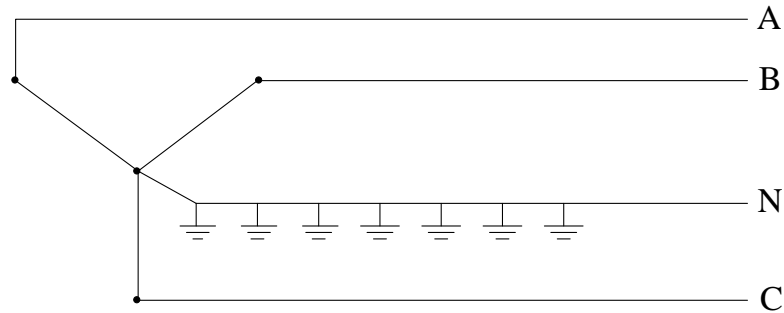
Por outro lado, a natureza desequilibrada de impedâncias e cargas destes sistemas não torna atrativa a aplicação da transformação de componentes simétricas. A impossibilidade de desacoplar e modelar o sistema como uma rede de sequência torna mais complexa a análise de fluxo de potência. Portanto, é necessário resolver este problema sobre uma base trifásica, com os componentes modelados de forma exata por fase (KERSTING, 2006; PIZALLI, 2003).

## **2.2 Aterramento**

Os sistemas de distribuição primários modernos são usualmente trifásicos, a três ou a quatro fios, multiterrados ou delta (SHORT, 2002). Um sistema a quatro fios pode possuir aterramento na subestação e um quarto cabo, o cabo neutro, levado junto aos cabos das fases e aterrado a trechos periodicamente espaçados (ver Figura 2.3), sendo, assim, multiterrado. Este modelo é o mais utilizado no Brasil em redes aéreas secundárias de distribuição.

Algumas empresas de distribuição adotam o aterramento determinada quantidade de vezes para certo comprimento da linha enquanto outras fazem o aterramento em cada estrutura, ou pelo menos em cada posto de transformação. Às vezes o transformador da subestação é aterrado através de uma impedância (da ordem de  $1 \Omega$ ) num esforço de diminuir os níveis das correntes de curto-circuito. As duas vantagens mais importantes de um sistema trifásico a quatro fios multiterrado (em relação ao delta trifásico) são: altas correntes de curto-circuito permitindo um acionamento efetivo dos relés de sobrecorrente (principalmente relés de neutro) e baixo custo no serviço monofásico, especialmente no subterrâneo, devido à capacidade de se isolar uma fase, com suas chaves, fusíveis, e outros componentes (ao invés de duas vezes mais equipamentos, para o sistema delta).

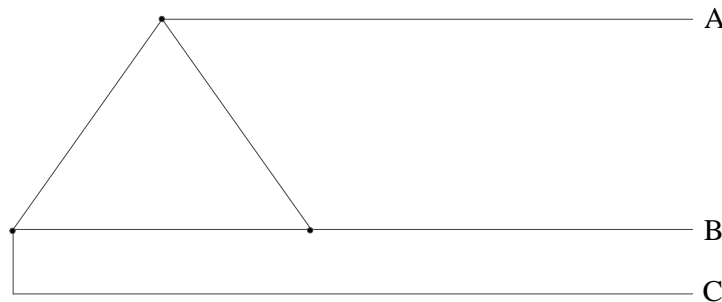
**Figura 2. 3 – Sistema trifásico a quatro fios com neutro multiaterrado.**



**Fonte: Próprio autor, 2011.**

O segundo tipo de conexão mais popular para um sistema de distribuição é o sistema delta a três fios mostrado na Figura 2.4. Estes sistemas são mais antigos e geralmente utilizados em tensões menores do que os sistemas a quatro fios multiaterrados. Eles são também muito populares nos sistemas de potência industriais. Embora ainda em uso, não são ativamente expandidos devido à falta de vantagens mostradas em relação ao esquema a quatro fios multiaterrado. Este sistema apresenta melhor equilíbrio das fases em relação aos sistemas em estrela (PIZZALLI, 2003; SHORT, 2002).

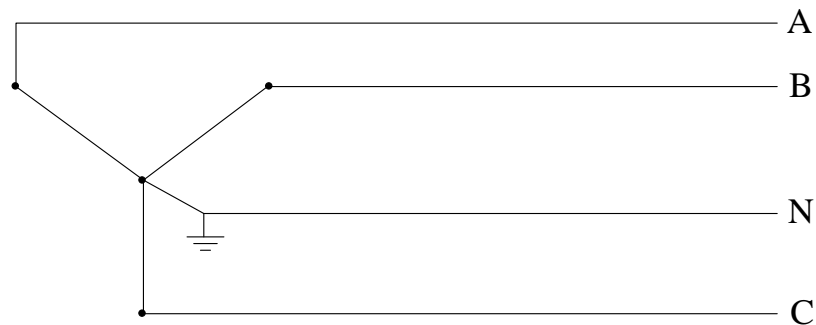
**Figura 2. 4 – Sistema trifásico a três fios alimentado com um transformador em delta.**



**Fonte: Próprio autor, 2011.**

Os sistemas a quatro fios aterrados em um único ponto (Figura 2.5) são sistemas onde o condutor neutro é isolado em todos os pontos exceto na fonte. O condutor neutro nestes sistemas é conectado ao ponto neutro dos enrolamentos do transformador fonte e ao terra. A principal vantagem destes sistemas é a alta sensibilidade dos relés de falta à terra que pode ser obtida em relação aos sistemas multiaterrados (PIZZALLI, 2003; SHORT, 2002).

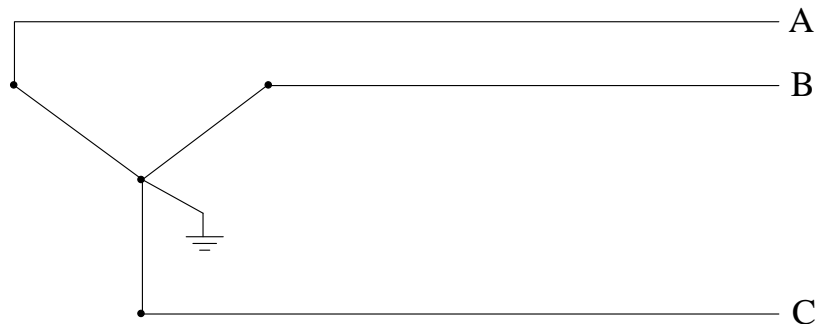
**Figura 2. 5 – Sistema trifásico a quatro fios com neutro aterrado em um único ponto.**



**Fonte: Próprio autor, 2011.**

Nos sistemas de distribuição trifásicos a três fios com aterramento em um único ponto (Figura 2.6), predominantemente utilizado no Brasil em redes aéreas primária de distribuição, bancos de transformadores monofásicos podem ser conectados fase-a-fase para se conseguir uma transformação trifásica. A conexão de bancos de transformadores de distribuição é usualmente delta-estrela aterrado ou delta-delta (SHORT, 2002).

**Figura 2. 6 – Sistema trifásico a três fios aterrado em um único ponto.**



**Fonte: Próprio autor, 2011.**

### **2.3 Automação de sistemas de distribuição**

Nos últimos anos tem se notado um crescente interesse em fluxos de potência especializados para sistemas de distribuição (ARRUDA, 2011). Este interesse está baseado principalmente em duas fortes razões: as ferramentas de análise utilizadas até o momento não são as mais adequadas e a tendência da automatização dos sistemas de distribuição.

As ferramentas usuais de análise disponíveis para resolver redes elétricas de distribuição, em geral, são os fluxos de potência monofásicos, desenvolvidos para sistemas de

transmissão. Em geral, a aplicação direta de tais algoritmos a sistemas de distribuição apresenta, em muitos casos, dificuldades de convergência.

Como consequência, as empresas de distribuição têm optado por usar, para estudos de planejamento e operação métodos simples de análise, os quais exigem entre outras coisas, uma grande simplificação na modelagem da rede (muitas vezes por falta de dados). Em alguns países desenvolvidos tem-se justificado em termos econômicos uma automação dos sistemas de distribuição cada vez mais completa. Chaves de controle remotas, telemetria e controle da iluminação pública são algumas das automações já implementadas. Um aumento na automação implica em um desenvolvimento paralelo do *hardware* e *software* utilizados. Um aplicativo desse tipo deveria interagir com a rede processando a informação recebida através dos medidores remotos. Um cálculo de fluxo de potência trifásico eficaz, computacionalmente eficiente e que contemple todas as características já apontadas das redes de distribuição (acoplamentos, desequilíbrios, etc.) é parte importante do processo de automação.

## **2.4 Escolha do modelo de cálculo do fluxo de potência**

Uma análise da literatura especializada mostra que são duas as técnicas mais utilizadas para o cálculo de fluxo de potência em sistemas de distribuição: uma baseada no método de Newton envolvendo formação de matrizes jacobianas e cálculo do erro nos terminais do alimentador e dos ramais laterais (STOTT, 1971), e outra baseada em varreduras à montante e à jusante envolvendo cálculo das correntes nos ramos (STOTT, 1974). No entanto, a técnica de varreduras (*Sweep*) tem se mostrado mais estável, além da fácil implementação computacional, fazendo com que o método escolhido para o desenvolvimento do algoritmo de fluxo de potência trifásico seja o método de soma de correntes com varredura *Backward-Forward* (CHENG; SHIRMOHAMMADI, 1995). A modelagem completa do método será apresentada no Capítulo 4.

## Capítulo 3

# 3 MODELAGEM DOS COMPONENTES DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

### 3.1 Considerações iniciais

Neste capítulo, a título de revisão, são discutidos e apresentados os modelos matemáticos dos principais componentes físicos de sistemas de distribuição de energia elétrica, para fins de cálculo de fluxo de potência. Devido ao fato dos modelos de linhas (equações de Carson) com a representação do solo, das cargas (ZIP), dos capacitores e dos transformadores serem comumente encontrados na literatura, estes são apresentados no Apêndice A. Os reguladores e geradores distribuídos com diferentes conexões são apresentados nesse capítulo.

### 3.2 Modelagem dos reguladores de tensão

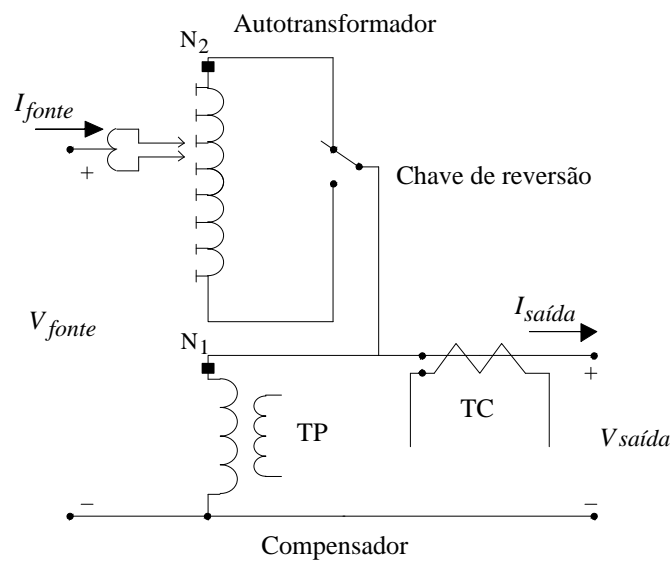
Em circuitos de distribuição ocorrem quedas de tensão devido à corrente fluindo através das impedâncias das linhas. Quedas de tensão primária e secundária podem acontecer ao longo da rede na tentativa de se fornecer tensões adequadas aos consumidores mais remotos. Métodos comuns de regulação de tensão consistem nas aplicações de reguladores de tensão de passo na subestação ou nos alimentadores, nos transformadores com mudança de *taps* (*LTC – Load Tap Changing*) e bancos de capacitores em paralelo. Atualmente os reguladores de tensão mais utilizados nos sistemas de distribuição de energia são os chamados reguladores de tensão de passo de 32 degraus (KERSTING, 2006).

Um regulador de tensão de passo consiste em um autotransformador e um mecanismo de mudança de *taps*. A variação da tensão na saída do regulador é obtida pela mudança dos *taps* dos enrolamentos do autotransformador. A posição dos *taps* é determinada por um circuito de controle (compensador de queda na linha). O padrão dos reguladores de passo apresenta uma chave inversora que possibilita um alcance de  $\pm 10\%$  da tensão nominal, geralmente em 32 passos ou degraus, ou seja, a cada passo há uma variação de 0,625% da tensão (0,75 V em uma base de 120 V).

De acordo com as normas atuais, estes reguladores podem ser conectados de duas maneiras: Tipo A, chamado regulador com excitação variável, pois a bobina de excitação percebe qualquer variação na tensão da fonte; ou Tipo B, chamado regulador de excitação constante porque a bobina de excitação fica localizada ao lado da carga, não sentindo nenhuma variação na tensão da fonte.

O tipo mais comum de conexão do Tipo B, ilustrado na Figura 3.1, é o escolhido para a implementação do fluxo de potência desta dissertação.

**Figura 3.1 – Regulador de passo monofásico em posição de elevação de tensão.**



**Fonte: Adaptada de (KERSTING, 2006).**

Quando se trata de um sistema de distribuição típico devem-se considerar linhas trifásicas e desbalanceadas. Para a elaboração do modelo do regulador trifásico utilizam-se três reguladores de tensão de passo do tipo B conectados entre si, sendo que cada um possui seu próprio sistema de controle e, portanto, os *taps* são variados separadamente.

Há três tipos comuns de se fazer a conexão destes reguladores monofásicos, que são: estrela aterrado ( $Y_g$ ), delta fechado ( $\Delta$ ) e delta aberto ( $V$ ). Por se tratar de três reguladores monofásicos independentes é importante se modelar o circuito do compensador de queda de linha em um único regulador monofásico para, posteriormente, agrupá-los com os outros dois e partir para a modelagem trifásica.

### 3.2.1 Regulador de passo monofásico

Para um regulador monofásico do tipo B, as relações entre a tensão e corrente de fonte e a tensão e corrente de saída são (KERSTING, 2006, 2009, 2010):

$$V_{saida} = \frac{1}{a_R} V_{fonte}, \quad (3.1)$$

$$I_{saida} = a_R I_{fonte}, \quad (3.2)$$

$$a_R = 1 \pm \frac{N_2}{N_1}. \quad (3.3)$$

Onde:

$N_1$  = Número de voltas do enrolamento do primário;

$N_2$  = Número de voltas do enrolamento do secundário.

Não se sabe o número exato de voltas de cada enrolamento, no entanto, sabe-se que cada mudança de *tap* varia 0,625% da tensão para mais ou para menos. Os sinais presentes na equação (3.3) também aparecem na equação (3.4) a seguir, que é a taxa de regulação efetiva, e significa elevação (sinal de “menos”) ou redução (sinal de “mais”) da tensão:

$$a_R = 1 \pm 0,00625tap. \quad (3.4)$$

As constantes generalizadas para as tensões ( $a$ ) e correntes ( $d$ ) desse modelo são apresentadas a seguir:

$$a = a_R, \quad (3.5)$$

$$d = \frac{1}{a_R}. \quad (3.6)$$

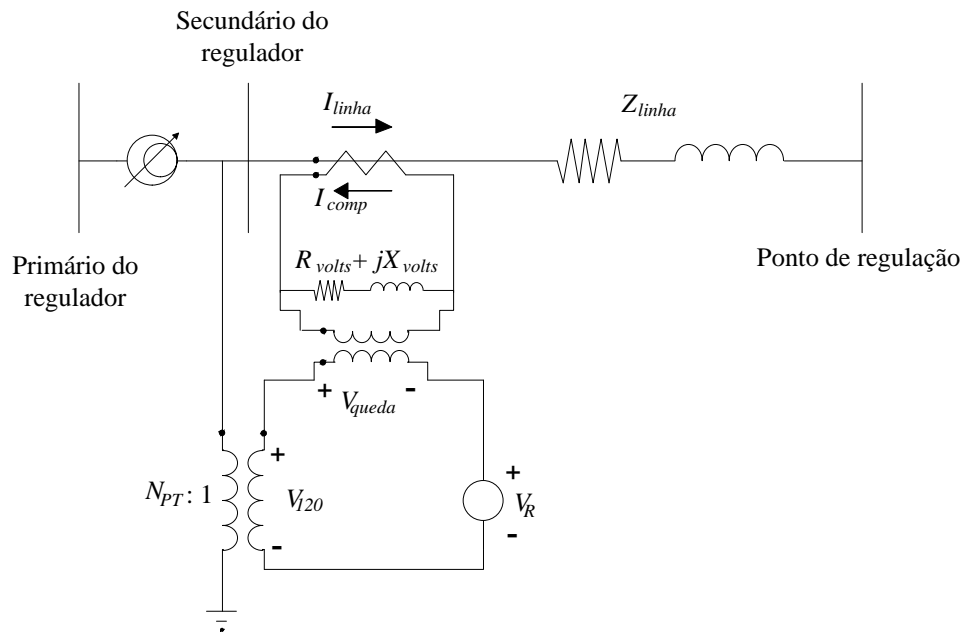
#### 3.2.1.1 Circuito do compensador

O objetivo do circuito do compensador é que a tensão medida no relé de tensão do compensador seja um modelo, em escala, da tensão real no ponto de regulação, ou seja, a tensão em pu no relé do compensador deve ser a mesma que a tensão no ponto de regulação

em pu. Para isso deve-se assumir a tensão de fase do sistema como tensão de fase de base ( $V_{LN}$ ) e a corrente do primário do transformador do regulador como corrente de linha de base ( $CT_P$ ).

A partir daí pode-se calcular os demais parâmetros do compensador, como a impedância ( $R_{volts} + jX_{volts}$ ) calibrada em volts no controle do regulador. Este parâmetro é o mais crítico, pois deve representar a impedância equivalente entre o regulador e o “centro de carga”, escolhido com base na estrutura e carregamento do sistema para ser o ponto de regulação. O circuito é ilustrado na Figura 3.2.

**Figura 3. 2 – Circuito do compensador.**



**Fonte: Próprio autor, 2011.**

Primeiramente (KERSTNG, 2009), calcula-se a impedância equivalente da linha ( $R_{linha} + jX_{linha}$ ) em pu, dividindo-a pela impedância de base da linha ( $Z_{base}$ ):

$$R_{pu} + jX_{pu} = \frac{(R_{linha} + jX_{linha})}{Z_{base}}, \quad (3.7)$$

$$Z_{base} = \frac{V_{LN}}{CT_P}. \quad (3.8)$$

Onde:

$CT_P$  = base da corrente no primário;

$VLN$  = tensão fase-neutro nominal no primário.

Depois, em ohms:

$$R_{comp\Omega} + jX_{comp\Omega} = (R_{pu} + jX_{pu})Z_{base\_comp}, \quad (3.9)$$

$$Z_{base\_comp} = \frac{VLN}{N_{PT}CT_S}, \quad (3.10)$$

$$N_{pt} = \frac{VLN}{120}. \quad (3.11)$$

Onde:

$CT_S$  = base da corrente no secundário;

$N_{pt}$  = taxa de transformação de tensão para o circuito do compensador.

Para o cálculo de  $N_{pt}$  é utilizado 120 como base, sendo esse valor o padrão de reguladores desse tipo. Então, multiplica-se o resultado em ohms pela base de corrente no secundário, encontrando-se a queda de tensão representada pela impedância do compensador em volts:

$$R_{volts} + jX_{volts} = (R_{comp\Omega} + jX_{comp\Omega}) CT_S, \quad (3.12)$$

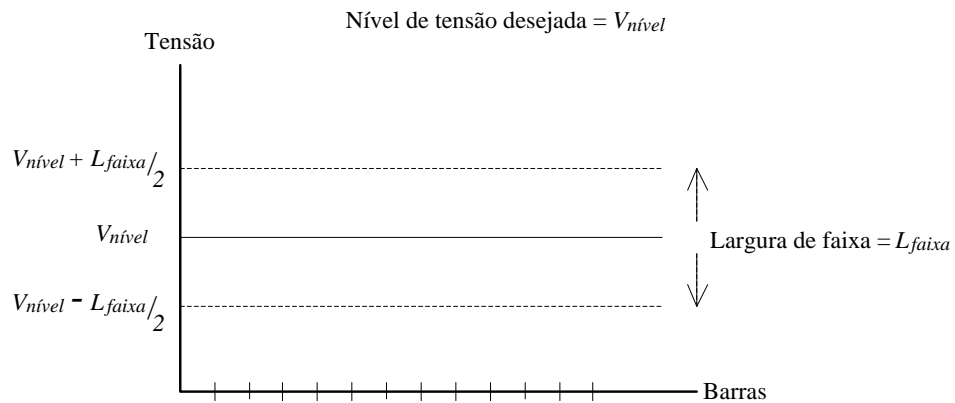
$$R_{volts} + jX_{volts} = (R_{linha} + jX_{linha}) \frac{CT_P}{N_{PT}}. \quad (3.13)$$

Ao analisar as equações, nota-se que a impedância da linha que liga o “centro de carga” ao regulador ( $R_{linha} + jX_{linha}$ ), quando conhecida, dispensa os cálculos anteriores à equação (3.13) para se obter diretamente a impedância do compensador em volts.

Outros dois parâmetros do circuito do compensador são o “nível de tensão” na base do compensador (120-V) e a “largura de faixa”, que corresponde às variações aceitáveis deste nível de tensão a ser obtido pelo circuito do compensador, ou seja, haverá mudança dos *taps* enquanto a tensão do relé estiver fora da faixa. A Figura 3.3 ilustra o funcionamento desses parâmetros.

Para a escolha do “centro de carga” do sistema trifásico, geralmente, utiliza-se a barra que divide o alimentador aproximadamente pela metade, ou seja, praticamente metade da carga total instalada na rede se localiza antes dessa barra e a outra metade logo após. Sabendo disso, no caso de haver algum nó entre a barra escolhida e o regulador, basta somar as impedâncias que os interligam.

**Figura 3.3 – Nível de tensão e largura de faixa.**

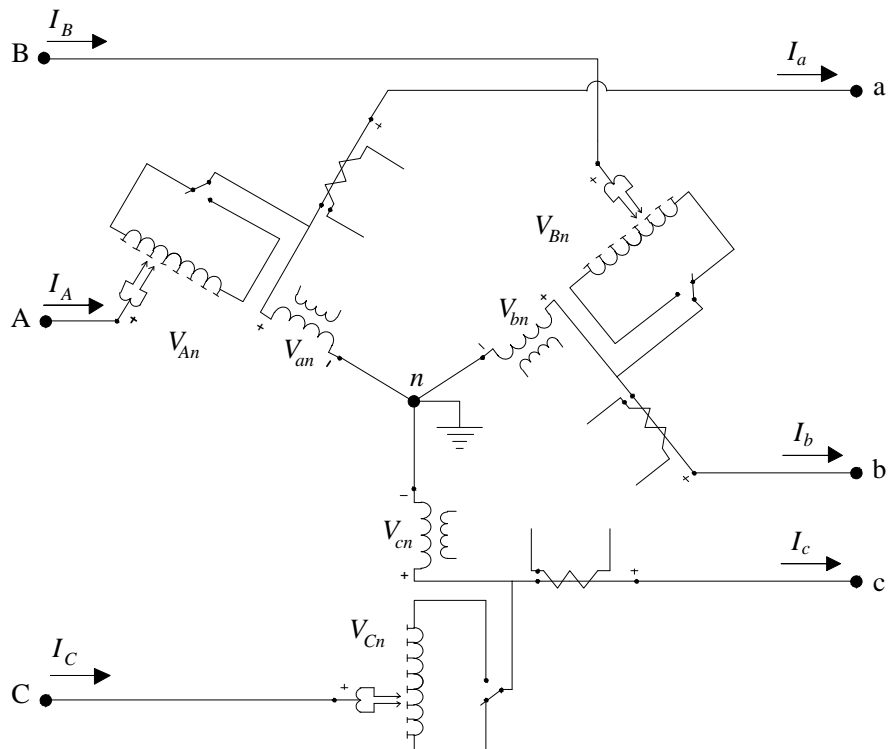


Fonte: Próprio autor, 2011.

### 3.2.2 Regulador de passo trifásico conectado em estrela aterrado ( $Y_g$ )

Um caso comum é aquele em que se conectam três reguladores monofásicos, como o da Figura 3.1, em estrela aterrado, conforme mostra a Figura 3.4.

**Figura 3.4 – Reguladores de passo do tipo B conectados em estrela aterrada**



Fonte: Próprio autor, 2011.

Na Figura 3.4 os índices de cada grandeza são correspondentes às respectivas fases de cada lado do regulador, ou seja, índices com letras maiúsculas representam primário (entrada) do regulador e aqueles com letras minúsculas representam o secundário (saída) do regulador. Independente da posição da chave de elevação ou redução de tensão, as equações das tensões que se aplicam a esse modelo, de acordo com (KERSTING, 2006), são:

$$\begin{bmatrix} V_{An} \\ V_{Bn} \\ V_{Cn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{Ra} & 0 & 0 \\ 0 & a_{Rb} & 0 \\ 0 & 0 & a_{Rc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix}, \quad (3.14)$$

$$[VLN_{ABC}] = [a][VLN_{abc}] + [b][I_{abc}]. \quad (3.15)$$

Onde:

$[VLN_{ABC}]$  = tensões de fase no primário do regulador;

$[VLN_{abc}]$  = tensões de fase no secundário do regulador;

$[I_{abc}]$  = correntes de linha de saída do regulador (secundário).

Nas quais,  $a_{Ra}$ ,  $a_{Rb}$  e  $a_{Rc}$  correspondem às taxas de regulação efetivas de cada regulador monofásico.

As equações para as correntes, considerando aquelas medidas na entrada do regulador ( $[I_{ABC}]$ ) são:

$$\begin{bmatrix} J_A \\ J_B \\ J_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{a_{Ra}} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{a_{Rb}} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{a_{Rc}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} J_a \\ J_b \\ J_c \end{bmatrix}, \quad (3.16)$$

$$[I_{ABC}] = [c][VLG_{abc}] + [d][J_{abc}]. \quad (3.17)$$

Pode-se então definir as matrizes constantes generalizadas como:

$$[a] = \begin{bmatrix} a_{Ra} & 0 & 0 \\ 0 & a_{Rb} & 0 \\ 0 & 0 & a_{Rc} \end{bmatrix}, \quad (3.18)$$

$$[b] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}, \quad (3.19)$$

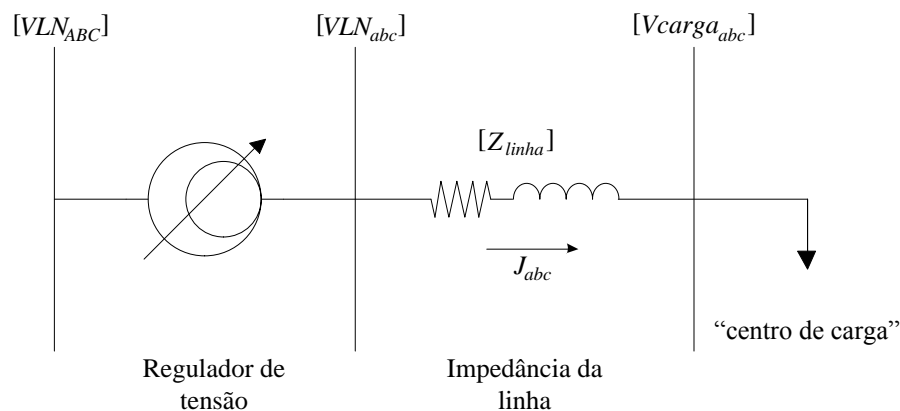
$$[c] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}, \quad (3.20)$$

$$[d] = \begin{bmatrix} \frac{1}{a_{Ra}} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{a_{Rb}} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{a_{Rc}} \end{bmatrix}. \quad (3.21)$$

As taxas de regulação efetivas ( $a_{Ra}$ ,  $a_{Rb}$  e  $a_{Rc}$ ) podem assumir valores diferentes entre si e devem se restringir a valores entre 0,9 e 1,1. Lembrando que são os valores máximos alcançados (-10% e +10%) e que variam em passos de 0,625% ou 0,75 V numa base de 120 V. As matrizes generalizadas  $[b]$  e  $[c]$  são nulas porque correspondem às impedâncias série e paralela dos reguladores, que são desconsideradas para os cálculos apresentados neste trabalho (reguladores em condições ideais).

Considerando as tensões do “centro de carga” ( $[Vcarga_{abc}]$ ) como o objetivo da regulação é necessário defini-las em função das tensões de entrada e saída dos terminais do regulador. A Figura 3.5 ilustra o procedimento de relacionamento dessas tensões.

**Figura 3. 5 – Diagrama de um regulador trifásico e barra do centro de carga.**



**Fonte: Próprio autor, 2011.**

A tensão do secundário do regulador, em função das tensões do primário de acordo com a equação (3.15) e considerando as recém-definidas matrizes generalizadas, fica da seguinte forma:

$$[VLN_{abc}] = [a]^{-1}[VLN_{ABC}]. \quad (3.22)$$

Conforme ilustrado na Figura 3.5, as tensões no “centro de carga” são:

$$[Vcarga_{abc}] = [VLN_{abc}] - [Z_{linha}][J_{abc}], \quad (3.23)$$

$$[Vcarga_{abc}] = [A][VLN_{ABC}] - [B][J_{abc}]. \quad (3.24)$$

Onde:

$$[A] = [a]^{-1} = \begin{bmatrix} \frac{1}{a_{Ra}} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{a_{Rb}} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{a_{Rc}} \end{bmatrix}, \quad (3.25)$$

$$[B] = [a]^{-1}[Z_{linha}]. \quad (3.26)$$

A partir daí já é possível passar as tensões no “centro de carga” para a base 120 V, da seguinte forma:

$$[V120_{abc}] = \frac{[Vcarga_{abc}]}{N_{pt}}, \quad (3.27)$$

$$N_{pt} = \frac{|VLN_{nominal}|}{120}. \quad (3.28)$$

Considerando as tensões no “centro de carga”, pode-se calcular a impedância do compensador em ohms ( $R_{comp\Omega} + jX_{comp\Omega}$ ) sabendo que alguns parâmetros do compensador já são fornecidos ou calculados, como  $CT_P$ ,  $CT_S$ ,  $N_{pt}$ ,  $V_{nível}$  e  $L_{faixa}$ . Assim, deve-se primeiramente calcular a impedância equivalente da linha ( $R_{linha} + jX_{linha}$ ):

$$\begin{bmatrix} R_{linhaA} + jX_{linhaA} \\ R_{linhaB} + jX_{linhaB} \\ R_{linhaC} + jX_{linhaC} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left( \frac{V_{an} - Vcarga_a}{J_a} \right) \\ \left( \frac{V_{bn} - Vcarga_b}{J_b} \right) \\ \left( \frac{V_{cn} - Vcarga_c}{J_c} \right) \end{bmatrix}. \quad (3.29)$$

Mesmo que os taps dos três reguladores conectados entre si se modifiquem individualmente, é comum se definir o mesmo valor para a impedância no compensador. No caso, é utilizado o valor médio das três impedâncias calculadas para se definir os parâmetros de R e X do compensador, ou seja, calcula-se a média dos resultados como a seguir:

$$R_{linha} + jX_{linha} = \frac{(R_{linhaA} + jX_{linhaA}) + (R_{linhaB} + jX_{linhaB}) + (R_{linhaC} + jX_{linhaC})}{3}. \quad (3.30)$$

As configurações de R e X do compensador são dadas em volts, como já foi dito, e são calculadas de acordo com a equação (3.13). Para o caso em que a impedância do compensador é fornecida, as equações (3.29) e (3.30) não precisam ser consideradas nos cálculos.

Os *taps* das fases do regulador podem ser calculados pela queda de tensão equivalente entre o regulador e barra do “centro de carga”. Utilizando a forma inversa da equação (3.12), a impedância do compensador em ohms ( $R_{comp\Omega} + jX_{comp\Omega}$ ) fica conhecida e as tensões de fase do relé ( $V_R$ ) no compensador podem ser obtidas da seguinte forma:

$$[V_R] = [VLN_{comp}] - (R_{comp\Omega} + jX_{comp\Omega})[J_{comp}]. \quad (3.31)$$

No entanto, para este cálculo é necessário conhecer as tensões de fase de entrada do compensador  $[VLN_{comp}]$  e as correntes que passam pelo seu circuito  $[J_{comp}]$ , em cada fase, o que é feito realizando as operações de mudança de base, da linha para o compensador:

$$[VLN_{comp}] = \frac{[VLN_{abc}]}{N_{pt}}, \quad (3.32)$$

$$[J_{comp}] = [J_{abc}] \frac{CT_S}{CT_P}. \quad (3.33)$$

Assim, o cálculo dos *taps*, para cada fase, é feito considerando as tensões do relé, em cada fase, através da equação:

$$\begin{bmatrix} tap_A \\ tap_B \\ tap_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\left| \left( V_{nível} - L_{faixa}/2 \right) - |V_{Ra}| \right|}{0,75} \\ \frac{\left| \left( V_{nível} - L_{faixa}/2 \right) - |V_{Rb}| \right|}{0,75} \\ \frac{\left| \left( V_{nível} - L_{faixa}/2 \right) - |V_{Rc}| \right|}{0,75} \end{bmatrix}. \quad (3.34)$$

Substituindo os valores calculados de cada *tap* na equação (3.4) encontram-se as taxas efetivas de regulação de cada regulador monofásico e, assim, a regulação trifásica como resultado da multiplicação:

$$\begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} = [TAP] \begin{bmatrix} V_{An} \\ V_{Bn} \\ V_{Cn} \end{bmatrix}, \quad (3.35)$$

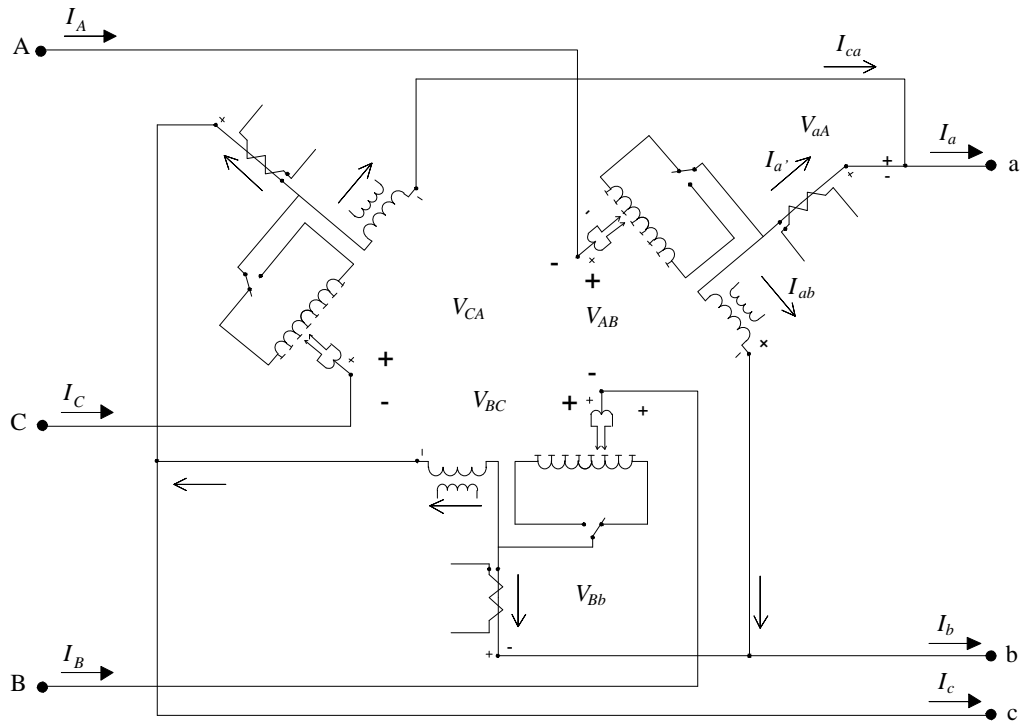
$$[TAP] = \begin{bmatrix} \frac{1}{a_{Ra}} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{a_{Rb}} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{a_{Rc}} \end{bmatrix} = [A]. \quad (3.36)$$

### 3.2.3 Regulador de passo trifásico conectado em delta fechado ( $\Delta$ )

Para este modelo, os três reguladores monofásicos do tipo B estão conectados em triângulo como mostra a Figura 3.6. Essa modelagem é tipicamente empregada para casos de alimentadores em delta a três fios.

Nota-se que os transformadores de tensão, para esta conexão, estão monitorando as tensões de linha do secundário e os transformadores de corrente não estão monitorando as correntes de linha. Uma peculiaridade desse tipo de conexão é o aumento, de 50%, da faixa de regulação, em relação ao padrão (-10% a +10%), ou seja, a variação de tensão causada por este regulador é -15% a +15% (SHORT, 2003).

Figura 3. 6 – Reguladores de passo do tipo B conectados em delta fechado.



Fonte: Adaptado de (KERSTING, 2006).

Na Figura 3.6 apenas as grandezas de tensão e corrente do regulador conectado entre as fases A e B estão evidenciadas, assim, vale ressaltar que para os demais reguladores seguem-se os mesmos padrões.

Utilizando a lei de Kirchhoff das tensões ao longo do circuito da conexão delta, começando pelas tensões de linha entre as fases A e B do primário (KERSTING, 2006):

$$V_{AB} + V_{Bb} + V_{ba} + V_{aA} = 0. \quad (3.37)$$

Sabendo que:

$$V_{Bb} = -\frac{N_2}{N_1} V_{bc}, \quad (3.38)$$

$$V_{aA} = \frac{N_2}{N_1} V_{ab}, \quad (3.39)$$

$$V_{ba} = -V_{ab}. \quad (3.40)$$

Substituindo as equações (3.38) à (3.40) na equação (3.37):

$$V_{AB} = \left(1 - \frac{N_2}{N_1}\right)V_{ab} + \frac{N_2}{N_1}V_{bc} = a_{Rab}V_{ab} + (1 - a_{Rbc})V_{bc}. \quad (3.41)$$

O mesmo procedimento pode ser feito com as demais fases para encontrar as outras relações entre tensões de linha. O resultado está representado nas equações:

$$\begin{bmatrix} V_{AB} \\ V_{BC} \\ V_{CA} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{Rab} & (1 - a_{Rbc}) & 0 \\ 0 & a_{Rbc} & (1 - a_{Rca}) \\ (1 - a_{Rab}) & 0 & a_{Rca} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{ab} \\ V_{bc} \\ V_{ca} \end{bmatrix}, \quad (3.42)$$

$$[VLL_{ABC}] = [a][VLL_{abc}] + [b][I_{abc}]. \quad (3.43)$$

A relação entre as correntes pode ser estabelecida ao utilizar a lei de Kirchhoff das correntes nos terminais do secundário:

$$I_a = I'_a + I_{ca} = I_A - I_{ab} + I_{ca}. \quad (3.44)$$

Sabendo que:

$$I_{ab} = \frac{N_2}{N_1}I_A, \quad (3.45)$$

$$I_{ca} = \frac{N_2}{N_1}I_C. \quad (3.46)$$

Substituindo as equações (3.45) e (3.46) na equação (3.44):

$$I_a = \left(1 - \frac{N_2}{N_1}\right)I_A + \frac{N_2}{N_1}I_C = a_{Rab}I_A + (1 - a_{Rca})I_C. \quad (3.47)$$

Da mesma forma como foi feito nas tensões, repetindo o procedimento para as demais fases:

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{Rab} & 0 & (1 - a_{Rca}) \\ (1 - a_{Rab}) & a_{Rbc} & 0 \\ 0 & (1 - a_{Rbc}) & a_{Rca} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix}, \quad (3.48)$$

$$[I_{abc}] = [d]^{-1}[I_{ABC}]. \quad (3.49)$$

A forma generalizada da equação de corrente pode ser obtida com a inversão da matriz  $[d]^{-1}$  que, com exceção da condição em que os três reguladores estiverem com *taps* nulos ( $a_{Ra} = 1$ ), resulta numa matriz  $[d]$  sem nenhum elemento de valor zero.

As correntes do lado do primário então ficam:

$$[I_{ABC}] = [c][VLL_{ABC}] + [d][I_{abc}]. \quad (3.50)$$

Assim como no caso da conexão em estrela aterrada, os elementos das matrizes  $[b]$  e  $[c]$  são zero quando se desconsidera as impedâncias em série e admitâncias em paralelo de cada regulador.

Admitindo que este regulador seja instalado em uma rede de distribuição típica, alimentando cargas desbalanceadas, de diferentes naturezas e conexões, é necessário encontrar as tensões linha-terra de saída do regulador em função das tensões de fase no “centro de carga”, da mesma forma ilustrada na Figura 3.5.

Invertendo a equação (3.43) e levando em conta as matrizes generalizadas:

$$[a] = \begin{bmatrix} a_{Rab} & (1 - a_{Rbc}) & 0 \\ 0 & a_{Rbc} & (1 - a_{Rca}) \\ (1 - a_{Rab}) & 0 & a_{Rca} \end{bmatrix}, \quad (3.51)$$

$$[b] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}, \quad (3.52)$$

$$[c] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}, \quad (3.53)$$

$$[d] = \begin{bmatrix} a_{Rab} & 0 & (1 - a_{Rca}) \\ (1 - a_{Rab}) & a_{Rbc} & 0 \\ 0 & (1 - a_{Rbc}) & a_{Rca} \end{bmatrix}^{-1}, \quad (3.54)$$

$$[VLL_{abc}] = [a]^{-1} \cdot [VLL_{ABC}]. \quad (3.55)$$

Neste ponto devem-se obter as tensões de linha do “centro de carga” ( $VLL_{carga_{abc}}$ ), mas, para isso, é necessário utilizar as tensões equivalentes de linha-terra ( $VLG$ ) da barra de saída do regulador e as correntes de linha ( $J$ ) do ramo entre o regulador de tensão e o ponto de regulação para se calcular as tensões de fase do “centro de carga” ( $V_{carga_{abc}}$ ). A partir

dessas tensões de fase, podem-se obter as tensões de linha no ponto de regulação e seguir adiante para o cálculo dos *taps*.

As tensões de linha no “centro de carga” em função das tensões de fase do secundário ( $[VLG_{abc}]$ ) do regulador são:

$$[Vcarga_{abc}] = [VLG_{abc}] - [Z_{linha}][J_{abc}], \quad (3.56)$$

$$[VLLcarga_{abc}] = [D][Vcarga_{abc}], \quad (3.57)$$

$$[D] = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix}. \quad (3.58)$$

Lembrando que para o cálculo das tensões do secundário leva-se em conta, primeiramente, a equação (3.55).

Para o cálculo das tensões na base do compensador, deve-se obter a taxa de transformação da tensão ( $N_{pt}$ ) utilizando a tensão nominal de linha ( $VLL$ ), como mostra a equação a seguir:

$$N_{pt} = \frac{|VLL_{nominal}|}{120}, \quad (3.59)$$

Os *taps* deste regulador são calculados de forma semelhante a que foi apresentada para a conexão em estrela aterrada, mas com as devidas mudanças referentes à conexão. Sendo assim, devem-se obter a média das impedâncias de linha equivalentes para, posteriormente, conseguir definir os parâmetros do compensador e calcular a queda de tensão vista pelo relé.

As equações a seguir apresentam o cálculo das impedâncias equivalentes de linha e sua média que será usada no compensador:

$$\begin{bmatrix} R_{linhaA} + jX_{linhaA} \\ R_{linhaB} + jX_{linhaB} \\ R_{linhaC} + jX_{linhaC} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left( \frac{V_{ab} - VLLcarga_{ab}}{J_a} \right) \\ \left( \frac{V_{bc} - VLLcarga_{bc}}{J_b} \right) \\ \left( \frac{V_{ca} - VLLcarga_{ca}}{J_c} \right) \end{bmatrix}, \quad (3.60)$$

$$R_{linha} + jX_{linha} = \frac{(R_{linhaA} + jX_{linhaA}) + (R_{linhaB} + jX_{linhaB}) + (R_{linhaC} + jX_{linhaC})}{3}. \quad (3.61)$$

As configurações de R e X do compensador são obtidas conforme as equações (3.12) e (3.13), assim como no caso anterior (Yg). Com a impedância do compensador em ohms ( $R_{comp\Omega} + jX_{comp\Omega}$ ) conhecida, as tensões de linha do relé ( $VLL_R$ ) no compensador podem ser obtidas da seguinte forma:

$$[VLL_R] = [VLL_{comp}] - (R_{comp\Omega} + jX_{comp\Omega})[J_{comp}]. \quad (3.62)$$

No entanto, para este cálculo é necessário conhecer as tensões de linha de entrada do compensador  $[VLL_{comp}]$  e as correntes que passam pelo seu circuito  $[J_{comp}]$ , em cada fase, o que é feito realizando as operações de mudança de base, da linha para o compensador:

$$[VLL_{comp}] = \frac{[VLL_{abc}]}{N_{pt}}, \quad (3.63)$$

$$[J_{comp}] = [J_{abc}] \frac{CT_S}{CT_P}. \quad (3.64)$$

Assim, o cálculo dos *taps*, para cada fase, é feito considerando as tensões do relé, em cada fase, através da equação:

$$\begin{bmatrix} tap_{AB} \\ tap_{BC} \\ tap_{CA} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left| \frac{\left( V_{nível} - L_{faixa}/2 \right) - |VLL_{Rab}|}{0,75} \right| \\ \left| \frac{\left( V_{nível} - L_{faixa}/2 \right) - |VLL_{Rbc}|}{0,75} \right| \\ \left| \frac{\left( V_{nível} - L_{faixa}/2 \right) - |VLL_{Rca}|}{0,75} \right| \end{bmatrix}. \quad (3.65)$$

Substituindo os valores calculados de cada *tap* na equação (3.4) encontram-se as taxas efetivas de regulação de cada regulador monofásico e, assim, a regulação trifásica como resultado da multiplicação:

$$\begin{bmatrix} V_{ab} \\ V_{bc} \\ V_{ca} \end{bmatrix} = [TAP] \begin{bmatrix} V_{AB} \\ V_{BC} \\ V_{CA} \end{bmatrix}, \quad (3.66)$$

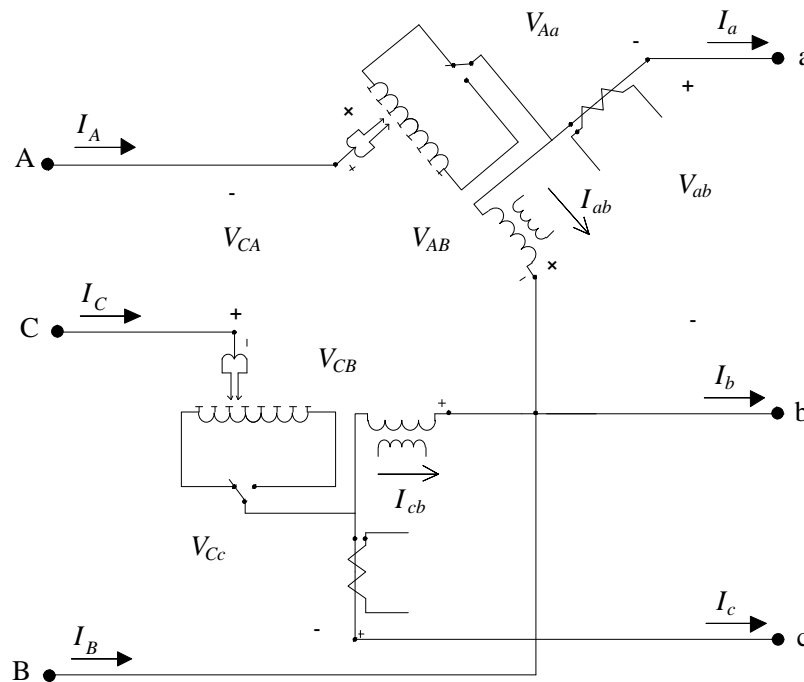
$$[TAP] = \begin{bmatrix} a_{Rab} & (1 - a_{Rbc}) & 0 \\ 0 & a_{Rbc} & (1 - a_{Rca}) \\ (1 - a_{Rab}) & 0 & a_{Rca} \end{bmatrix}. \quad (3.67)$$

A operação de uma conexão em delta fechado pode apresentar dificuldades. Nota-se que, tanto nas equações de tensão como nas de corrente, ao se modificar uma posição do *tap* em um dos reguladores mais de uma fase será afetada em suas correntes e tensões, ou seja, aumentar um nível do *tap* em um regulador influencia a posição do *tap* de outro regulador. Então, na maioria dos casos a “largura de faixa” deve ser maior que aquela escolhida na configuração de uma conexão em estrela aterrada (Yg).

#### 3.2.4 Regulador de passo trifásico conectado em delta aberto (V)

A prática de utilizar dois reguladores monofásicos para regulação de tensão em sistemas de distribuição trifásicos a três fios é bem popular entre algumas concessionárias. Esse tipo de conexão é tipicamente utilizada em alimentadores a três fios ligados em delta. Instalam-se dois reguladores monofásicos entre as duas fases distintas da rede e uma repetida, podendo ser feitos três tipos de conexão entre as três fases da rede (A, B e C): dois reguladores entre as fases A e B e C e B; dois reguladores entre as fases B e C e A e C; e dois reguladores entre as fases C e A e B e A. A Figura 3.7 ilustra a conexão de dois reguladores conectados entre as fases A e B e C e B (KERSTING, 2006).

Figura 3.7 – Reguladores de passo do tipo B conectados em delta aberto.



Fonte: Adaptado de (KERSTING, 2006).

Nota-se que os transformadores de tensão, para esta conexão, estão monitorando as tensões de linha do secundário e os transformadores de corrente monitorando as correntes de linha. Assim como no modelo anterior, a análise de um único regulador serve de base para o restante dos cálculos e, ainda, no caso de conexões entre outras fases.

Utilizando-se as relações básicas de tensão e corrente, é definida a queda de tensão através do primeiro regulador (AB) como a soma das quedas nos enrolamentos série e paralelo:

$$V_{AB} = V_{Aa} + V_{ab}. \quad (3.68)$$

Atentando-se para as polaridades dos enrolamentos mostrados na Figura 3.7, a queda de tensão no enrolamento série em função da queda no enrolamento em paralelo é:

$$V_{Aa} = -\frac{N_2}{N_1} V_{ab}. \quad (3.69)$$

Assim:

$$V_{AB} = \left(1 - \frac{N_2}{N_1}\right) V_{ab} = a_{Rab} V_{ab}. \quad (3.70)$$

Repetindo os passos para o regulador entre as fases C e B e utilizando novamente a lei de Kirchhoff das tensões:

$$V_{BC} = \left(1 - \frac{N_2}{N_1}\right) V_{bc} = a_{Rcb} V_{bc}, \quad (3.71)$$

$$V_{CA} = -(V_{AB} + V_{BC}) = -a_{Rab} V_{ab} - a_{Rcb} V_{bc}. \quad (3.72)$$

Matricialmente:

$$\begin{bmatrix} V_{AB} \\ V_{BC} \\ V_{CA} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{Rab} & 0 & 0 \\ 0 & a_{Rcb} & 0 \\ -a_{Rab} & -a_{Rcb} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{ab} \\ V_{bc} \\ V_{ca} \end{bmatrix}, \quad (3.73)$$

$$[VLL_{ABC}] = [a_{LL}][VLL_{abc}] + [b_{LL}][I_{abc}]. \quad (3.74)$$

A relação entre as correntes pode ser estabelecida ao utilizar a lei de Kirchhoff das correntes nos terminais do secundário:

$$I_A = I_a + I_{ab}. \quad (3.75)$$

Sabendo que:

$$I_{ab} = \frac{N_2}{N_1} I_A, \quad (3.76)$$

$$I_A = \frac{1}{\left(1 - \frac{N_2}{N_1}\right)} I_a = \frac{1}{a_{Rab}} I_a. \quad (3.77)$$

Da mesma forma, para o outro regulador tem-se:

$$I_C = \frac{1}{\left(1 - \frac{N_2}{N_1}\right)} I_c = \frac{1}{a_{Rcb}} I_c. \quad (3.78)$$

Como se trata de uma ligação em delta pode-se utilizar a lei de Kirchoff das correntes para encontrar a corrente que falta:

$$I_B = -(I_A + I_C) = -\frac{1}{a_{Rab}}I_a - \frac{1}{a_{Rcb}}I_c. \quad (3.79)$$

A forma generalizada das equações de correntes é:

$$\begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{a_{Rab}} & 0 & 0 \\ -\frac{1}{a_{Rab}} & 0 & -\frac{1}{a_{Rcb}} \\ 0 & 0 & \frac{1}{a_{Rcb}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}, \quad (3.80)$$

$$[I_{ABC}] = [c_{LL}][VLL_{abc}] + [d_{LL}][I_{abc}]. \quad (3.81)$$

Lembrando que as taxas efetivas de regulação são dadas a partir da equação (3.4) e que ainda está se desconsiderando as impedâncias em série e paralelo dos reguladores, o que anula as matrizes  $[b_{LL}]$  e  $[c_{LL}]$ . As demais são:

$$[a_{LL}] = \begin{bmatrix} a_{Rab} & 0 & 0 \\ 0 & a_{Rcb} & 0 \\ -a_{Rab} & -a_{Rcb} & 0 \end{bmatrix}, \quad (3.82)$$

$$[d_{LL}] = \begin{bmatrix} \frac{1}{a_{Rab}} & 0 & 0 \\ -\frac{1}{a_{Rab}} & 0 & -\frac{1}{a_{Rcb}} \\ 0 & 0 & \frac{1}{a_{Rcb}} \end{bmatrix}. \quad (3.83)$$

As tensões e correntes de linha do lado do secundário do regulador trifásico em função das tensões e correntes de linha do primário são:

$$[VLL_{abc}] = [A_{LL}][VLL_{ABC}], \quad (3.84)$$

$$[I_{abc}] = [D_{LL}][I_{ABC}]. \quad (3.85)$$

Sendo:

$$[A] = [a_{LL}]^{-1}, \quad (3.86)$$

$$[D_{LL}] = [d_{LL}]^{-1}. \quad (3.87)$$

Admitindo que este regulador trifásico seja instalado na rede é necessário encontrar as tensões de linha de saída do regulador em função das tensões de linha no “centro de carga” da mesma forma ilustrada na Figura 3.5. No entanto, diferentemente dos outros dois tipos citados, existem apenas dois reguladores para três fases, ou seja, apenas dois *taps* são regulados. A tensão entre as fases que não possuem regulador é encontrada a partir das outras (lei de Kirchhoff das tensões).

Assim como na conexão delta fechado, as tensões de linha no “centro de carga” ( $[Vcarga_{abc}]$ ) são calculadas em função das tensões de fase do secundário do regulador ( $[VLG_{abc}]$ ), da seguinte forma:

$$[Vcarga_{abc}] = [VLG_{abc}] - [Z_{linha}][J_{abc}], \quad (3.88)$$

$$[VLLcarga_{abc}] = [D][Vcarga_{abc}], \quad (3.89)$$

$$[D] = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix}. \quad (3.90)$$

Lembrando que para o cálculo das tensões do secundário leva-se em conta, primeiramente, a equação (3.84).

Passando para a base 120 V do circuito do compensador dos reguladores:

$$[VLL120_{abc}] = \frac{[VLLcarga_{abc}]}{N_{pt}} \quad (3.91)$$

$$N_{pt} = \frac{|VLL_{nominal}|}{120} \quad (3.92)$$

Para o cálculo dos *taps* dos reguladores entre as fases AB e CB utiliza-se uma equação semelhante àquelas já apresentadas, com a exceção de serem apenas dois reguladores e, assim, dois *taps*. Nesse caso, em vez de se obter a média das impedâncias de linha equivalentes, deve-se utilizar separadamente a impedância de linha equivalente de cada fase para, então, definir os parâmetros do compensador e calcular a queda de tensão vista pelo relé.

As equações a seguir apresentam o cálculo das impedâncias equivalentes de linha para as fases em que estão ligados os reguladores:

$$R_{linhaA} + jX_{linhaA} = \frac{V_{ab} - VLLcarga_{ab}}{J_a}, \quad (3.93)$$

$$R_{linhaB} + jX_{linhaB} = \frac{V_{cb} - VLLcarga_{cb}}{J_c} \quad (3.94)$$

As configurações de R e X do compensador são obtidas conforme as equações (3.12) e (3.13), assim como nos casos anteriores. Com a impedância do compensador em ohms ( $R_{comp\Omega} + jX_{comp\Omega}$ ) conhecida, as tensões de linha do relé ( $VLL_R$ ) de cada compensador podem ser obtidas da seguinte forma:

$$VLL_{R_{ab}} = VLL_{comp_{ab}} - (R_{comp\Omega_{ab}} + jX_{comp\Omega_{ab}})J_{comp_a}, \quad (3.95)$$

$$VLL_{R_{cb}} = VLL_{comp_{cb}} - (R_{comp\Omega_{cb}} + jX_{comp\Omega_{cb}})J_{comp_c}. \quad (3.96)$$

No entanto, para este cálculo é necessário conhecer as tensões de linha de entrada do compensador ( $VLL_{comp_{ab}}$  e  $VLL_{comp_{cb}}$ ) e as correntes que passam pelo seu circuito ( $J_{comp_a}$  e  $J_{comp_c}$ ), em cada fase, o que é feito realizando as operações de mudança de base, da linha para o compensador:

$$VLL_{comp_{ab}} = \frac{VLL_{ab}}{N_{pt}}, \quad (3.97)$$

$$VLL_{comp_{cb}} = \frac{-VLL_{bc}}{N_{pt}}, \quad (3.98)$$

$$J_{comp_a} = J_a \frac{CT_S}{CT_P}, \quad (3.99)$$

$$J_{comp_c} = J_c \frac{CT_S}{CT_P}. \quad (3.100)$$

Assim, o cálculo dos *taps*, para cada fase, é feito considerando as tensões do relé, em cada fase, através da equação:

$$\begin{bmatrix} tap_{AB} \\ tap_{CB} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\left( V_{nível} - L_{faixa}/2 \right) - |VLL_{Rab}|}{0,75} \\ \frac{\left( V_{nível} - L_{faixa}/2 \right) - |VLL_{Rcb}|}{0,75} \end{bmatrix}. \quad (3.101)$$

Com os dois *taps* em mãos, resta apenas substituir seus valores nas equações de taxa de regulação efetiva (3.4) presentes na equação (3.84) e encontrar as tensões de linha de saída do regulador trifásico.

$$\begin{bmatrix} VLL_{ab} \\ VLL_{bc} \\ VLL_{ca} \end{bmatrix} = [TAP] \begin{bmatrix} VLL_{AB} \\ VLL_{BC} \\ VLL_{CA} \end{bmatrix}, \quad (3.102)$$

$$[TAP] = \begin{bmatrix} \frac{1}{a_{Rab}} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{a_{Rcb}} & 0 \\ -\frac{1}{a_{Rab}} & -\frac{1}{a_{Rcb}} & 0 \end{bmatrix} = [A_{LL}]. \quad (3.103)$$

Devem-se repetir os mesmos passos dessa modelagem para os casos em que o monitoramento das fases seja diferente, apenas trocando as fases especificadas. Sendo assim, ao utilizar um regulador conectado em “V” que monitora as fases BC e AC, ou CA e BA, deve-se trocar as grandezas da fase AB e CB, mostrados nessa seção, por aquelas das fases BC e AC, ou CA e BA, respectivamente.

Para a aplicação de reguladores conectados em delta, aberto ou fechado, em um fluxo de potência é necessário encontrar as tensões equivalentes linha-terra (fase) da saída do regulador. Para isso basta utilizar as equações:

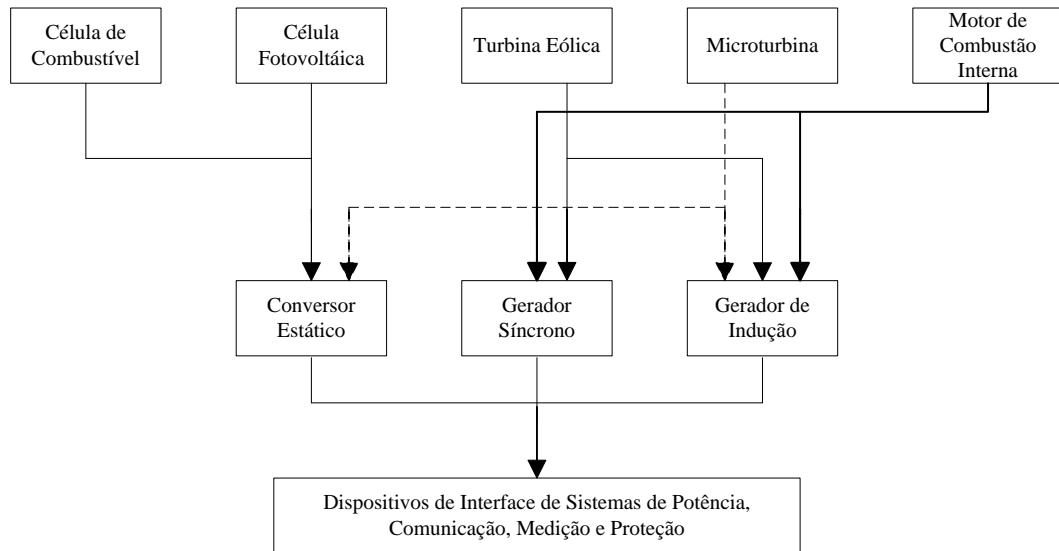
$$\begin{bmatrix} VLG_a \\ VLG_b \\ VLG_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left( \frac{VLL_{AB}}{\sqrt{3} \angle 30^\circ} \right) \\ \left( \frac{VLL_{BC}}{\sqrt{3} \angle 30^\circ} \right) \\ \left( \frac{VLL_{CA}}{\sqrt{3} \angle 30^\circ} \right) \end{bmatrix}. \quad (3.104)$$

### 3.3 Modelagem de geradores distribuídos

Atualmente a geração distribuída (GD), assim como sistemas de geração e cogeração natural de energia limpa com elevada eficiência térmica vem sendo cada vez mais aplicada, devido aos problemas de aquecimento global e escassez de combustíveis fósseis. A geração distribuída tem se tornado uma parte importante da geração de energia de diversos países e sua participação nesse processo tende a aumentar.

Os sistemas de distribuição foram designados para operar um fluxo de potência radial e unidirecional, mas na presença de geração de energia dispersa na rede o fluxo não pode ser chamado mais de unidirecional. A integração de geradores distribuídos a sistemas com automação e gerenciamento de demandas pode causar problemas no fluxo de potência, na qualidade de energia, no controle de tensão, na redução das perdas, nos dispositivos de proteção, entre outros. Considerando isso fica claro que a modelagem de unidade de GD nos métodos existentes de fluxo de potência é indispensável (TENG, 2008).

A Figura 3.8 apresenta possíveis fontes de energia e dispositivos de conversão de unidades de GD e pode ser utilizada para categorizar as características das saídas dos geradores. As categorias são definidas como: fontes de energia estáveis, as quais pertencem células de combustíveis e microturbinas de gás, e fontes de energia instáveis, como fontes de energia solar e eólica. Diferentes tipos de fontes combinadas com diferentes tipos de conversores resultam em características especiais das saídas dos GD conforme é apresentado na Tabela 3.1.

**Figura 3. 8 – Combinações usuais de GD's.**

Fonte: Adaptado de (TENG, 2008; SHORT, 2003).

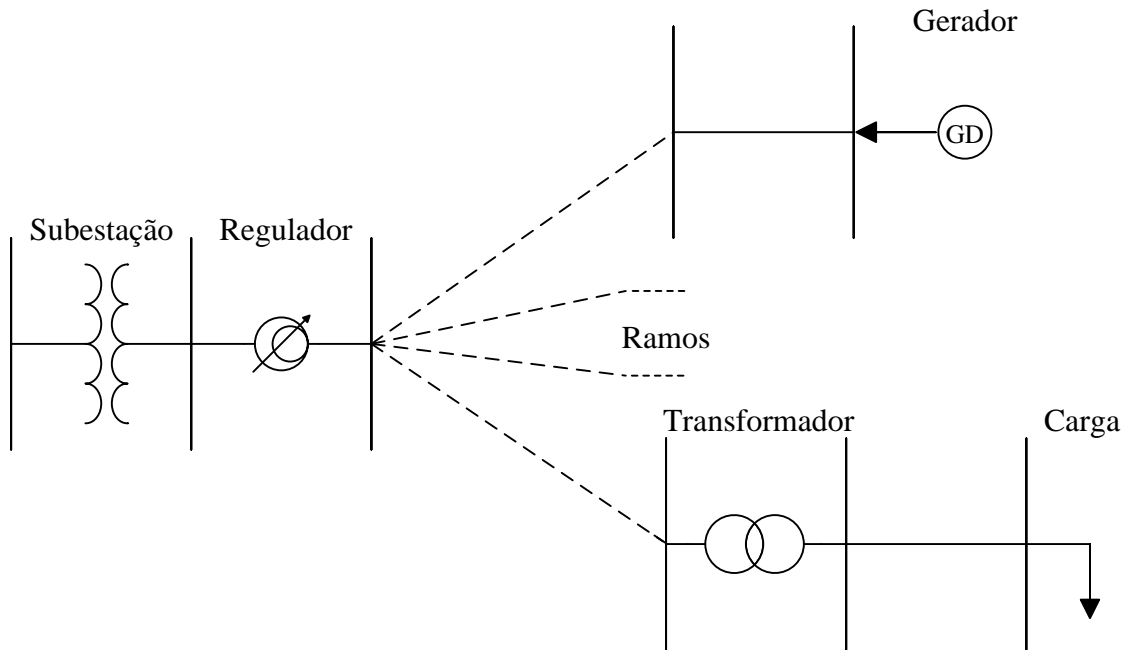
**Tabela 3. 1 – Modelos de GD para estudos de fluxo de potência.**

Tipo de Geração	Tipo de Conversor	Ligação	Modelo
Motor de Combustão Interna	Gerador Síncrono	Direta	PQ
	Gerador de Indução	Direta	PQ
Turbinas de Gás	Gerador Síncrono	Direta	PV
Microturbinas	Gerador Síncrono	Retificador + Inversor	PV ou PQ
	Gerador de Indução	Direta	PQ
Turbina Eólica	Gerador de Indução	Retificador + Inversor	PV ou PQ
	Gerador Síncrono	Retificador + Inversor	PV ou PQ
Célula Fotovoltaica	-	Inversor	PV ou PQ
Célula de Combustível	-	Inversor	PV ou PQ

Fonte: Adaptado de (MOGHADDAS-TAFRESHI; MASHHOUR, 2009).

Por exemplo, se um conversor eletrônico estático fosse utilizado para converter energia elétrica, estaria se comportando como um gerador com fator de potência constante em condições normais de operação. Assim, de acordo com as características de cada combinação pode-se especificar dois modelos adequados ao fluxo de potência escolhido: modelo de fator de potência constante e modelo de tensão constante. A Figura 3.9 ilustra a instalação de uma unidade geradora em uma linha de distribuição típica.

**Figura 3.9 – Sistema de distribuição simples com transformador, regulador de tensão e geração distribuída.**



Fonte: Próprio autor, 2011.

### 3.3.1 Modelo de fator de potência constante

O modelo de gerador distribuído de fator de potência constante é muito comum entre as modelagens. Pode ser utilizado para unidades de GD controláveis, como aquelas baseadas em geradores síncronos ou conversores eletrônicos em que a potência reativa de saída pode ser calculada através da corrente de excitação ou ângulos de acionamento, respectivamente.

Os valores especificados para esse modelo são a potência ativa ( $P_{q,g}$ ) e o fator de potência do gerador ( $fp_{q,g}$ ). A potência reativa de saída ( $Q_{q,g}$ ) e sua correspondente corrente de linha ( $IL_{q,g}$ ) a ser injetada, por uma unidade de GD instalada na barra  $q$  na rede, podem ser calculadas pelas equações a seguir:

$$[Q_{q,g}] = [P_{q,g} \cdot \text{tg}(\cos^{-1}(fp_{q,g}))], \quad (3.105)$$

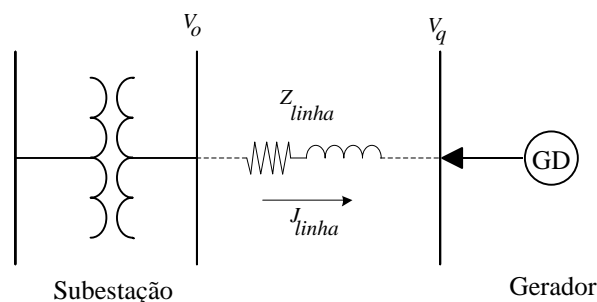
$$\begin{bmatrix} IL_{q,g}^a \\ IL_{q,g}^b \\ IL_{q,g}^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left( \frac{P_{q,g}^a + jQ_{q,g}^a}{3V_{q,g}^a} \right)^* \\ \left( \frac{P_{q,g}^b + jQ_{q,g}^b}{3V_{q,g}^a} \right)^* \\ \left( \frac{P_{q,g}^c + jQ_{q,g}^c}{3V_{q,g}^a} \right)^* \end{bmatrix}. \quad (3.106)$$

Vale ressaltar que os valores especificados de entrada, assim como os calculados de saída, são trifásicos e a unidade de GD é instalada de forma que a potência é dividida igualmente entre as fases, ou seja, considera-se um balanceamento entre as fases e uma conexão em estrela (Y).

### 3.3.2 Modelo de tensão constante

Essa modelagem é utilizada para representar unidades de GD controladas e de grande escala. A obtenção da potência reativa injetada no sistema é feita através de uma sequência de cálculos que se repetem até que determinado critério seja atendido (*loop*). Nesse tipo de GD, os parâmetros especificados são a potência ativa e o módulo da tensão de linha esperada na barra na qual a unidade foi instalada.

**Figura 3. 10 – Diagrama simples de rede de distribuição com GD.**



**Fonte: Próprio autor, 2011.**

Se um gerador for instalado na barra  $q$  conforme a Figura 3.10 e tiver uma variação na sua injeção de potência reativa  $\Delta Q_{q,g}^m$  para cada repetição (iteração)  $m$  do *loop*, então a correspondente variação de corrente injetada equivalente na barra  $q$  pode ser expressada como:

$$[\Delta I_{q,g}^m] = \left[ \left( \frac{j\Delta Q_{q,g}^m}{V_{q,g}^m} \right)^* \right] = \left[ \frac{f_{q,g}^m \Delta Q_{q,g}^m - j e_{q,g}^m \Delta Q_{q,g}^m}{(|V_{q,g}^m|)^2} \right], \quad (3.107)$$

$$[V_{q,g}^m] = [e_{q,g}^m + j f_{q,g}^m]. \quad (3.108)$$

Aqui se utiliza da separação da grandeza referente à tensão na barra em parte real ( $f_{q,g}^m$ ) e imaginária ( $e_{q,g}^m$ ), sabendo que  $[V_{q,g}^m]$  é a tensão medida na barra na qual se instalou a GD e que  $V_o$  é a tensão de saída da subestação desse sistema de distribuição, tem-se:

$$[V_{q,g}^m] = [V_o] - [Z_{linha}] [U_{linha}^m], \quad (3.109)$$

$$[U_{linha}^m] = [U_{linha}^m] + [\Delta I_{q,g}^m]. \quad (3.110)$$

A variação de tensão causada pela variação da potência reativa pode ser encontrada como:

$$[\Delta V_{q,g}^m] = [V_{q,g}^m] - [V_o] = [Z_g] [\Delta I_{q,g}^m]. \quad (3.111)$$

Sendo que:

$$[Z_g] = [Z_{linha}] = [R_g + jX_g]. \quad (3.112)$$

Substituindo as equações (3.112) e (3.107) na equação (3.107) pode-se escrever:

$$[\Delta V_{q,g}^m] = [R_g + jX_g] \left[ \frac{f_{q,g}^m \Delta Q_{q,g}^m - j e_{q,g}^m \Delta Q_{q,g}^m}{(|V_{q,g}^m|)^2} \right], \quad (3.113)$$

$$[\Delta V_{q,g}^m] = [\Delta e_{q,g}^m + j \Delta f_{q,g}^m]. \quad (3.114)$$

Em que:

$$[\Delta e_{q,g}^m] = [R_g] \left[ \frac{f_{q,g}^m \Delta Q_{q,g}^m}{(|V_{q,g}^m|)^2} \right] + [X_g] \left[ \frac{e_{q,g}^m \Delta Q_{q,g}^m}{(|V_{q,g}^m|)^2} \right], \quad (3.115)$$

$$[\Delta f_{q,g}^m] = -[R_g] \left[ \frac{e_{q,g}^m \Delta Q_{q,g}^m}{(|V_{q,g}^m|)^2} \right] + [X_g] \left[ \frac{f_{q,g}^m \Delta Q_{q,g}^m}{(|V_{q,g}^m|)^2} \right]. \quad (3.116)$$

Pelo fato de que se trata de um modelo de tensão constante, a tensão corrigida ( $V_q^m$ ) na barra  $q$  tem que ser igual à tensão especificada ( $V_{q,g}^{especific.}$ ), de forma que não haverá necessidade de se continuar com a repetição dos cálculos caso a diferença quadrática entre essas tensões ( $V_{q,g}^{dif}$ ) atinja um valor baixo o suficiente.

$$[V_q^m] = [V_{q,g}^m] + [\Delta V_{q,g}^m], \quad (3.117)$$

$$\left[ (V_{q,g}^m + \Delta V_{q,g}^m)^2 \right] - \left[ (V_{q,g}^{especific.})^2 \right] \rightarrow 0, \quad (3.118)$$

$$\left[ (V_{q,g}^m)^2 + (\Delta V_{q,g}^m)^2 - (V_{q,g}^{especific.})^2 \right] = -[2(e_{q,g}^m \Delta e_{q,g}^m + j f_{q,g}^m \Delta f_{q,g}^m)]. \quad (3.119)$$

Analisando as equações acima, se desconsidera o termo  $(\Delta V_{q,g}^m)^2$  por não influenciar significativamente devido a sua ordem de grandeza em comparação as demais, e fazendo as devidas substituições, usando as equações (3.118) e (3.119), define-se a diferença quadrática entre a tensão especificada e a tensão corrigida como:

$$[V_{q,g}^{dif}] = \left[ (V_{q,g}^{especific.})^2 - (V_{q,g}^m)^2 \right] = 2[X_g][\Delta Q_{q,g}^m]. \quad (3.120)$$

O critério de parada do *loop* para resultar numa tensão corrigida da barra através da injeção de potência reativa é a própria variação de potência reativa ( $\Delta Q_{q,g}^m$ ), ou seja, assim que a variação calculada de uma iteração  $m$  for menor que um valor específico previamente estipulado, a última tensão corrigida ( $V_q^{m+1}$ ) será a nova tensão da barra e a corrente injetada no sistema ( $I_{q,g}^{m+1}$ ) será determinada a partir da atualização dos valores encontrados:

$$\Delta Q_{q,g}^m = V_{q,g}^{dif} (2[X_g])^{-1}, \quad (3.121)$$

$$P_{q,g}^{m+1} + jQ_{q,g}^{m+1} = P_{q,g}^m + j(Q_{q,g}^m + \Delta Q_{q,g}^m), \quad (3.122)$$

$$V_{q,g}^{m+1} = V_{q,g}^m + \Delta V_{q,g}^m, \quad (3.123)$$

$$I_{q,g}^{m+1} = \left( \frac{P_{q,g}^{m+1} + jQ_{q,g}^{m+1}}{V_{q,g}^{m+1}} \right)^*. \quad (3.124)$$

As derivações mostradas acima podem ser estendidas para aplicações com mais de uma unidade de GD apenas levando em consideração as impedâncias das linhas que conectam as unidades ao ponto de distribuição (SE).

### 3.4 Considerações finais

Todos os modelos de reguladores de tensão trifásicos e geradores distribuídos apresentados nesta seção podem ser utilizados no desenvolvimento de um algoritmo para cálculo de fluxo de potência em sistemas de distribuição, como o proposto no capítulo que segue.

## Capítulo 4

### 4 FLUXO DE POTÊNCIA TRIFÁSICO A TRÊS E A QUATRO FIOS

#### 4.1 Considerações iniciais

A modelagem e a análise de um sistema de distribuição de energia elétrica dependem principalmente das cargas, as quais, em geral, estão em contínua variação. A cada momento, diferentes tipos e quantidades de cargas são ligadas/desligadas, conseqüentemente a intensidade da corrente nos alimentadores é variável.

Neste capítulo apresenta-se um método de fluxo de potência trifásico a quatro fios para análise de sistemas de distribuição primários e secundários. Este método é uma extensão do método de fluxo de potência trifásico para análise em tempo real de sistemas de distribuição em (CHENG et al, 1995).

O fluxo de potência é uma ferramenta de análise de um alimentador de distribuição que consiste em estudar a operação deste alimentador em condições normais de regime permanente. Uma análise de fluxo de potência pode determinar as seguintes grandezas, por fase ou trifásico:

- Ângulos e magnitudes das tensões em todos os nós (barras);
- Fluxo em todos os segmentos da linha (ramos) em kW e kvar, amperes e ângulos ou amperes e fator de potência;
- Perdas em cada ramo da rede;
- Perdas totais do alimentador;
- Cargas em kW e kvar baseado em um modelo específico.

A metodologia escolhida foi àquela baseada no cálculo das correntes, proposta por (TENG, 2003). O algoritmo assume um perfil de tensões, calculando logo as injeções de correntes para tal condição. Posteriormente, são obtidos os fluxos de corrente nas linhas (ramos), começando pelas mais distantes da subestação até as mais próximas dela (*Backward Sweep*). Usando as correntes nas linhas é iniciado o processo à jusante, no qual são calculadas as tensões em todos os nós começando pela subestação em direção aos nós mais distantes (*Forward Sweep*). O algoritmo utiliza cálculos matriciais para efetuar as correções das tensões e correntes da rede analisada, conforme será apresentado na próxima seção.

## 4.2 Apresentação do algoritmo

O algoritmo proposto se baseia em varreduras, das extremidades do grafo da rede para a origem (barra da SE) e da origem para as extremidades. Dessa forma, para tais varreduras, as matrizes de injeção de corrente de barra para ramo ( $[BIBC]$ ) e de tensão de barra por corrente de ramo ( $[BCBV]$ ) são confeccionadas de acordo com as injeções equivalentes de corrente ( $I$ ), considerando modelos diferentes de carga instalada em cada barra.

Assim, considerando as modelagens do capítulo anterior e aquelas apresentadas no Apêndice A, representam-se as injeções de corrente como:

$$I_q^k = IL_q^k + IC_q^k - IG_q^k. \quad (4.1)$$

Em que  $IL_q^k$ ,  $IC_q^k$  e  $IG_q^k$  são as correntes obtidas das cargas, bancos de capacitores e geradores distribuídos, respectivamente, e  $q$  é o número da barra em que se localizam essas potências e  $k$  o número da iteração. Todos os elementos a partir de agora serão considerados trifásicos até que se diga o contrário, para efeito de simplificação da notação.

A numeração das barras segue da SE, de número zero, até a última barra  $n$ , em um alimentador de  $n$  barras. Assim, os vetores que representam as correntes e tensões trifásicas de cada barra são mostrados nas equações a seguir, iniciando do zero para a tensão da SE e do um para a corrente da primeira barra:

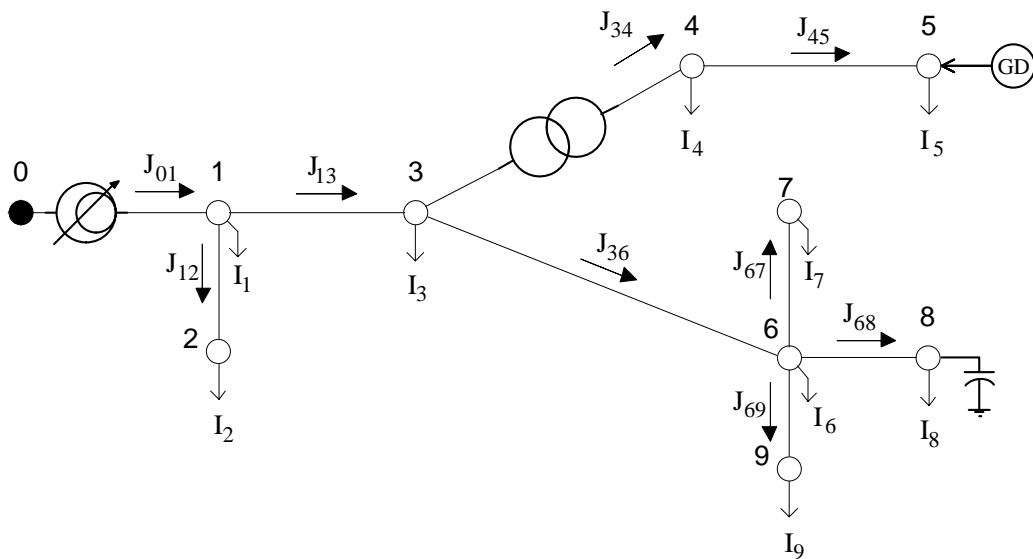
$$I_q^k = \begin{bmatrix} I_1^k \\ I_2^k \\ I_3^k \\ \vdots \\ I_n^k \end{bmatrix}, \quad (4.2)$$

$$V_q^k = \begin{bmatrix} V_0^k \\ V_1^k \\ V_2^k \\ \vdots \\ V_n^k \end{bmatrix}. \quad (4.3)$$

#### 4.2.1 Exemplo de desenvolvimento das equações na forma matricial

Um sistema de distribuição de dez barras, mostrado na Figura 4.1, é utilizado como exemplo. As injeções de potência podem ser calculadas como injeções de corrente e a relação entre as correntes injetadas e a que circula nos ramos pode ser obtida pela aplicação da lei de Kirchhoff das correntes (TENG, 2003).

Figura 4.1 – Alimentador radial de 10 barras.



Fonte: Próprio autor, 2011.

As correntes no ramo ( $J_{pq}$ ), entre as barras  $p$  e  $q$ , podem ser expressas como a soma das correntes injetadas  $I_q$  nas barras que estão à frente desse ramo. Sendo assim a corrente total do alimentador, ou seja, aquela medida no primeiro ramo depois da SE ( $J_{01}$ ), pode ser expressa por:

$$J_{01} = \sum_{q=1}^{10} I_q. \quad (4.4)$$

Nesse exemplo, para relacionar as correntes entre as barras 3 e 4, faz-se necessário a inclusão da modelagem de um transformador, conforme é apresentado no Apêndice A. Isso é feito levando em consideração a matriz da relação de transformação de corrente ( $D_t$ ), diferente para cada tipo de conexão utilizada no transformador, da seguinte forma:

$$J_{69} = I_9, \quad (4.5)$$

$$J_{68} = I_8, \quad (4.6)$$

$$J_{67} = I_7, \quad (4.7)$$

$$J_{36} = I_6 + I_7 + I_8 + I_9, \quad (4.8)$$

$$J_{45} = I_5, \quad (4.9)$$

$$J_{34} = I_4 + I_5, \quad (4.10)$$

$$J_{13} = I_3 + D_t \cdot I_4 + D_t \cdot I_5 + I_6 + I_7 + I_8 + I_9, \quad (4.11)$$

$$J_{12} = I_2, \quad (4.12)$$

$$J_{01} = I_1 + I_2 + I_3 + D_t \cdot I_4 + D_t \cdot I_5 + I_6 + I_7 + I_8 + I_9. \quad (4.13)$$

Como esse método faz utilização de matrizes para diminuir esforços computacionais, podemos expressar as relações anteriores da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} J_{01} \\ J_{12} \\ J_{13} \\ J_{34} \\ J_{45} \\ J_{36} \\ J_{67} \\ J_{68} \\ J_{69} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & D_t & D_t & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & D_t & D_t & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \\ I_7 \\ I_8 \\ I_9 \end{bmatrix}, \quad (4.14)$$

$$[J] = [BIBC][I]. \quad (4.15)$$

A matriz  $[BIBC]$  (*Bus-Injection to Branch-Current*) é triangular superior e composta de matrizes binárias (nulas ou identidades) e, no caso da presença de transformadores, matrizes de transformação de corrente ( $D_t$ ).

A relação entre as correntes nos ramos e as tensões nas barras, considerando o transformador citado, é obtida a partir das equações:

$$V_1 = V_0 - J_{01}Z_{01}, \quad (4.16)$$

$$V_2 = V_1 - J_{12}Z_{12}, \quad (4.17)$$

$$V_3 = V_1 - J_{13}Z_{13}, \quad (4.18)$$

$$V_4 = A_t \cdot V_3 - J_{34}B_t, \quad (4.19)$$

$$V_5 = V_4 - J_{45}Z_{45}, \quad (4.20)$$

$$V_6 = V_3 - J_{36}Z_{36}, \quad (4.21)$$

$$V_7 = V_6 - J_{67}Z_{67}, \quad (4.22)$$

$$V_8 = V_6 - J_{68}Z_{68}, \quad (4.23)$$

$$V_9 = V_6 - J_{69}Z_{69}. \quad (4.24)$$

Sabendo que  $V_q$  são as tensões na barra  $q$  e os elementos  $Z_{pq}$  são as impedâncias de linha entre as barras  $p$  e  $q$ , incluiu-se a matriz relação de transformação de tensão ( $A_t$ ) e a matriz impedância do transformador ( $B_t$ ), ambas apresentadas no Apêndice A dessa dissertação.

A relação entre as tensões das barras em função da tensão da subestação, das impedâncias e das correntes nos ramos, considerando o transformador, é obtida através das equações (4.26) a (4.34), que podem ser escritas das seguintes formas:

$$V_1 = V_0 - J_{01}Z_{01}, \quad (4.25)$$

$$V_2 = V_0 - J_{01}Z_{01} - J_{12}Z_{12}, \quad (4.26)$$

$$V_3 = V_0 - J_{01}Z_{01} - J_{13}Z_{13}, \quad (4.27)$$

$$V_4 = A_t V_0 - A_t J_{01}Z_{01} - A_t J_{13}Z_{13} - J_{34}B_t, \quad (4.28)$$

$$V_5 = A_t V_0 - A_t J_{01}Z_{01} - A_t J_{13}Z_{13} - J_{34}B_t - J_{45}Z_{45}, \quad (4.29)$$

$$V_6 = V_0 - J_{01}Z_{01} - J_{13}Z_{13} - J_{36}Z_{36}, \quad (4.30)$$

$$V_7 = V_0 - J_{01}Z_{01} - J_{13}Z_{13} - J_{36}Z_{36} - J_{67}Z_{67}, \quad (4.31)$$

$$V_8 = V_0 - J_{01}Z_{01} - J_{13}Z_{13} - J_{36}Z_{36} - J_{68}Z_{68}, \quad (4.32)$$

$$V_9 = V_0 - J_{01}Z_{01} - J_{13}Z_{13} - J_{36}Z_{36} - J_{69}Z_{69}. \quad (4.33)$$

Passando para a forma em que serão utilizadas pelo algoritmo, as relações podem ser escritas da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} V_0 \\ V_0 \\ V_0 \\ A_t V_0 \\ A_t V_0 \\ V_0 \\ V_0 \\ V_0 \\ V_0 \\ V_0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \\ V_6 \\ V_7 \\ V_8 \\ V_9 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{01} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Z_{01} & Z_{12} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Z_{01} & 0 & Z_{13} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ A_t Z_{01} & 0 & A_t Z_{13} & B_t & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ A_t Z_{01} & 0 & A_t Z_{13} & B_t & Z_{45} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Z_{01} & 0 & Z_{13} & 0 & 0 & Z_{36} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Z_{01} & 0 & Z_{13} & 0 & 0 & Z_{36} & Z_{67} & 0 & 0 & 0 \\ Z_{01} & 0 & Z_{13} & 0 & 0 & Z_{36} & 0 & Z_{68} & 0 & 0 \\ Z_{01} & 0 & Z_{13} & 0 & 0 & Z_{36} & 0 & 0 & Z_{69} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} J_{01} \\ J_{12} \\ J_{13} \\ J_{34} \\ J_{45} \\ J_{36} \\ J_{67} \\ J_{68} \\ J_{69} \end{bmatrix}, \quad (4.34)$$

$$[\Delta V] = [BCBV][J]. \quad (4.35)$$

A matriz  $[BCBV]$  (*Branch-Current to Bus-Voltage*) é triangular inferior e composta de impedâncias ou elementos de mesma natureza e, no caso da presença de transformadores, matrizes de transformação de tensão.

As matrizes  $[BIBC]$  e  $[BCBV]$  são baseadas na estrutura topológica do sistema de distribuição em análise. Para uma rede com  $m$  ramos e  $n$  barras, a dimensão da matriz  $[BIBC]$  será  $m \times (n-1)$  e da matriz  $[BCBV]$  será  $(n-1) \times m$ .

Tendo definidas as matrizes  $[BIBC]$  e  $[BCBV]$  é necessário fazer o uso destas nas rotinas do algoritmo proposto. Para isso será necessário encontrar a relação entre as injeções de correntes nas barras e as tensões nas barras substituindo a equação (4.15) na equação (4.35). Essa relação pode ser expressa por:

$$[\Delta V] = [BCBV][BIBC][I] = [DLF][I]. \quad (4.36)$$

Onde a matriz  $[DLF]$  (*Distribution Load Flow*) representa a relação entre as correntes injetadas nas barras e as tensões nas barras, sendo chamada de matriz de fluxo de potência de distribuição por ser a principal matriz do algoritmo.

#### 4.2.2 Processo iterativo

O processo iterativo desse algoritmo é constituído por três etapas básicas para cada iteração  $k$ . São elas:

1. Calcular a injeção de corrente de linha em cada barra  $q$  através da equação (4.1);
2. Etapa *Backward* – Calcular a corrente no ramo  $r$  da rede,  $J_r$ , partindo das barras das extremidades e somando-se a corrente injetada na barra  $q$ , movendo-se por todas as barras até a SE (1ª Lei de Kirchhoff):

$$J_r^k = I_q^k + \sum_{m \in M} J_m^k ; \quad (4.37)$$

3. Etapa *Forward* – Partindo da SE e movendo-se na direção das extremidades da rede, calcular as tensões nas barras a jusante (índice  $q$ ), subtraindo-se da tensão da barra a montante (índice  $p$ ) a queda de potencial no ramo  $r$ , utilizando as correntes da etapa precedente:

$$V_q^k = V_p^k - Z_r J_r^k . \quad (4.38)$$

Com as novas tensões calculadas em (4.38) obtêm-se as correntes da equação (4.1). O processo descrito é repetido até que um critério prévio seja atendido.

Neste trabalho, as etapas 1, 2 e 3 são implementadas para as fases A, B e C da rede trifásica seguindo a modelagem matricial.

As modelagens do regulador de tensão e da geração distribuída se aplicam em etapas distintas. Isso porque o regulador atua diretamente nas tensões do sistema (etapa *Forward*), enquanto a geração distribuída é modelada por injeções de corrente (etapa *Backward*).

#### 4.2.2.1 Etapa *Backward*

Ao se instalar uma unidade de GD em uma barra de um sistema de distribuição, esta será tratada como uma fonte de corrente, ou seja, é tomada como o oposto de uma carga. Sua influência no algoritmo é determinada pela injeção de corrente, de acordo com as equações (3.106) e (3.124) e se resume na equação (4.1).

#### 4.2.2.2 Etapa *Forward*

Com a presença de um regulador em série, instalado entre duas barras  $p$  e  $q$ , ocorrerá correção da tensão (elevação ou redução) a partir do secundário deste regulador caso seja

necessário. Ou seja, essa atuação só acontecerá se o nível da tensão no ponto de regulagem estiver fora dos limites estabelecidos (ANEEL, 2011).

Assim, ao se considerar que há a necessidade de se instalar um regulador trifásico entre as barras  $p$  e  $q$ , conectado em estrela aterrado, por exemplo, as tensões nas barras localizadas à frente (barra  $x$ ) do secundário do regulador (barra  $q$ ) são corrigidas conforme as equações (3.35) e (3.36), da seguinte forma:

$$[VLN_{q,abc}] = [TAP][VLN_{p,ABC}], \quad (4.39)$$

$$[VLN_{x,abc}] = [TAP][VLN_{x,ABC}], \quad x = q, q + 1, q + 2, \dots, n. \quad (4.40)$$

A matriz  $[TAP]$  deve ser multiplicada pelo vetor de tensão de todas as barras localizadas à frente da barra  $q$ . Os *taps* devem ser aplicados às respectivas fases do secundário do regulador, o que afeta as tensões da rede que estão ligadas à barra  $q$ , resultando na regulação do sistema.

#### 4.2.2.3 Convergência

O cálculo das tensões, já corrigidas ou não, segue obedecendo as equações:

$$[\Delta V_{abc}^k] = [DLF][I_{abc}^k], \quad (4.41)$$

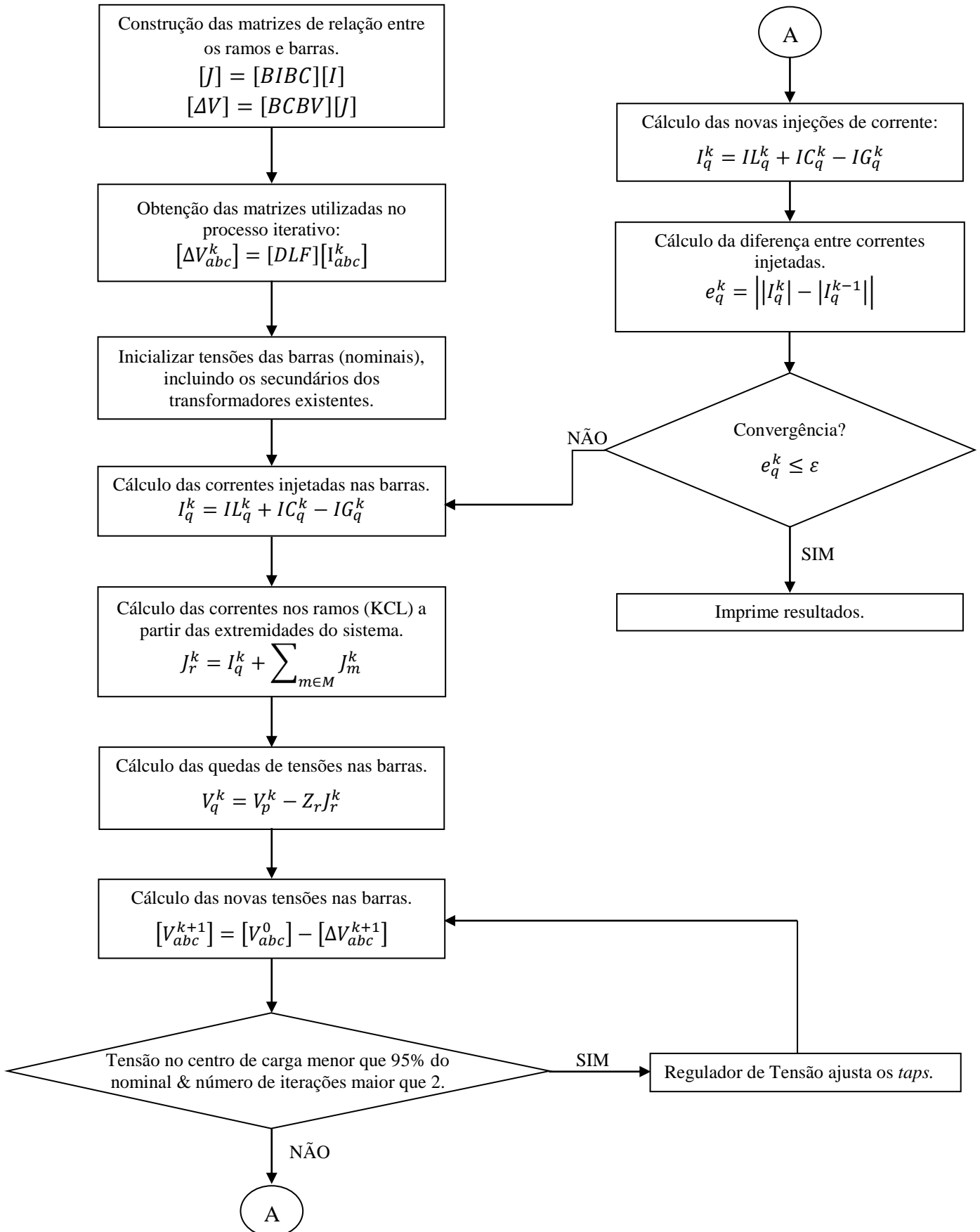
$$[V_{abc}^{k+1}] = [V_{abc}^0] - [\Delta V_{abc}^{k+1}]. \quad (4.42)$$

Nota-se que, entre as matrizes criadas, somente a matriz  $[DLF]$  é necessária para solucionar o problema do fluxo de potência e a tensão é corrigida a partir da tensão nominal de cada barra ( $V^0$ ). Dessa forma, o método em questão pode economizar esforço computacional e se mostra adequado para analisar redes de grande porte.

As etapas citadas são repetidas iterativamente até que a diferença entre as correntes injetadas calculadas seja menor que uma tolerância ( $\varepsilon$ ) estabelecida para a convergência:

$$e_q^k = \left| |I_q^k| - |I_q^{k-1}| \right| \leq \varepsilon \quad (4.43)$$

### 4.3 Fluxograma



## Capítulo 5

### 5 TESTES E RESULTADOS

#### 5.1 Considerações iniciais

Neste capítulo, apresentam-se os dados e os resultados obtidos empregando o algoritmo *BFS*, implementado com a aplicação de transformadores, reguladores trifásicos e geradores distribuídos para três sistemas de distribuição de energia elétrica, com tolerância para a diferença de correntes injetadas de  $\varepsilon = 10^{-4}A$ . Realiza-se uma comparação com resultados externos a esta dissertação (IEEE, 1991), para validação do modelo, além de comparações entre os resultados obtidos pelo fluxo de potência para diferentes situações, na ausência e presença de reguladores de tensão e unidades de geração distribuída, operando tanto individual como simultaneamente.

#### 5.2 Sistemas testes

As modelagens dos reguladores de tensão, com diferentes conexões, implementadas no fluxo de potência trifásico são utilizadas em três sistemas radiais diferentes, além das unidades de GD e os demais componentes da rede de distribuição. Neste trabalho as seguintes redes foram utilizadas:

- IEEE – 13 barras (IEEE, 1991);
- IEEE – 34 barras (IEEE, 1991);
- CELG – 103 barras.

Nos sistemas testados, nem todas as barras são trifásicas, o que explica a presença de espaços em branco nas tabelas dos resultados do fluxo de potência.

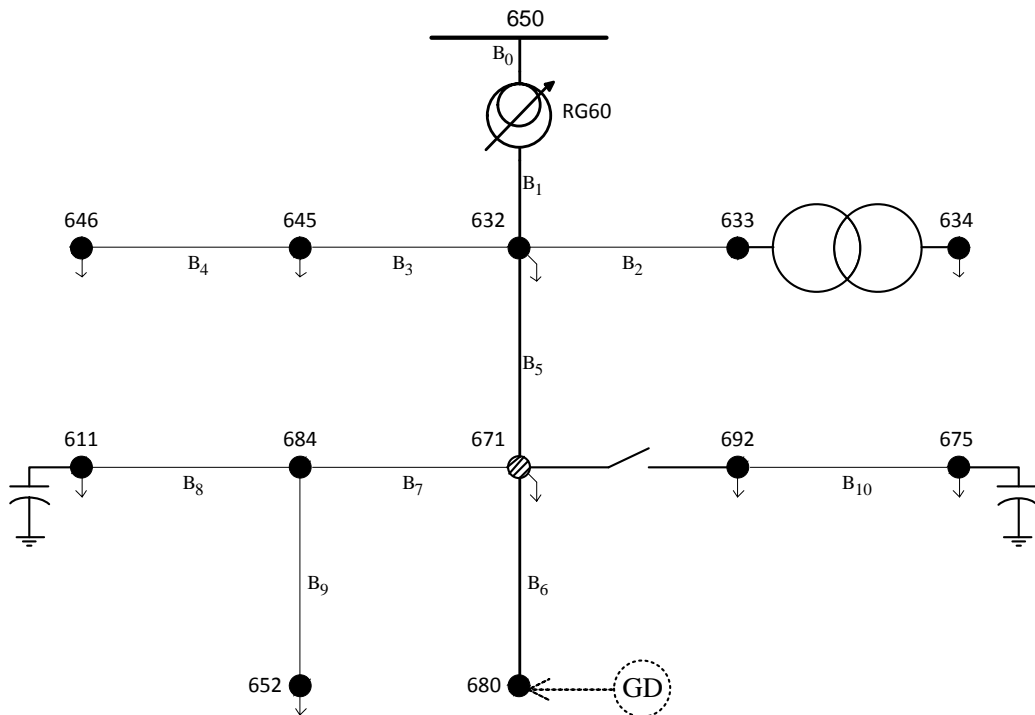
#### 5.3 Dados e resultados

##### 5.3.1 Dados IEEE – 13 barras

Esta rede permite testar várias conexões de transformadores, na forma de rebaixador, reguladores de tensão e unidades de geração distribuída com as cargas balanceadas ou

desbalanceadas. O diagrama unifilar desta rede é mostrado na Figura 5.1, destacando um regulador de tensão, uma chave de seccionamento, normalmente fechada, e as cargas e bancos de capacitores em derivação, representadas pelas setas e elementos capacitivos ligados às barras.

**Figura 5. 1 – Sistema IEEE de 13 barras.**



**Fonte: Adaptado de (IEEE, 1991).**

Notam-se mudanças em relação ao diagrama apresentado no arquivo original (IEEE, 1991), como a inserção de uma unidade de GD na barra de número 680 e a representação dos bancos de capacitores, assim como o destaque do ponto de regulação do regulador RG60. As representações adicionais na figura não serão utilizadas em todas as simulações feitas, somente naquelas em que sua presença for anunciada.

O alimentador tem uma tensão de base de 4,16 kV e sua demanda total é de, aproximadamente, 4MVA ( $fp = 0,85$ ). As injeções de potência ativa e reativa para cada fase com suas especificações de conexão e modelos são apresentadas nas Tabelas 5.1 e 5.2. Na Tabela 5.3, tem-se as injeções de potência reativa dos capacitores alocados nas barras 611 para o primeiro capacitor (monofásico), e na barra 675 para o segundo capacitor (trifásico), como em (IEEE, 1991).

**Tabela 5. 1 – Injeções de potência ativa e reativa de cargas concentradas – IEEE 13 barras.**

Barra	Carga	Fase-A		Fase-B		Fase-C	
		kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar
	Conexão - Modelo						
634	Y-PQ	160	110	120	90	120	90
645	Y-PQ	0	0	170	125	0	0
646	D-Z	0	0	230	132	0	0
652	Y-Z	128	86	0	0	0	0
671	D-PQ	385	220	385	220	385	220
675	Y-PQ	485	190	68	60	290	212
692	D-I	0	0	0	0	170	151
611	Y-I	0	0	0	0	170	80

Fonte: IEEE, 1991.

**Tabela 5. 2 – Injeções de potência ativa e reativa de cargas distribuídas – IEEE 13 barras.**

Barra $p$	Barra $q$	Carga	Fase-A		Fase-B		Fase-C	
			kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar
		Conexão - Modelo						
632	671	Y-PQ	17	10	66	38	117	68

Fonte: IEEE, 1991.

**Tabela 5. 3 – Injeção dos capacitores – IEEE 13 barras.**

Barra	Fase-A	Fase-B	Fase-C
	kvar	kvar	kvar
611	0	0	100
675	200	200	200

Fonte: IEEE, 1991.

O Apêndice A mostra o método utilizado para a representação de cargas distribuídas nesse algoritmo. A rede apresenta condutores com diferentes bitolas, espaçamentos e sequência de fases para cada segmento de linha (ramo), os quais são apresentados na Tabela 5.4.

**Tabela 5. 4 – Configuração das linhas – IEEE 13 barras.**

Ramos	Sequência das fases	Condutor da fase	Condutor do neutro	Espaçamento
		ACSR	ACSR	ID
$B_0, B_1, B_5, B_6$	B A C N	556,500 26/7	4/0 6/1	500
$B_2$	C A B N	4/0 6/1	4/0 6/1	500
$B_3, B_4$	C B N	1/0	1/0	505
$B_7$	A C N	1/0	1/0	505
$B_8$	C N	1/0	1/0	510

Fonte: Adaptada de (IEEE, 1991).

Os dados do transformador e do regulador inerentes do sistema são apresentados nas Tabelas 5.5 e 5.6, respectivamente.

**Tabela 5. 5 – Dados nominais do transformador – IEEE 13 barras.**

Transformador	kVA	kV-primário	kV-secundário	R - %	X - %
XFM -1	500	4,16 – Yg	0,48 – Yg	1,1	2

Fonte: IEEE, 1991.

Para a modelagem dessa rede no algoritmo utilizado (*BFS*), o transformador da subestação foi desconsiderado e substituído por uma fonte constante de tensão, ou seja, não é incluso na formação das matrizes  $[BCBV]$  e  $[BIBC]$ .

**Tabela 5. 6 – Dados do regulador de tensão – IEEE 13 barras.**

Regulador:	RG60		
Ramo de instalação:	650 - 632		
Localização:	650		
Sequência das fases:	A - B -C		
Conexão:	Trifásico, Yg		
Monitoramento:	A-B-C		
Largura de faixa:	2,0 volts		
Razão do Trafo de potência ( $N_{pt}$ ):	20		
Trafo de corrente nominal no primário ( $CT_p$ ):	700		
Ajustes do compensador:	Fase-A	Fase-B	Fase-C
R - %	3	3	3
X - %	9	9	9
Nível de tensão:	122	122	122

Fonte: IEEE, 1991.

A barra 671 foi escolhida como o “centro de carga” do sistema, pelos motivos já mencionados na seção 3.2.

O regulador utilizado está conectado em estrela aterrado ( $Y_g$ ), assim os *taps* calculados pela equação (3.34) podem ser aplicados na rede através da equação (3.35) a corrigir a tensão a partir da barra 632.

### 5.3.2 Resultados IEEE – 13 barras

#### 5.3.2.1 IEEE – 13 barras sem reguladores de tensão ou unidades de GD

Os resultados dos fluxos de potência do sistema de distribuição do IEEE de 13 barras são mostrados na Tabela 5.7, sem a presença do regulador de tensão, convergindo após sete iterações. São apresentadas as magnitudes em pu e os ângulos em graus para as barras, cada uma com suas três fases (A, B e C), as quais representam as tensões ( $V_{ag}$ ,  $V_{bg}$  e  $V_{cg}$ ), respectivamente, onde “g” representa o aterramento.

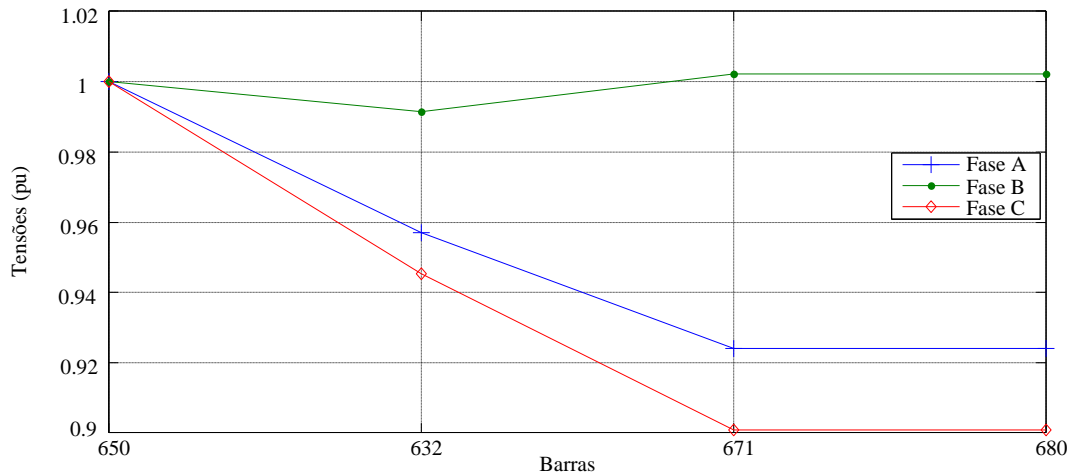
**Tabela 5. 7 – Módulo (pu) e ângulo (graus) das tensões nas barras sem regulador – IEEE 13 barras.**

Barra	A		B		C	
	módulo	ângulo	módulo	ângulo	módulo	ângulo
<b>650</b>	1,000000	0,000000	1,000000	-120,0000	1,000000	120,0000
<b>632</b>	0,956972	-2,723497	0,991348	-121,7850	0,945191	117,6584
<b>633</b>	0,953785	-2,810589	0,989215	-121,8229	0,942547	117,6499
<b>634</b>	0,945398	-3,063485	0,982862	-121,9891	0,935874	117,4667
<b>645</b>			0,982010	-121,9675	0,943505	117,6815
<b>646</b>			0,980366	-122,0416	0,941572	117,7281
<b>671</b>	0,923925	-5,886692	1,002090	-122,4534	0,900726	115,6377
<b>680</b>	0,923925	-5,886692	1,002090	-122,4534	0,900726	115,6377
<b>684</b>	0,922174	-5,910654			0,898615	115,5312
<b>611</b>					0,896514	115,3795
<b>652</b>	0,916490	-5,940797				
<b>692</b>	0,923925	-5,886692	1,002090	-122,4534	0,900726	115,6377
<b>675</b>	0,920807	-6,666235	1,008546	-122,3330	0,892395	115,5481

Fonte: Próprio autor, 2011.

Para uma análise gráfica dos resultados, a Figura 5.2 apresenta o perfil das tensões no tronco principal do alimentador, em negrito, mostrado na Figura 5.1, isto é, as magnitudes das tensões das barras nos demais ramos não serão mostradas, pois seguem o perfil das quais se originam.

Figura 5. 2 – Perfil das tensões sem regulador de tensão – IEEE 13 barras.



Fonte: Próprio autor, 2011.

Nota-se uma queda acentuada da tensão, principalmente na fase C, com valores cerca de 10% abaixo do nominal, caracterizando tensão de atendimento crítica de acordo com (ANEEL, 2011), fazendo-se necessário algum mecanismo de regulação de tensão.

### 5.3.2.2 IEEE – 13 barras com um regulador de tensão em Yg

Assim, o regulador, mostrado na Figura 5.1, é ativado, após quatro iterações. A Tabela 5.8 apresenta os resultados para o fluxo de potência, com a presença do regulador atuando na barra 671 (ponto de regulação), convergindo após nove iterações.

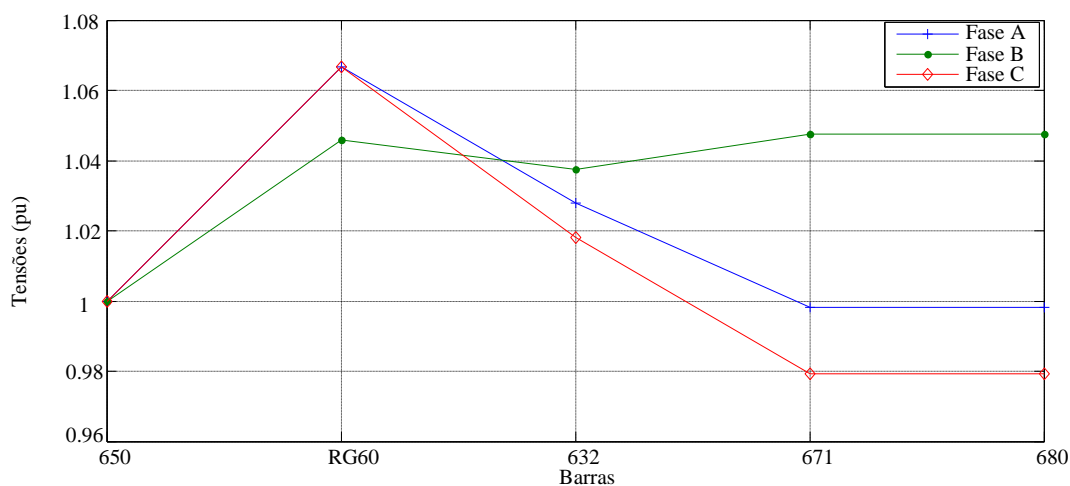
Tabela 5. 8 – Módulo (pu) e ângulo (graus) das tensões nas barras com regulador de tensão – IEEE 13 barras.

Barra	A		B		C	
	módulo	ângulo	módulo	ângulo	módulo	ângulo
650	1,000000	0,000000	1,000000	-120,0000	1,000000	120,0000
RG61	1,066667	0,000000	1,045752	-120,0000	1,066667	120,0000
632	1,027922	-2,359555	1,037407	-121,6403	1,018203	117,8886
633	1,024960	-2,433654	1,035341	-121,6755	1,015775	117,8806
634	1,017166	-2,652384	1,029275	-121,8271	1,009591	117,7230
645			1,028517	-121,8077	1,016592	117,9075
646			1,026963	-121,8757	1,014747	117,9479
671	0,998187	-5,085898	1,047639	-122,2573	0,979200	116,0937
680	0,998187	-5,085898	1,047639	-122,2573	0,979200	116,0937
684	0,996504	-5,103542			0,977396	115,9920
611					0,975605	115,8508
652	0,991102	-5,130055				
692	0,998187	-5,085898	1,047639	-122,2573	0,979200	116,0937
675	0,995664	-5,762237	1,053753	-122,1591	0,971940	116,0048

Fonte: Próprio autor, 2011.

Com a aplicação do regulador procedeu-se a correção das tensões, podendo ser observada uma queda máxima de 2 % na fase C da barra mais distante da subestação como mostra o gráfico da Figura 5.3.

**Figura 5.3 – Perfil das tensões com regulador de tensão conectado em Yg – IEEE 13 barras.**



Fonte: Próprio autor, 2011.

Os *taps* calculados foram +10, +7 e +10 para as fases A, B e C, respectivamente. Com a obtenção dos resultados da utilização do regulador, pode-se fazer uma comparação entre estes e aqueles encontrados no arquivo original do alimentador (IEEE, 1991), mostrados na Tabela 5.9.

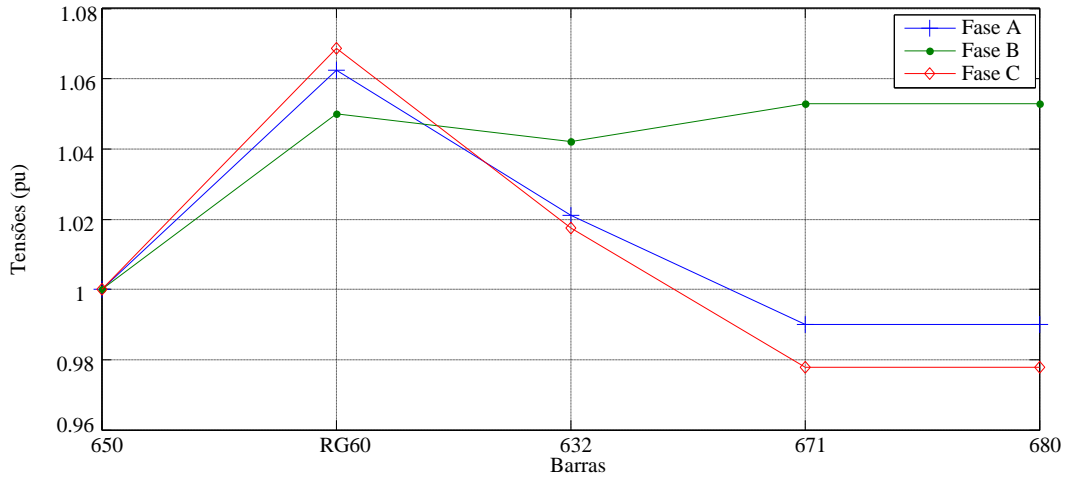
**Tabela 5.9 – Módulo (pu) e ângulo (graus) das tensões nas barras com regulador de tensão original – IEEE 13 barras.**

Barra	A		B		C	
	módulo	ângulo	módulo	ângulo	módulo	ângulo
650	1,000000	0,000000	1,000000	-120,0000	1,000000	120,0000
RG60	1,062500	0,000000	1,050000	-120,0000	1,068700	120,0000
632	1,021000	-2,490000	1,042000	-121,7200	1,017400	117,8300
633	1,018000	-2,560000	1,040100	-121,7700	1,014800	117,8200
634	0,994100	-3,230000	1,021800	-122,2200	0,996000	117,3500
645			1,032900	-121,9000	1,015500	117,8600
646			1,031100	-121,9800	1,013400	117,9000
671	0,990000	-5,300000	1,052900	-122,3400	0,977800	116,0200
680	0,990000	-5,300000	1,052900	-122,3400	0,977800	116,0200
684	0,988100	-5,320000			0,975800	115,9200
611					0,973800	115,7800
652	0,982500	-5,250000				
692	0,990000	-5,310000	1,052900	-122,3400	0,977700	116,0200
675	0,983500	-5,560000	1,052900	-122,5200	0,975800	116,0300

Fonte: IEEE, 1991.

Nesse caso, os *taps* calculados pelo regulador foram +10, +8 e +11. Ao se comparar a Figura 5.4, que mostra o perfil das tensões no tronco principal do sistema original (IEEE, 1991), à Figura 5.3, nota-se uma proximidade considerável entre os resultados, que é evidenciada pelos valores das magnitudes e ângulos das tensões (diferem no máximo em 3%).

**Figura 5. 4 – Perfil das tensões com regulador de tensão conectado em Yg (original) – IEEE 13 barras.**



Fonte: Próprio autor, 2011.

Assim, como as tensões mostradas no arquivo original incluem o mesmo regulador atuando, pode-se dizer que o modelo proposto foi validado por este teste e está apto a realizar outros tipos de testes.

### 5.3.2.3 IEEE – 13 barras com um regulador de tensão $\Delta$

A seguir será aplicado outro regulador no lugar daquele já apresentado, dessa vez conectado em delta fechado ( $\Delta$ ), com seus parâmetros calculados mostrados na Tabela 5.10 e o resultado do algoritmo proposto na Tabela 5.11, após onze iterações.

**Tabela 5. 10 – Dados do regulador de tensão RG61 – IEEE 13 barras.**

Regulador:	RG61		
Ramo de instalação:	650 - 632		
Localização:	650		
Sequência das fases:	AB - BC -CA		
Conexão:	Trifásico, D		
Monitoramento:	AB-BC-CA		
Largura de faixa:	8,0 volts		
Razão do Trafo de potência ( $N_{pt}$ ):	34,7		
Trafo de corrente nominal no primário ( $CT_p$ ):	250		
Ajustes do compensador:	Fase-A	Fase-B	Fase-C
R – %	-4,1	-4,1	-4,1
X – %	16	16	16
Nível de tensão:	120	120	120

Fonte: Próprio autor, 2011.

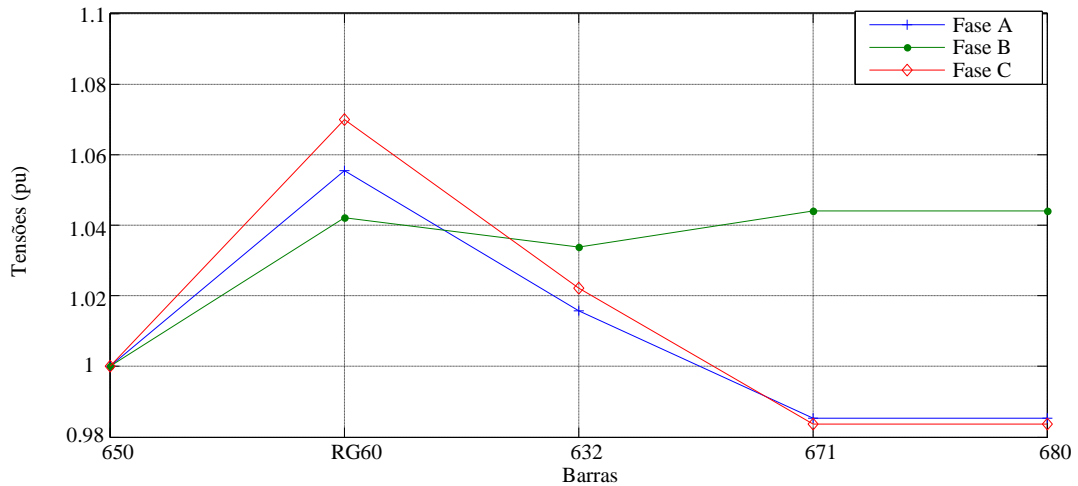
**Tabela 5. 11 – Módulo (pu) e ângulo (graus) das tensões nas barras com regulador de tensão conectado em delta fechado (D) – IEEE 13 barras.**

Barra	A		B		C	
	módulo	ângulo	módulo	ângulo	módulo	ângulo
650	1,000000	0,000000	1,000000	-120,0000	1,000000	120,0000
RG61	1,055399	0,982470	1,042169	-117,6779	1,070008	122,2616
632	1,015659	-1,414315	1,033735	-119,3795	1,022253	120,1961
633	1,012630	-1,488733	1,031657	-119,4172	1,019877	120,1896
634	1,004740	-1,712865	1,025569	-119,5699	1,013718	120,0333
645			1,024829	-119,5480	1,020645	120,2144
646			1,023279	-119,6165	1,018800	120,2544
671	0,985371	-4,191316	1,043971	-120,0410	0,983701	118,4483
680	0,985371	-4,191316	1,043971	-120,0410	0,983701	118,4483
684	0,983660	-4,208115			0,981930	118,3473
611					0,980155	118,2066
652	0,978213	-4,235194				
692	0,985371	-4,191316	1,043971	-120,0410	0,983701	118,4483
675	0,982649	-4,879194	1,050194	-119,9536	0,976586	118,3717

Fonte: Próprio autor, 2011.

Este modelo de regulador de tensão monitora tensões de linha. Assim, os *taps* calculados por este regulador foram +7, +3 e +7, para as fases AB, BC e CA, respectivamente, após quatro iterações. Nota-se que também ocorreu correção da tensão para níveis adequados, mas houve a necessidade de se aumentar a largura de faixa e os valores de parâmetros de R e X do compensador, como descrito na seção 3.2.3. O perfil das tensões no tronco principal do alimentador é mostrado no gráfico da Figura 5.5.

**Figura 5. 5 – Perfil das tensões com regulador de tensão conectado em  $\Delta$  – IEEE 13 barras.**



Fonte: Próprio autor, 2011.

#### 5.3.2.4 IEEE – 13 barras com um regulador de tensão V

Para outro modelo de regulador, agora conectado em delta aberto (V), faz-se o mesmo teste (com base nos resultados sem regulador). Neste caso apenas duas tensões de linha serão monitoradas pelo regulador, mas a correção ocorrerá normalmente para todas as fases. Pelo fato de que a fase B apresenta menor queda de tensão, ou seja, menor demanda, faz-se o monitoramento das fases AB e CB. Seus parâmetros calculados são mostrados na Tabela 5.12 e o resultado do algoritmo proposto na Tabela 5.13, após onze iterações.

**Tabela 5. 12 – Dados do regulador de tensão RG62 – IEEE 13 barras.**

Regulador:	RG62	
Ramo de instalação:	650 - 632	
Localização:	650	
Sequência das fases:	AB - BC -CA	
Conexão:	Trifásico, V	
Monitoramento:	AB & BC	
Largura de faixa:	4,0 volts	
Razão do Trafo de potência ( $N_{pt}$ ):	34,7	
Trafo de corrente nominal no primário ( $CT_p$ ):	250	
Ajustes do compensador por fase:	Fase - AB	Fase - CB
R - %	13	12
X - %	9,9	-2,1
Nível de tensão:	120	120

Fonte: Próprio autor, 2011.

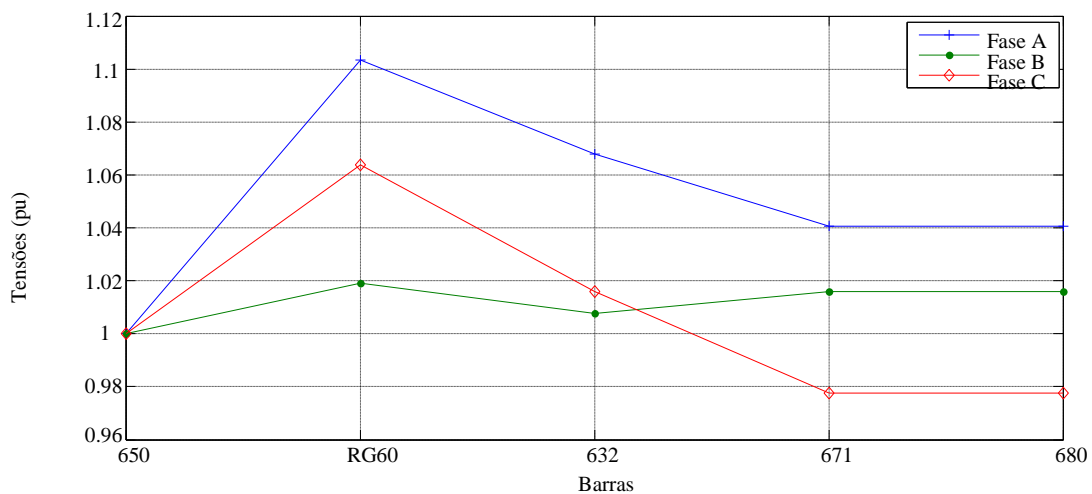
**Tabela 5. 13 – Módulo (pu) e ângulo (graus) das tensões nas barras com regulador de tensão conectado em delta aberto (V) – IEEE 13 barras.**

Barra	A		B		C	
	módulo	ângulo	módulo	ângulo	módulo	ângulo
650	1,000000	0,000000	1,000000	-120,0000	1,000000	120,0000
RG62	1,103448	0,000001	1,019108	-120,0000	1,063789	123,9371
632	1,067859	-2,137240	1,007698	-121,7186	1,015972	121,7773
633	1,065091	-2,199477	1,005420	-121,7554	1,013634	121,7614
634	1,057595	-2,401919	0,999170	-121,9163	1,007437	121,6032
645			0,998626	-121,9029	1,014272	121,7960
646			0,997076	-121,9792	1,012387	121,8406
671	1,040493	-4,655910	1,015922	-122,3549	0,977635	119,9854
680	1,040493	-4,655910	1,015922	-122,3549	0,977635	119,9854
684	1,038862	-4,669657			0,975860	119,8824
611					0,974059	119,7409
652	1,033597	-4,694441				
692	1,040493	-4,655910	1,015922	-122,3549	0,977635	119,9854
675	1,038502	-5,269551	1,021327	-122,2536	0,970805	119,8885

Fonte: Próprio autor, 2011.

Os *taps* calculados para as fases AB e CB foram +15 e +3, respectivamente. Nota-se que houve correção da tensão e que a fase B se apresentou pouco modificada em relação aos resultados sem a presença de reguladores, o que é satisfatório, dado que suas tensões já estavam em níveis adequados antes mesmo da aplicação do regulador. O perfil das tensões para a aplicação deste modelo de regulador é mostrado na Figura 5.6 para fins de comparação com os demais modelos de regulação.

**Figura 5. 6 – Perfil das tensões com regulador de tensão conectado em V – IEEE 13 barras.**



Fonte: Próprio autor, 2011.

Após os testes com os reguladores, pode-se destacar a eficiência e o comportamento mais desejável daqueles conectados em estrela aterrada (Yg).

### 5.3.2.5 IEEE – 13 barras com uma unidade de GD modelado como PQ

Por outro lado, ao se analisar as tensões da Tabela 5.7 juntamente com os dados da rede IEEE de 13 barras. Sendo assim, assume-se que a potência instalada na barra 675 seja uma das principais responsáveis pela queda da tensão a níveis críticos, pois esta requer, aproximadamente, um quarto da potência total do sistema. Faz-se, então, necessária a consideração de uma unidade de GD modelada como PQ de modo a suprir a potência demandada pela barra 675 (1MW,  $fp = 0,87$ ).

A Tabela 5.14 apresenta os resultados do fluxo de potência da rede IEEE de 13 barras na situação descrita e com GD instalado na barra 680, conforme a Figura 5.1, após sete iterações.

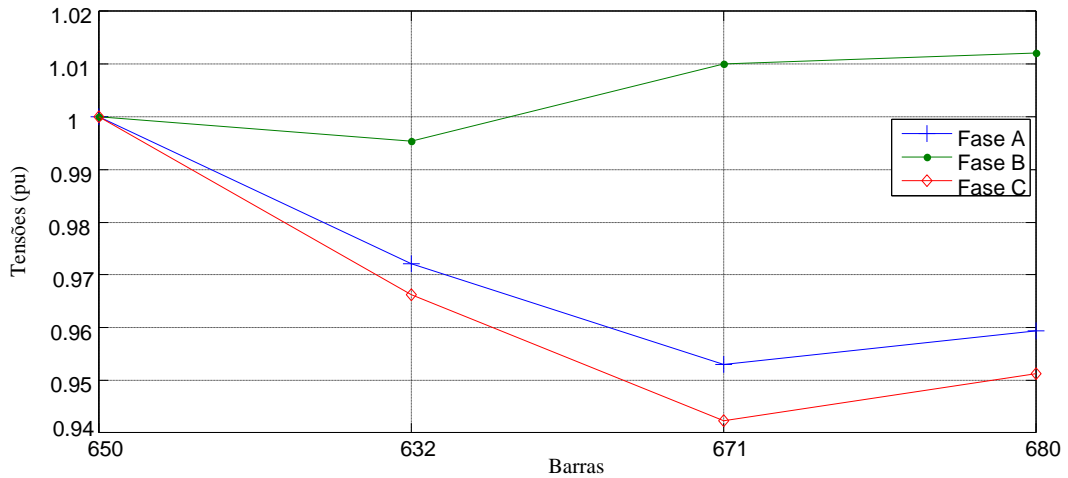
**Tabela 5. 14 – Módulo (pu) e ângulo (graus) das tensões nas barras com GD na barra 680 (PQ) – IEEE 13 barras.**

Barra	A		B		C	
	módulo	ângulo	módulo	ângulo	módulo	ângulo
650	1,000000	0,000000	1,000000	-120,0000	1,000000	120,0000
632	0,972057	-1,894048	0,995443	-121,3404	0,966140	118,3093
633	0,968918	-1,977759	0,993306	-121,3783	0,963564	118,3010
634	0,960664	-2,222749	0,986979	-121,5431	0,957039	118,1258
645			0,986115	-121,5244	0,964401	118,3321
646			0,984460	-121,5997	0,962443	118,3778
671	0,953024	-4,076484	1,010092	-121,5485	0,942256	117,0824
680	0,959364	-3,653062	1,012162	-121,3265	0,951195	117,4477
684	0,951189	-4,099812			0,940196	116,9787
611					0,938150	116,8303
652	0,945327	-4,129956				
692	0,953024	-4,076484	1,010092	-121,5485	0,942256	117,0824
675	0,95009	-4,808575	1,016294	-121,4374	0,934529	116,9946

**Fonte: Próprio autor, 2011.**

Assim, a demanda da barra 675 foi suprida e, ainda, pôde-se notar a correção das tensões para níveis considerados adequados pelo órgão regulador (ANEEL, 2011), mesmo que as magnitudes das tensões não cheguem muito próximo do valor nominal (1,0 pu). A Figura 5.7 apresenta o perfil das tensões ao longo do tronco principal deste alimentador.

**Figura 5. 7 – Perfil das tensões com GD na barra 680 (PQ) – IEEE 13 barras.**



Fonte: Próprio autor, 2011.

### 5.3.2.6 IEEE – 13 barras com uma unidade de GD modelado como PV

Agora, ao se utilizar a modelagem de tensão constante (PV), especificada para 1,0 pu na barra 680, e potência ativa trifásica constante de 1MW, os resultados do fluxo de potência são apresentados na Tabela 5.15, após sete iterações. Após três iterações internas, presentes para este modelo de GD, a potência reativa trifásica equivalente é de, aproximadamente, 2Mvar.

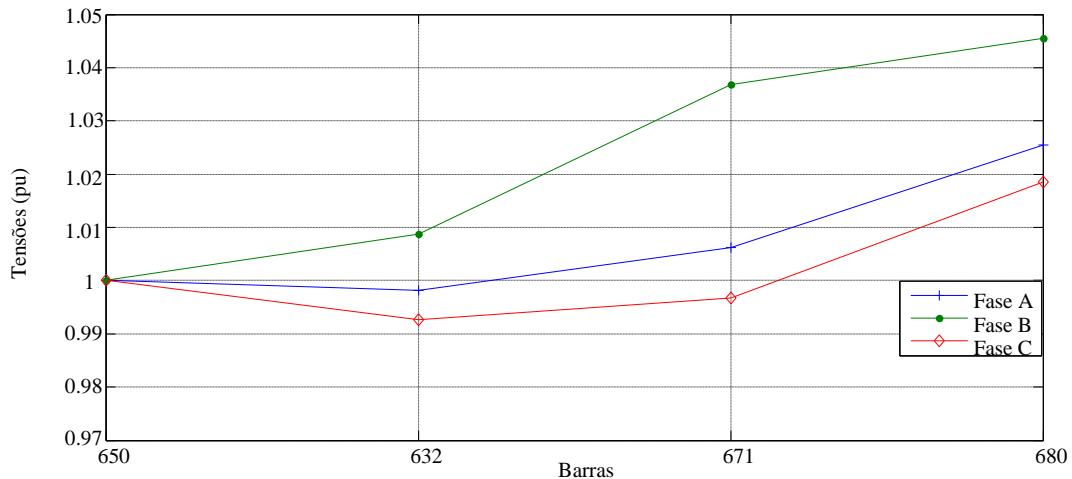
**Tabela 5. 15 – Módulo (pu) e ângulo (graus) das tensões nas barras com GD na barra 680 (PV) – IEEE 13 barras.**

Barra	A		B		C	
	módulo	ângulo	módulo	ângulo	módulo	ângulo
650	1,000000	0,000000	1,000000	-120,0000	1,000000	120,0000
632	0,993707	-2,188767	1,006333	-121,2937	0,988292	117,6246
633	0,990628	-2,268659	1,004217	-121,3316	0,985782	117,6170
634	0,982559	-2,50294	0,997961	-121,4928	0,979407	117,4496
645			0,997013	-121,4772	0,986468	117,6482
646			0,995320	-121,5528	0,984462	117,6927
671	0,997210	-4,581343	1,032011	-121,4482	0,987781	115,7343
680	1,014264	-4,348625	1,039571	-121,2132	1,007309	115,7333
684	0,995252	-4,604516			0,985769	115,6337
611					0,983784	115,4887
652	0,989117	-4,634659				
692	0,997210	-4,581343	1,032011	-121,4482	0,987781	115,7343
675	0,994670	-5,257833	1,038087	-121,3499	0,980568	115,6424

Fonte: Próprio autor, 2011.

Nesse caso, pode-se notar que além do suprimento da demanda também houve a elevação das tensões a níveis próximos ao especificado para a barra 680 (1,0 pu), evidenciando a característica desse modelo, que é a manutenção da tensão. O perfil das tensões das barras no tronco principal é mostrado no gráfico da Figura 5.8.

**Figura 5. 8 – Perfil das tensões com GD na barra 680 (PV) – IEEE 13 barras.**



Fonte: Próprio autor, 2011.

### 5.3.2.7 IEEE – 13 barras com um regulador de tensão em Yg e uma unidade de GD modelada como PQ

Pôde-se notar no caso anterior que ocorreu uma regulação da tensão juntamente com o suprimento da demanda requerida pela barra 675. Assim, é possível assumir um sistema com ambos os equipamentos, regulador de tensão e gerador distribuído de modelo PQ, e que se comporte de maneira semelhante.

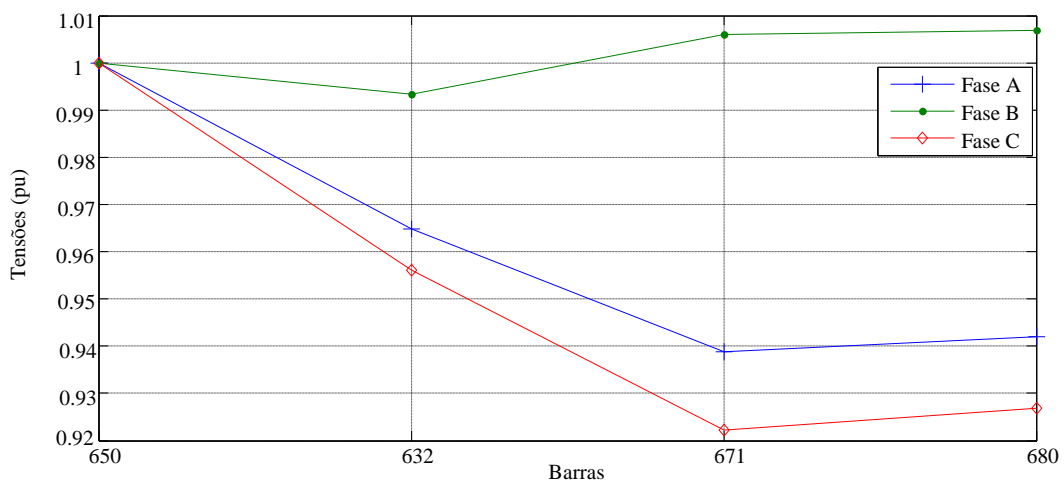
No entanto, para o sistema em questão, o GD de modelo PQ consegue manter as tensões em níveis aceitáveis, ou seja, o regulador não seria ativado automaticamente. Dessa forma, ao reduzir a potência do GD pela metade, têm-se os resultados apresentados na Tabela 5.16, após seis iterações, e o perfil das tensões das barras no tronco principal do alimentador mostrado na Figura 5.9.

**Tabela 5. 16 – Módulo (pu) e ângulo (graus) das tensões nas barras com GD (metade da potência) na barra 680 (PQ) – IEEE 13 barras.**

Barra	A		B		C	
	módulo	ângulo	módulo	ângulo	módulo	ângulo
650	1,000000	0,000000	1,000000	-120,0000	1,000000	120,0000
632	0,964749	-2,300086	0,993336	-121,5645	0,956089	117,9869
633	0,961586	-2,385405	0,991200	-121,6024	0,953481	117,9785
634	0,953269	-2,634178	0,984860	-121,7679	0,946886	117,7996
645			0,984003	-121,7478	0,954376	118,0099
646			0,982353	-121,8225	0,952430	118,0560
671	0,938872	-4,954951	1,005958	-122,0035	0,922301	116,3769
680	0,942092	-4,733823	1,006957	-121,8925	0,926915	116,5682
684	0,937078	-4,978579			0,920216	116,2718
611					0,918144	116,1218
652	0,931302	-5,008723				
692	0,938872	-4,954951	1,005958	-122,0035	0,922301	116,3769
675	0,935848	-5,709489	1,012279	-121,888	0,914288	116,2883

Fonte: Próprio autor, 2011.

**Figura 5. 9 – Perfil das tensões com GD (metade da potência) na barra 680 (PQ) – IEEE 13 barras.**



Fonte: Próprio autor, 2011.

Aqui se notam quedas de tensão mais acentuadas, porque a unidade de GD, sozinha, não foi capaz de suprir a demanda da barra 675, o que acarretou níveis de tensão mais baixos e, assim, considerados precários pelo órgão regulador (ANEEL, 2011). Portanto, caso houvesse um regulador de tensão instalado nesse sistema, com certeza este seria ativado. Para essa situação os resultados são apresentados na Tabela 5.17, após nove iterações.

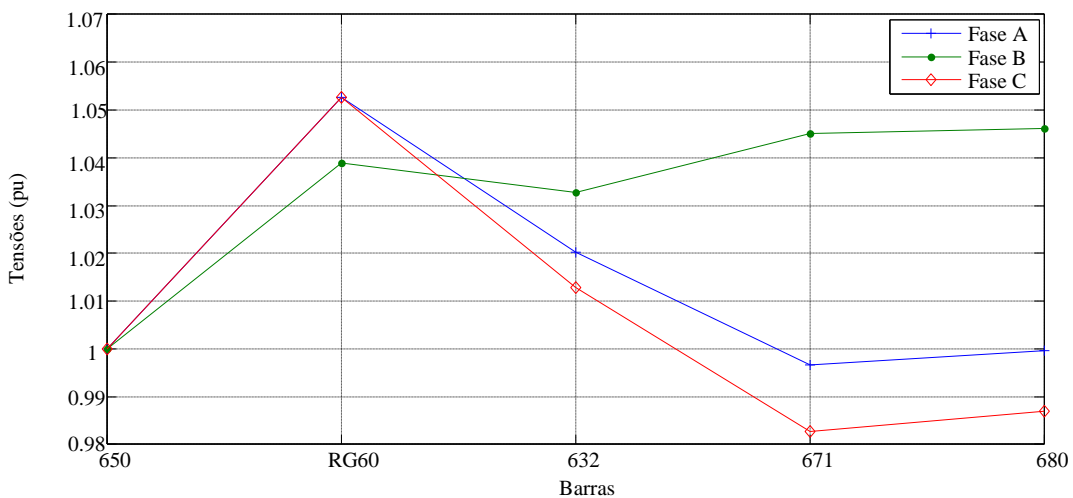
**Tabela 5. 17 – Módulo (pu) e ângulo (graus) das tensões nas barras com GD na barra 680 (PQ) e regulador de tensão – IEEE 13 barras.**

Barra	A		B		C	
	módulo	ângulo	módulo	ângulo	módulo	ângulo
650	1,000000	0,000000	1,000000	-120,0000	1,000000	120,0000
RG60	1,052632	0,000000	1,038961	-120,0000	1,052632	120,0000
632	1,020240	-2,060727	1,032737	-121,4540	1,012898	118,1420
633	1,017253	-2,136096	1,030665	-121,4895	1,010454	118,1340
634	1,009399	-2,358179	1,024571	-121,6425	1,004236	117,9748
645			1,023781	-121,6242	1,011249	118,1618
646			1,022204	-121,6935	1,009377	118,2030
671	0,996565	-4,432859	1,045095	-121,864	0,982645	116,6658
680	0,999614	-4,239266	1,046118	-121,7596	0,986947	116,8351
684	0,994832	-4,451443			0,980803	116,5643
611					0,978976	116,4224
652	0,989294	-4,478664				
692	0,996565	-4,432859	1,045095	-121,864	0,982645	116,6658
675	0,994001	-5,109875	1,051186	-121,766	0,975434	116,5779

Fonte: Próprio autor, 2011.

Foi utilizado o regulador conectado em estrela aterrada ( $Y_g$ ), descrito na Tabela 5.6. Nessa situação os *taps* calculados pelo compensador do regulador foram, +8, +6 e +8 para as fases A, B e C, respectivamente, garantindo, assim, a permanência das tensões dentro dos padrões considerados aceitáveis (ANEEL, 2011). As magnitudes das tensões das barras localizadas no tronco principal do alimentador é mostrado no gráfico da Figura 5.10.

**Figura 5. 10 – Perfil das tensões com GD na barra 680 (PQ) e regulador de tensão RG60 – IEEE 13 barras.**



Fonte: Próprio autor, 2011.

Com isso fecha-se a seção de testes com o alimentador do IEEE de 13 barras, passando agora para o sistema de 34 barras, também do IEEE.



**Tabela 5. 18 – Injeções de potência ativa e reativa de cargas concentradas – IEEE 34 barras.**

Barra	Carga	Fase-A		Fase-B		Fase-C	
		kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar
860	Y-PQ	20	16	20	16	20	16
840	Y-I	9	7	9	7	9	7
844	Y-Z	135	105	135	105	135	105
848	D-PQ	20	16	20	16	20	16
890	D-I	150	75	150	75	150	75
830	D-Z	10	5	10	5	25	10

Fonte: IEEE, 1991.

**Tabela 5. 19 – Injeções de potência ativa e reativa de cargas distribuídas – IEEE 34 barras.**

Barra $p$	Barra $q$	Carga	Fase-A		Fase-B		Fase-C	
			kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar
		Conexão - Modelo						
802	806	Y-PQ	0	0	30	15	25	14
808	810	Y-I	0	0	16	8	0	0
818	820	Y-Z	34	17	0	0	0	0
820	822	Y-PQ	135	70	0	0	0	0
816	824	D-I	0	0	5	2	0	0
824	826	Y-I	0	0	40	20	0	0
824	828	Y-PQ	0	0	0	0	4	2
828	830	Y-PQ	7	3	0	0	0	0
854	856	Y-PQ	0	0	4	2	0	0
832	858	D-Z	7	3	2	1	6	3
858	864	Y-PQ	2	1	0	0	0	0
858	834	D-PQ	4	2	15	8	13	7
834	860	D-Z	16	8	20	10	110	55
860	836	D-PQ	30	15	10	6	42	22
836	840	D-I	18	9	22	11	0	0
862	838	Y-PQ	0	0	28	14	0	0
842	844	Y-PQ	9	5	0	0	0	0
844	846	Y-PQ	0	0	25	12	20	11

Fonte: IEEE, 1991.

**Tabela 5. 20 – Injeção dos capacitores – IEEE 34 barras.**

Barra	Fase-A	Fase-B	Fase-C
	kvar	kvar	kvar
844	100	100	100
848	150	150	150

Fonte: IEEE, 1991.

A rede apresenta condutores com diferentes bitolas, espaçamentos e sequência de fases para cada segmento de linha (ramo), os quais são apresentados nas Tabelas 5.21 e 5.22.

**Tabela 5. 21 – Configuração das linhas – IEEE 34 barras.**

Configuração	Sequência das fases	Condutor da fase	Condutor do neutro	Espaçamento
ID		ACSR	ACSR	ID
300	B A C N	1/0	1/0	500
301	B A C N	#2 6/1	#2 6/1	500
302	A N	#4 6/1	#4 6/1	510
303	B N	#4 6/1	#4 6/1	510
304	B N	#2 6/1	#2 6/1	510

Fonte: IEEE, 1991.

**Tabela 5. 22 – Dados das linhas – IEEE 34 barras.**

Ramo		Comprimento	Configuração
Barra	Barra	(pés)	ID
800	802	2580	300
802	806	1730	300
806	808	32230	300
808	810	5804	303
808	812	37500	300
812	814	29730	300
814	850	10	301
816	818	1710	302
816	824	10210	301
818	820	48150	302
820	822	13740	302
824	826	3030	303

Fonte: IEEE, 1991.

**Continuação 5.22 – Dados das linhas – IEEE 34 barras.**

824	828	840	301
828	830	20440	301
830	854	520	301
832	858	4900	301
832	888	0	XFM-1
834	860	2020	301
834	842	280	301
836	840	860	301
836	862	280	301
842	844	1350	301
844	846	3640	301
846	848	530	301
850	816	310	301
852	832	10	301
854	856	23330	303
854	852	36830	301
858	864	1620	302
858	834	5830	301
860	836	2680	301
862	838	4860	304
888	890	10560	300

**Fonte: Próprio autor, 2011.**

Os dados do transformador e dos reguladores instalados na rede são apresentados nas Tabelas 5.23 e 5.24. Assim como no caso da rede de 13 barras, no algoritmo utilizado (*BFS*) o transformador da subestação foi desconsiderado e substituído por uma fonte constante de tensão.

**Tabela 5. 23 – Dados nominais do transformador – IEEE 34 barras.**

Transformador	kVA	kV-primário	kV-secundário	R - %	X - %
XFM -1	500	24,9 - Yg	4,16 - Yg	1,9	4,08

**Fonte: IEEE, 1991.**

Foi incluído, na tabela original de reguladores, outro regulador (RG0), conectado em estrela aterrado (Yg), o qual foi utilizado no algoritmo como será explicitado ao se apresentar os resultados dos testes.

**Tabela 5. 24 – Dados do regulador de tensão – IEEE 34 barras.**

Regulador:	RG0			RG1			RG2		
Ramo de instalação:	800 - 802			814 - 850			852 - 832		
Localização:	800			814			852		
Sequência das fases:	A - B - C			A - B - C			A - B - C		
Conexão:	Trifásico, Yg			Trifásico, Yg			Trifásico, Yg		
Monitoramento:	A-B-C			A-B-C			A-B-C		
Largura de faixa:	4,0 volts			2,0 volts			2,0 volts		
Razão do Trafo de potência ( $N_{pt}$ ):	120			120			120		
Trafo de corrente nominal no primário ( $CT_p$ ):	100			100			100		
Ajustes do compensador:	A	B	C	A	B	C	A	B	C
R - %	18	18	18	2,7	2,7	2,7	2,5	2,5	2,5
X - %	13	13	13	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5
Nível de tensão:	120	120	120	122	122	122	124	124	124

Fonte: Adaptado de (IEEE, 1991).

Todos os reguladores utilizados estão conectados em estrela aterrado (Yg), assim os *taps* calculados pela equação (3.34) podem ser aplicados na rede através da equação (3.35) e corrigir a tensão a partir das barras 850, para o primeiro regulador, e 832, para o segundo.

#### 5.3.4 Resultados IEEE – 34 barras

##### 5.3.4.1 IEEE – 34 barras sem reguladores de tensão ou unidades de GD

Os resultados do algoritmo do fluxo de potência do sistema de distribuição do IEEE de 34 barras são mostrados na Tabela 5.25. Considerando a total ausência de reguladores de tensão, o algoritmo converge após nove iterações. São apresentadas as magnitudes em pu e os ângulos em graus para as barras, cada uma com suas três fases (A, B e C), as quais representam as tensões ( $V_{ag}$ ,  $V_{bg}$  e  $V_{cg}$ ), respectivamente, onde “g” representa o aterramento.

**Tabela 5. 25 – Módulo (pu) e ângulo (graus) das tensões nas barras sem reguladores de tensão – IEEE 34 barras**

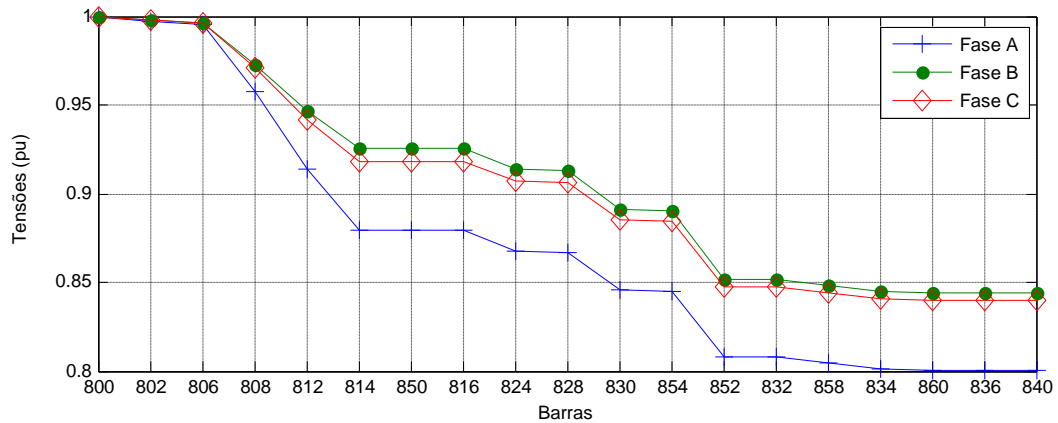
Barras	A		B		C	
	módulo	ângulo	módulo	ângulo	módulo	ângulo
<b>800</b>	1,000000	0,00000	1,000000	-120,0000	1,000000	120,0000
<b>802</b>	0,997019	-0,06085	0,997948	-120,0608	0,997897	119,9946
<b>806</b>	0,995013	-0,10413	0,996621	-120,1041	0,996516	119,9391
<b>808</b>	0,957502	-0,98756	0,972866	-120,9875	0,971322	119,8958
<b>810</b>			0,972711	-120,9875		
<b>812</b>	0,913974	-2,18962	0,946468	-122,1896	0,941718	119,8597
<b>814</b>	0,879490	-2,22715	0,925628	-123,2271	0,918254	117,8103
<b>850</b>	0,879474	-2,22709	0,925617	-123,2270	0,918243	116,7728
<b>816</b>	0,878992	-2,22525	0,925303	-123,2252	0,917906	116,7729
<b>818</b>	0,877883	-2,22830				
<b>820</b>	0,849676	-2,29989				
<b>822</b>	0,84609	-2,30793				
<b>824</b>	0,868053	-2,98497	0,913602	-122,9849	0,907062	116,6920
<b>826</b>			0,913387	-122,9849		
<b>828</b>	0,867158	-2,96819	0,912703	-122,9681	0,906182	120
<b>830</b>	0,845559	-2,53617	0,890791	-122,5361	0,884898	117,0318
<b>854</b>	0,845032	-2,96880	0,890246	-123,9688	0,884376	117,4638
<b>852</b>	0,807739	-3,78129	0,852050	-122,7813	0,847310	116,0311
<b>832</b>	0,807729	-3,78095	0,852040	-122,7809	0,847300	117,2187
<b>858</b>	0,804588	-3,50290	0,848636	-122,6502	0,844176	117,2190
<b>834</b>	0,800978	-3,49921	0,844677	-122,4992	0,840586	117,3497
<b>842</b>	0,800869	-3,50035	0,844560	-122,5003	0,840477	117,5007
<b>844</b>	0,800364	-3,50494	0,843990	-122,5049	0,839950	117,4996
<b>846</b>	0,800179	-3,46087	0,843509	-122,4608	0,839654	117,4950
<b>848</b>	0,800151	-3,45789	0,843476	-122,4579	0,839619	117,5391
<b>860</b>	0,800681	-3,46847	0,844206	-122,4684	0,840321	117,5421
<b>836</b>	0,800432	-3,44270	0,843751	-122,4427	0,840149	117,5315
<b>840</b>	0,800402	-3,44250	0,843712	-122,4425	0,840117	117,5572
<b>862</b>	0,800431	-3,44019	0,843728	-122,4401	0,840154	117,5575
<b>838</b>			0,843534	-122,4401		
<b>864</b>	0,804581	-3,13223				
<b>888</b>	0,805280	-4,15520	0,849652	-124,1552	0,844857	116,8677
<b>890</b>	0,788340	-5,04686	0,834476	-125,0466	0,827944	115,8448
<b>856</b>			0,890076	-125,0468		

Fonte: Próprio autor, 2011.

Na Figura 5.12 apenas as tensões das barras do tronco principal, em negrito na Figura 5.11, serão mostradas, sabendo que contêm apenas barras trifásicas e que para os demais ramos as tensões seguem os perfis das barras das quais se originam.

Notam-se quedas acentuadas (mais de 20% da tensão nominal) mesmo nas barras mais próxima a SE, o que evidencia a necessidade da instalação de um regulador de tensão logo na saída da SE.

Figura 5. 12 – Perfil das tensões no tronco principal sem reguladores de tensão ou GD's – IEEE 34 barras.



Fonte: Próprio autor, 2011.

#### 5.3.4.2 IEEE – 34 barras com um regulador de tensão (RG0)

O sistema original (IEEE, 1991) apresenta esse regulador inicial apenas como uma elevação de 5% na magnitude da tensão nominal (1,05 pu). Para este fim, será instalado o regulador de tensão RG0 antes da primeira barra do sistema (802), que será ativado após três iterações. Os resultados obtidos pelo fluxo de potência para este caso é apresentado na Tabela 5.26, após onze iterações.

Tabela 5. 26 – Módulo (pu) e ângulo (graus) das tensões nas barras com regulador de tensão RG0 – IEEE 34 barras

Barra	A		B		C	
	módulo	ângulo	módulo	ângulo	módulo	ângulo
800	1,000000	0,000000	1,000000	-120,0000	1,000000	120,0000
RG0	1,066700	0,000000	1,052600	-120,0000	1,045800	120,0000
802	1,063521	-0,061440	1,050489	-120,0610	1,043574	119,9386
806	1,061403	-0,105100	1,049105	-120,1050	1,042145	119,8949
808	1,021810	-0,995670	1,024322	-120,9960	1,016074	119,0043
810			1,024159	-120,9960		
812	0,975866	-2,205540	0,996792	-122,2060	0,985437	117,7945
814	0,939469	-2,320570	0,975058	-122,3210	0,961154	117,6794
850	0,939453	-2,320530	0,975048	-122,3210	0,961143	117,6795
816	0,938944	-2,319420	0,974720	-122,3190	0,960794	117,6806
818	0,937769	-2,321760				
820	0,907905	-2,377200				
822	0,904109	-2,383520				
824	0,927407	-2,15480	0,962509	-122,1550	0,949568	117,8452
826			0,962283	-122,1550		

Fonte: Próprio autor, 2011.

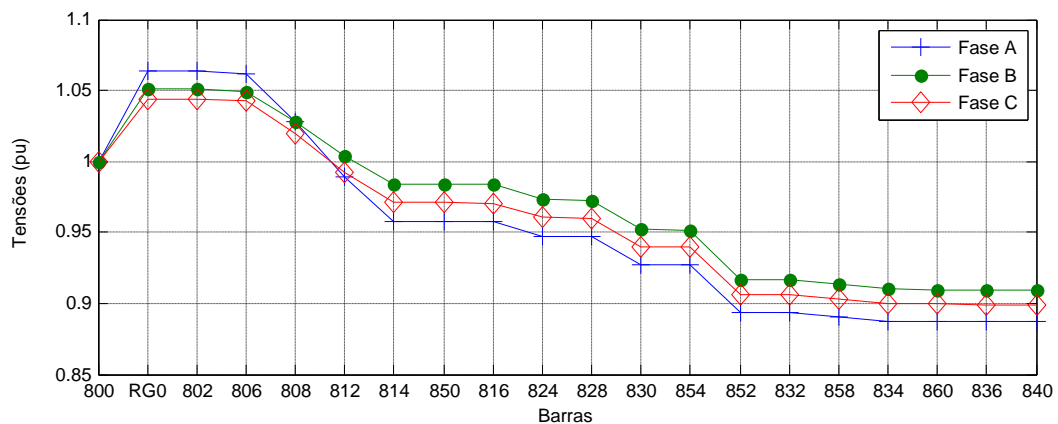
Continuação da Tabela 5.26 – Módulo (pu) e ângulo (graus) das tensões nas barras com regulador de tensão RG0 – IEEE 34 barras

Barra	A		B		C	
	módulo	ângulo	módulo	ângulo	módulo	ângulo
828	0,926464	-2,143380	0,961571	-122,1430	0,948658	117,8566
830	0,903687	-2,219120	0,938711	-122,2190	0,926627	117,7809
854	0,903132	-2,210510	0,938142	-122,2110	0,926086	117,7895
852	0,863814	-3,192220	0,898299	-123,1920	0,887725	116,8078
832	0,863804	-3,191860	0,898288	-123,1920	0,887714	116,8081
858	0,860496	-3,057170	0,894736	-123,0570	0,884482	116,9428
834	0,856695	-2,901670	0,890606	-122,9020	0,880769	117,0983
842	0,856581	-2,903230	0,890483	-122,9030	0,880656	117,0968
844	0,856051	-2,909750	0,889888	-122,9100	0,880112	117,0902
846	0,855855	-2,862280	0,889386	-122,8620	0,879805	117,1377
848	0,855825	-2,859080	0,889352	-122,8590	0,879768	117,1409
860	0,856382	-2,868620	0,890114	-122,8690	0,880494	117,1314
836	0,856118	-2,840880	0,889638	-122,8410	0,880316	117,1591
840	0,856086	-2,840670	0,889598	-122,8410	0,880283	117,1593
862	0,856117	-2,838170	0,889615	-122,8380	0,880322	117,1618
838			0,889412	-122,8380		
864	0,860489	-3,312000				
888	0,861220	-4,317480	0,895800	-124,3170	0,885187	115,6825
890	0,843327	-4,808600	0,879983	-125,8090	0,867675	116,1914
856			0,937964	-123,0136		

Fonte: Próprio autor, 2011.

Os *taps* calculados para essa regulação foi de +10, +8 e +7, respectivamente para as fases A, B e C. Dada a extensão deste alimentador, pode-se notar que ainda é necessário o uso de mais reguladores de tensão para manter as tensões em níveis adequados de operação (ANEEL, 2011). O perfil das tensões pode ser conferido na Figura 5.13.

Figura 5.13 – Perfil das tensões no tronco principal com regulador de tensão RG0 – IEEE 34 barras.



Fonte: Próprio autor, 2011.

### 5.3.4.3 IEEE – 34 barras com dois reguladores de tensão

Dessa forma instala-se o regulador RG1 logo após o ponto de regulação do regulador RG0, entre as barras 814 e 850. Estabelece-se outro ponto de regulação na barra 854, devido às baixas magnitudes de tensão nesta barra e naquelas a sua jusante. Os resultados do fluxo de potência para o caso em que tem-se os dois reguladores de tensão atuando, são apresentados na Tabela 5.27, após onze iterações. Sendo que os *taps* obtidos pelo regulador RG1 foram +10, +6 e +8 para as fases A, B e C, respectivamente, ativado após a quarta iteração.

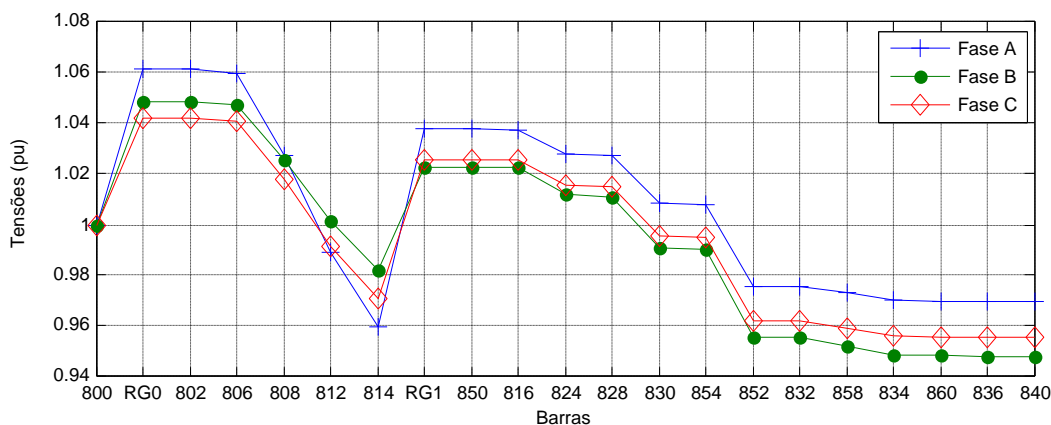
**Tabela 5. 27 – Módulo (pu) e ângulo (graus) das tensões nas barras com reguladores RG0 e RG1 – IEEE 34 barras**

Barras	A		B		C	
	Módulo	ângulo	módulo	Ângulo	módulo	Ângulo
800	1,000000	0,000000	1,000000	-120,0000	1,000000	120,0000
RG0	1,066700	0,000000	1,052600	-120,0000	1,045800	120,0000
802	1,064193	-0,059601	1,050785	-120,0596	1,043987	119,9404
806	1,062505	-0,101734	1,049614	-120,1017	1,042800	119,8982
808	1,030922	-0,950610	1,028717	-120,9506	1,021193	119,0493
810			1,028570	-120,9506		
812	0,994286	-2,078300	1,005565	-122,0783	0,995783	117,9217
814	0,965265	-2,166530	0,987282	-122,1665	0,975646	117,8334
RG1	1,036358	-2,017887	1,028269	-122,0178	1,030677	117,9821
850	1,036358	-2,017887	1,028269	-122,0178	1,030677	117,9821
816	1,035950	-2,018360	1,027992	-122,0183	1,030386	117,9816
818	1,035000	-2,019807				
820	1,010873	-2,053017				
822	1,007807	-2,056632				
824	1,026741	-1,942227	1,017725	-121,9422	1,021021	118,0577
826			1,017531	-121,9422		
828	1,025988	-2,325201	1,016938	-122,3252	1,020262	117,6748
830	1,007814	-2,181723	0,997753	-122,1817	1,001895	117,8182
854	1,007371	-4,356870	0,997276	-124,3568	1,001445	115,6431
852	0,976051	-3,912066	0,963852	-123,9120	0,969480	116,0879
832	0,976042	-3,911940	0,963843	-123,9119	0,969472	116,0880
858	0,973465	-3,876522	0,960862	-123,8765	0,966798	116,1234
834	0,970510	-3,838464	0,957397	-123,8384	0,963728	116,1615
842	0,970425	-3,843180	0,957294	-123,8431	0,963636	116,1568
844	0,970031	-3,865224	0,956797	-123,8652	0,963191	116,1347
846	0,969868	-3,830316	0,956372	-123,8303	0,962931	116,1696
848	0,969843	-3,828000	0,956342	-123,8280	0,962900	116,1720
860	0,970250	-3,814092	0,956981	-123,8140	0,963496	116,1859
836	0,970031	-3,793458	0,956579	-123,7934	0,963347	116,2065
840	0,970005	-3,793272	0,956544	-123,7932	0,963319	116,2067
862	0,970030	-4,107389	0,956559	-124,1073	0,963351	115,8926
838			0,956385	-124,1073		
864	0,973460	-4,199624				
888	0,973615	-4,574160	0,961581	-124,5741	0,967114	115,4258
890	0,958820	-4,863637	0,948302	-125,2903	0,952349	115,8784
856			0,997123	-123,7317		

Fonte: Próprio autor, 2011.

Após a ativação dos dois reguladores de tensão encontra-se barras com níveis de tensão pouco acima daqueles considerados precários para operação de uma rede de distribuição de média tensão, conforme o órgão regulador (ANEEL, 2011). O perfil das tensões no tronco principal pode ser observado na Figura 5.14.

**Figura 5. 14 – Perfil das tensões no tronco principal com reguladores de tensão RG0 e RG1 – IEEE 34 barras.**



**Fonte: Próprio autor, 2011.**

Como pode ser visto, as tensões foram corrigidas, mas nas barras mais distantes suas magnitudes apresentam muito próximas de níveis considerados precários. Assim, a instalação de outro regulador (RG2) se faz necessária e deve ser feita após o ponto de regulação do regulador RG1. Ou seja, desta vez outro regulador é instalado entre as barras 852 e 832 com ponto de regulação na barra 840.

#### **5.3.4.4 IEEE – 34 barras com três reguladores de tensão**

A Tabela 5.28 apresenta os resultados do algoritmo proposto para a situação descrita, com três reguladores de tensão atuando, após doze iterações. Sendo que os *taps* obtidos pelo regulador RG1 foram +9, +11 e +10 para as fases A, B e C, respectivamente, ativado após a quarta iteração.

**Tabela 5. 28 – Módulo (pu) e ângulo (graus) das tensões nas barras com reguladores RG0, RG1 e RG2 – IEEE 34 barras**

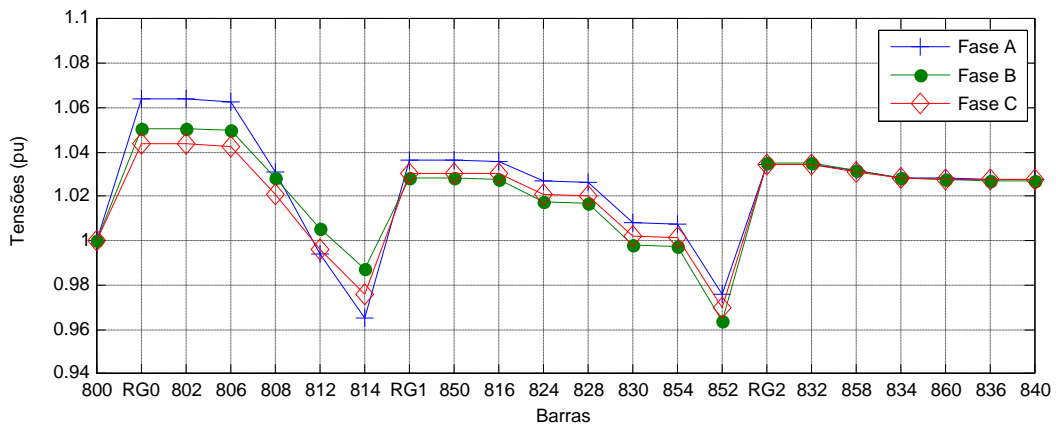
Barras	A		B		C	
	módulo	ângulo	módulo	ângulo	módulo	ângulo
800	1,000000	0,000000	1,000000	-120,0000	1,000000	120,0000
RG0	1,066700	0,000000	1,052600	-120,0000	1,045800	120,0000
802	1,064196	-0,059545	1,050786	-120,0595	1,043989	119,9404
806	1,062509	-0,101640	1,049617	-120,1016	1,042803	119,8983
808	1,030960	-0,949770	1,028738	-120,9497	1,021220	119,0502
810			1,028592	-120,9497		
812	0,994362	-2,076434	1,005608	-122,0764	0,995837	117,9235
814	0,965372	-2,164530	0,987343	-122,1645	0,975723	117,8354
RG1	1,036464	-2,016040	1,028329	-122,0160	1,030753	117,9839
850	1,036464	-2,016040	1,028329	-122,0160	1,030753	117,9835
816	1,036057	-2,016515	1,028053	-122,0165	1,030463	117,9834
818	1,035108	-2,017942				
820	1,010998	-2,050685				
822	1,007934	-2,054237				
824	1,026859	-1,940572	1,0177960	-121,9405	1,021108	118,0594
826			1,0176010	-121,9305		
828	1,026107	-2,323233	1,0170100	-122,3232	1,020349	117,6767
830	1,007954	-2,180214	0,9978430	-122,1802	1,002003	117,8197
854	1,007512	-4,353876	0,9973660	-124,3538	1,001553	115,6461
852	0,976230	-3,91083	0,9639740	-123,9108	0,969623	116,0891
RG2	1,034407	-3,910704	1,0351300	-123,9107	1,034255	116,0893
832	1,034407	-3,910704	1,0351300	-123,9107	1,034255	116,0893
858	1,031681	-3,875610	1,0319320	-123,8756	1,031407	116,1243
834	1,028554	-3,837942	1,0282150	-123,8379	1,028136	116,1620
842	1,028464	-3,842676	1,0281050	-123,8426	1,028038	116,1573
844	1,028046	-3,864798	1,0275720	-123,8648	1,027563	116,1352
846	1,027874	-3,829914	1,0271150	-123,8299	1,027287	116,1700
848	1,027848	-3,827598	1,0270840	-123,8276	1,027253	116,1724
860	1,028279	-3,813576	1,0277690	-123,8135	1,027889	116,1864
836	1,028047	-3,792942	1,0273370	-123,7929	1,027730	116,2070
840	1,028019	-4,108819	1,0273000	-124,1088	1,027700	115,8911
862	1,028045	-4,106836	1,0273160	-124,1068	1,027734	115,8931
838			1,0271290	-124,1068		
864	1,031675	-3,875650				
888	1,031837	-4,571964	1,0327040	-124,5719	1,031743	115,4280
890	1,016176	-5,177850	1,0184580	-125,1778	1,016009	114,8221
856			1,0070833	-123,1778		

Fonte: Próprio autor, 2011.

Nessa abordagem do algoritmo, os níveis de tensão estão mantidos dentro dos limites considerados adequados, ou seja, o sistema foi regulado para operar sob as condições citadas no arquivo original (IEEE, 1991). No gráfico que representa o perfil das tensões no tronco

principal (Figura 5.15), nota-se que as variações das tensões nas barras ficam entre 5% para mais e 3% para menos na maioria delas, com exceção da fase A em barras mais próximas da SE, as quais ficam mais sujeitas às elevações promovidas pelos reguladores.

**Figura 5. 15 – Perfil das tensões no tronco principal com reguladores RG0, RG1 e RG2 – IEEE 34 barras.**



Fonte: Próprio autor, 2011.

Dessa forma, podem-se comparar as tensões e os *taps* obtidos pelo algoritmo proposto por esta dissertação e aqueles originalmente apresentados em (IEEE, 1991).

A Tabela 5.29 mostra os resultados originais do sistema IEEE de 34 barras, com seus dois reguladores, em vez dos três apresentados na abordagem proposta, utilizando *taps* de +10, +5 e +5 para o primeiro regulador e +13, +10 e +11 para o segundo, atuando nas fases A, B e C, respectivamente.

**Tabela 5. 29 – Módulo (pu) e ângulo (graus) das tensões originais nas barras com reguladores RG1 e RG2 – IEEE 34 barras**

Barra	A		B		C	
	módulo	ângulo	módulo	ângulo	módulo	ângulo
800	1,050000	0,000000	1,050000	-120,0000	1,050000	120,0000
802	1,047500	-0,050000	1,048400	-120,0700	1,048400	119,9500
806	1,045700	-0,080000	1,047400	-120,1100	1,047400	119,9200
808	1,013600	-0,750000	1,029600	-120,9500	1,028900	119,3000
810			1,029400	-120,9500		
812	0,976300	-1,570000	1,010000	-121,9200	1,006900	118,5900
814	0,946700	-2,260000	0,994500	-122,7000	0,989300	118,0100
RG1	1,017700	-2,260000	1,025500	-122,7000	1,020300	118,0100
850	1,017600	-2,260000	1,025500	-122,7000	1,020300	118,0100
816	1,017200	-2,260000	1,025300	-122,7100	1,020000	118,0100
818	1,016300	-2,270000				

Fonte: Adaptado de IEEE, 1991.

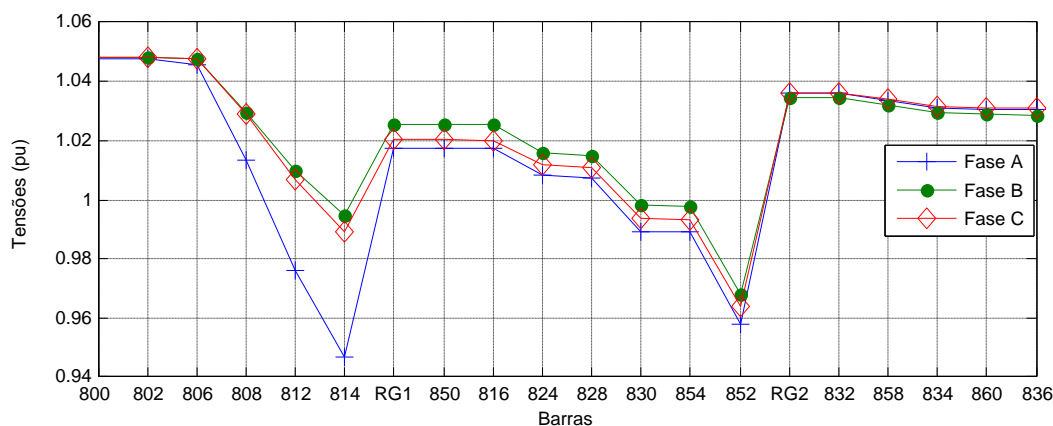
Continuação da Tabela 5.29 – Módulo (pu) e ângulo (graus) das tensões originais nas barras com reguladores RG1 e RG2 – IEEE 34 barras.

Barra	A		B		C	
	módulo	ângulo	módulo	ângulo	módulo	ângulo
820	0,992600	-2,320000				
822	0,989500	-2,330000				
824	1,008200	-2,370000	1,015800	-122,9400	1,011600	117,7600
826			1,015600	-122,9400		
828	1,007400	-2,380000	1,015100	-122,9500	1,010900	117,7500
830	0,989400	-2,630000	0,998200	-123,3900	0,993800	117,2500
854	0,989000	-3,110000	0,997800	-123,4000	0,993400	117,2400
852	0,958100	-3,110000	0,968000	-124,1800	0,963700	116,3300
RG2	1,035900	-3,110000	1,034500	-124,1800	1,036000	116,3300
832	1,035900	-3,110000	1,034500	-124,1800	1,036000	116,3300
858	1,033600	-3,170000	1,032200	-124,2800	1,033800	116,2200
834	1,030900	-3,240000	1,029500	-124,3900	1,031300	116,0900
842	1,030900	-3,250000	1,029400	-124,3900	1,031300	116,0900
844	1,030700	-3,270000	1,029100	-124,4200	1,031100	116,0600
846	1,030900	-3,320000	1,029100	-124,4600	1,031300	116,0100
848	1,031000	-3,320000	1,029100	-124,4700	1,031400	116,0000
860	1,030500	-3,240000	1,029100	-124,3900	1,031000	116,0900
836	1,030300	-3,230000	1,028700	-124,3900	1,030800	116,0900
840	1,030300	-3,230000	1,028700	-124,3900	1,030800	116,0900
862	1,030300	-3,230000	1,028700	-124,3900	1,030800	116,0900
838			1,028500	-124,3900		
864	1,033600	-3,170000				
XFM	0,999700	-4,630000	0,998300	-125,7300	1,000000	114,8200
888	0,999600	-4,640000	0,998300	-125,7300	1,000000	114,8200
890	0,916700	-5,190000	0,923500	-126,7800	0,917700	113,9800
856			0,997700	-123,4100		

Fonte: Adaptado de IEEE, 1991.

Os resultados até agora mostrados se apresentam próximos aos originais, como pode ser observado ao comparar o gráfico da Figura 5.15 e aquele gerado pelo resultado do IEEE (1991), na Figura 5.16.

Figura 5.16 – Perfil das tensões no tronco principal com reguladores originais – IEEE 34 barras.



Fonte: Próprio autor, 2011.

Dessa forma, mais uma vez, é validada a implementação proposta bem como se permite a execução de outros testes, como a aplicação de geradores distribuídos exclusiva ou simultaneamente com os reguladores.

#### 5.3.4.5 IEEE – 34 barras com uma unidade de GD modelada como PQ

Ao se analisar as cargas do sistema IEEE de 34 barras, notam-se que as barras 844 e 890 possuem demandas mais elevadas que a média das demais barras, ou seja, suprir essas demandas com um GD poderia significar uma diminuição nas quedas de tensões nesse sistema. Assim, sabe-se que a soma das demandas das duas barras citadas é de, aproximadamente, 0,6MVA e  $fp = 0.86$ , então, pode-se instalar uma unidade de GD de mesma potência em uma barra próxima, como, por exemplo, na barra 840, com essa finalidade.

A Tabela 5.30 apresenta os resultados do algoritmo de fluxo de potência proposto para o caso em que se retiram os reguladores e instala-se um GD de modelo PQ barra 840, conforme a Figura 5.11, após oito iterações.

**Tabela 5. 30 – Módulo (pu) e ângulo (graus) das tensões nas barras com GD na barra 840 (PQ) – IEEE 34 barras**

Barras	A		B		C	
	módulo	ângulo	módulo	ângulo	módulo	ângulo
<b>800</b>	1,000000	0,000000	1,000000	-120,0000	1,000000	120,0000
<b>802</b>	0,998059	-0,043085	0,998905	-120,0430	0,998862	119,9569
<b>806</b>	0,996749	-0,074329	0,998221	-120,0743	0,998128	119,9256
<b>808</b>	0,972216	-0,715102	0,986411	-120,7151	0,984993	119,2849
<b>810</b>			0,986257	-120,7151		
<b>812</b>	0,943773	-1,582507	0,973873	-121,5825	0,969419	118,4174
<b>814</b>	0,921237	-2,308239	0,963992	-122,3082	0,957074	117,6917
<b>850</b>	0,921227	-1,978494	0,963987	-121,9784	0,957069	118,0215
<b>816</b>	0,920914	-1,978542	0,963829	-121,9785	0,956887	118,0214
<b>818</b>	0,919840	-1,979349				
<b>820</b>	0,892551	-1,993356				
<b>822</b>	0,889084	-1,994064				
<b>824</b>	0,915384	-1,846638	0,957352	-121,8466	0,951127	118,1533
<b>826</b>			0,957140	-121,8466		
<b>828</b>	0,914934	-1,83831	0,956882	-121,8383	0,950665	118,1616
<b>830</b>	0,904153	-1,623561	0,945404	-121,6235	0,939554	118,3764
<b>854</b>	0,903901	-1,618611	0,945124	-121,6186	0,93929	118,3813
<b>852</b>	0,886048	-1,282290	0,925703	-121,2822	0,920528	118,7177
<b>832</b>	0,886043	-2,991793	0,925698	-122,9917	0,920522	117,0082

Fonte: Próprio autor, 2011.

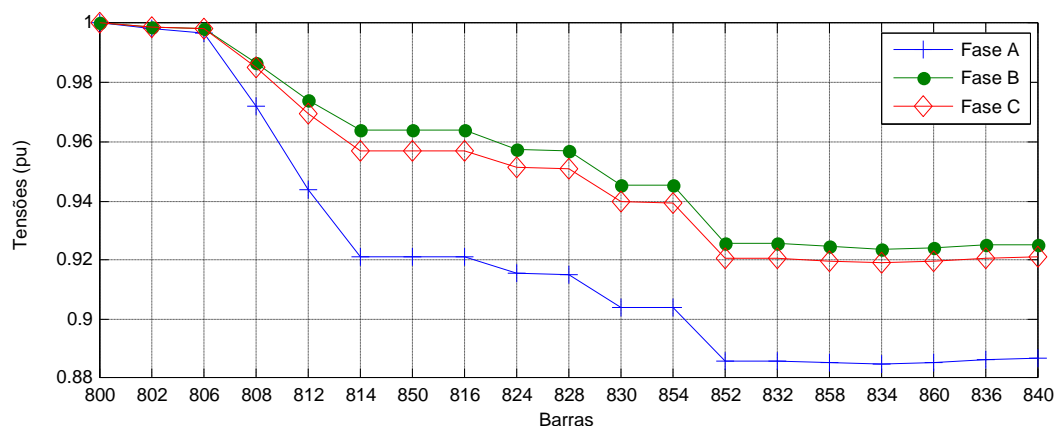
Continuação da Tabela 5.30 – Módulo (pu) e ângulo (graus) das tensões nas barras com GD na barra 840 (PQ) – IEEE 34 barras

Barras	A		B		C	
	módulo	ângulo	módulo	ângulo	módulo	ângulo
858	0,885410	-2,930536	0,924721	-122,9305	0,919758	117,0694
834	0,884778	-2,864358	0,923649	-122,8643	0,918970	117,1356
842	0,884677	-2,866507	0,923536	-122,8665	0,918866	117,1334
844	0,884204	-2,875971	0,922989	-122,8759	0,918366	117,1240
846	0,884027	-2,826404	0,922526	-122,8264	0,918082	117,1736
848	0,884000	-2,823009	0,922494	-122,8230	0,918048	117,1769
860	0,885456	-2,859675	0,924141	-122,8596	0,919629	117,1403
836	0,886494	-2,870609	0,924956	-122,8706	0,920677	117,1293
840	0,886875	-2,883237	0,925321	-122,8832	0,921035	117,1167
862	0,886493	-2,867816	0,924934	-122,8678	0,920682	117,1321
838			0,924746	-122,8678		
864	0,885404	-2,721244				
888	0,883684	-3,528109	0,923390	-123,5281	0,918175	116,4718
890	0,867449	-4,246398	0,908817	-124,2464	0,901969	115,7536
856			0,944958	-124,2464		

Fonte: Próprio autor, 2011.

Nota-se que as tensões estão em níveis mais elevados em relação àquelas calculadas sem a presença de reguladores (Tabelas 5.25) e próximos àquelas decorrentes do uso do regulador da SE (Tabela 5.26), ou seja, ainda apresenta tensões em níveis precários e até críticos (ANEEL, 2011). A Figura 5.17 apresenta o gráfico do perfil das tensões resultantes da implementação do GD, de modelo PQ, no fluxo de potência.

Figura 5. 17 – Perfil das tensões no tronco principal com GD (PQ) na barra 840 – IEEE 34 barras.



Fonte: Próprio autor, 2011.

### 5.3.4.6 IEEE – 34 barras com um regulador de tensão em Yg e uma unidade de GD

Para resolver essa situação instala-se o regulador RG1, configurado da mesma forma que anteriormente, entre as barras 814 e 850. Os resultados dessa regulação esta apresentado na Tabela 3.31, após dez iterações.

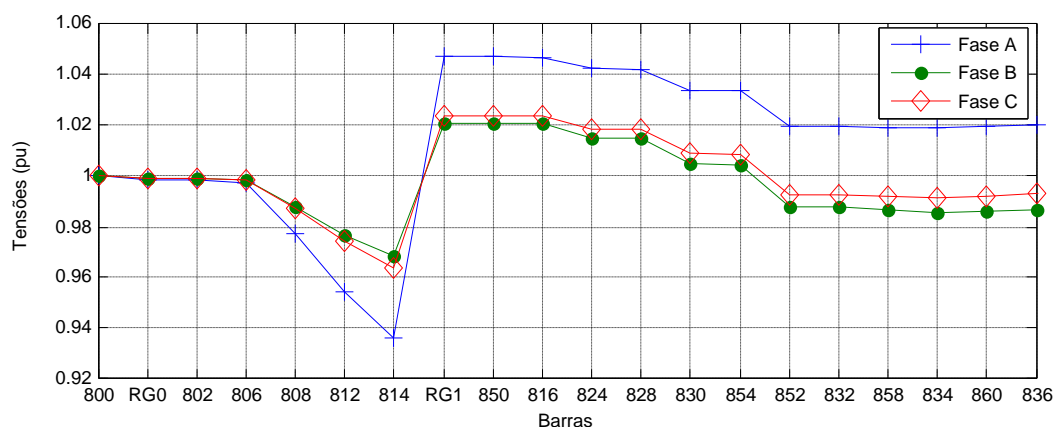
**Tabela 5. 31 – Módulo (pu) e ângulo (graus) das tensões nas barras com GD na barra 840 (PQ) e regulador de tensão RG1 – IEEE 34 barras.**

Barras	A		B		C	
	módulo	Ângulo	módulo	ângulo	módulo	Ângulo
800	1,000000	0,000000	1,000000	-120,0000	1,000000	120,0000
802	0,998427	-0,053081	0,999017	-120,0531	0,999036	119,9469
806	0,997365	-0,091024	0,998408	-120,0910	0,998419	119,9089
808	0,977440	-0,856044	0,987992	-120,8560	0,987457	119,1439
810			0,987840	-120,8560		
812	0,954366	-1,864534	0,977058	-121,8645	0,974419	118,1354
814	0,936090	-2,699378	0,968443	-122,6993	0,964090	117,3006
RG1	1,047184	-2,068350	1,021056	-122,0683	1,023686	117,9316
850	1,047184	-2,068350	1,021056	-122,0683	1,023686	117,9316
816	1,046927	-2,071080	1,020917	-122,0710	1,023531	117,9289
818	1,046005	-2,072925				
820	1,022581	-2,115720				
822	1,019605	-2,120469				
824	1,042565	-2,055198	1,015235	-122,0552	1,018655	117,9448
826			1,015041	-122,0552		
828	1,042211	-2,055957	1,014825	-122,0559	1,018265	117,9440
830	1,033733	-2,067102	1,004815	-122,0671	1,008886	117,9329
854	1,033537	-2,067789	1,004571	-122,0677	1,008664	117,9322
852	1,019650	-3,770064	0,987661	-123,7700	0,992873	116,2299
832	1,019646	-3,770096	0,987657	-123,7701	0,992869	116,2299
858	1,019309	-3,806179	0,986801	-123,8061	0,992270	116,1938
834	1,019014	-3,852548	0,985860	-123,8525	0,991663	116,1474
842	1,018938	-3,857912	0,985763	-123,8579	0,991576	116,1420
844	1,018589	-3,883219	0,985292	-123,8832	0,991160	116,1167
846	1,018435	-3,855251	0,984886	-123,8552	0,990913	116,1447
848	1,018411	-3,853407	0,984858	-123,8534	0,990883	116,1465
860	1,019597	-3,847932	0,986280	-123,8479	0,992232	116,1520
836	1,020491	-3,851123	0,986978	-123,8511	0,993138	116,1488
840	1,020819	-3,857313	0,987292	-123,8573	0,993447	116,1426
862	1,020489	-3,849501	0,986959	-123,8495	0,993142	116,1505
838			0,986792	-123,8495		
864	1,019304	-4,668001				
888	1,017146	-5,332314	0,985449	-125,3323	0,990604	114,6676
890	1,003093	-5,478036	0,972826	-125,4780	0,976582	114,5219
856			1,004420	-125,4780		

Fonte: Próprio autor, 2011.

Os *taps* calculados pelo regulador para esta situação foram +15, +8 e +9 para as fases A, B e C, respectivamente. Nota-se a elevação do nível de tensão em todas as barras, de modo que todas as tensões estão dentro dos limites considerados adequados, como é apresentado no gráfico do perfil das tensões na Figura 5.18.

**Figura 5. 18 – Perfil das tensões no tronco principal com GD (PQ) na barra 840 e regulador de tensão RG1 – IEEE 34 barras.**



Fonte: Próprio autor, 2011.

#### 5.3.4.7 IEEE – 34 barras com duas unidades de GD modeladas como PQ e PV

Outra possível solução para o suprimento da demanda desse alimentador seria a instalação de mais de uma unidade de GD. Pode-se utilizar o modelo PV para esse teste, instalando-se outro regulador na barra 824. Agora ambos os geradores possuem potências ativas configuradas para 1MW e especificam-se as tensões de saída como 1,0 pu. O resultado dessa implementação é apresentado na Tabela 3.32, após oito iterações.

**Tabela 5. 32 – Módulo (pu) e ângulo (graus) das tensões nas barras com GD nas barras 840 (PQ) e 824 (PV) – IEEE 34 barras**

Barras	A		B		C	
	módulo	ângulo	módulo	ângulo	módulo	ângulo
800	1,000000	0,000000	1,000000	-120,0000	1,000000	120,0000
802	0,999993	0,027072	1,000700	-119,9729	1,000655	120,0270
806	0,999980	0,041376	1,001219	-119,9586	1,001123	120,0413
808	0,999605	0,236190	1,011793	-119,7638	1,010379	120,2361
810			1,011644	-119,7638		
812	0,999255	0,337884	1,025195	-119,6621	1,020865	120,3378
814	0,998977	0,418560	1,035826	-119,5814	1,029180	120,4185
850	0,998977	0,348815	1,035831	-119,6511	1,029184	120,3488
816	0,998981	0,349245	1,035972	-119,6507	1,029294	120,3492
818	0,998013	0,345870				
820	0,973402	0,267340				

Fonte: Próprio autor, 2011.

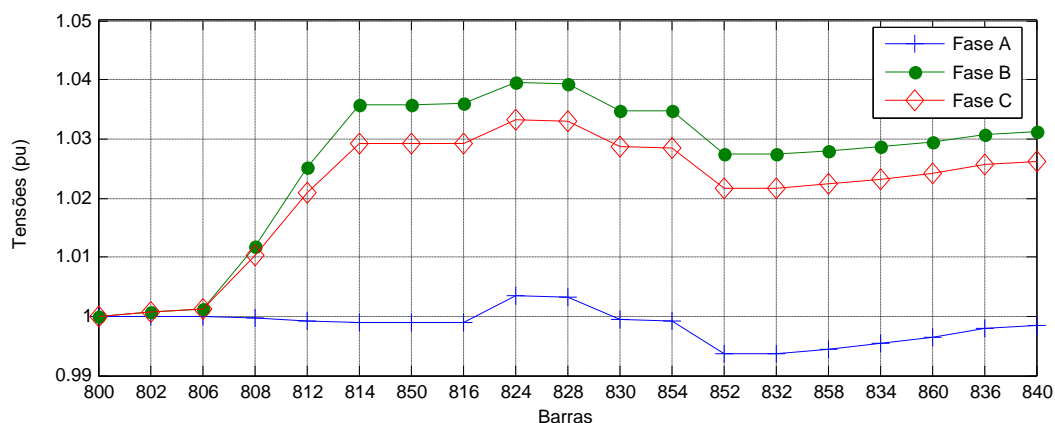
Continuação da Tabela 5.32 – Módulo (pu) e ângulo (graus) das tensões nas barras com GD nas barras 840 (PQ) e 824 (PV) – IEEE 34 barras

Barra	A		B		C	
	módulo	ângulo	módulo	ângulo	módulo	ângulo
822	0,970275	0,25860				
824	1,003434	0,556430	1,039454	-119,4435	1,03315	120,5564
826			1,039264	-119,4435		
828	1,003268	0,564890	1,039269	-119,4351	1,032966	120,5648
830	0,999373	0,784965	1,034731	-119,2150	1,028601	120,7849
854	0,999294	0,789865	1,034626	-119,2101	1,028506	120,7898
852	0,993662	1,110650	1,027556	-118,8893	1,021748	121,1106
832	0,993660	1,555029	1,027554	-118,4449	1,021746	121,5550
858	0,994399	1,587663	1,027985	-118,4123	1,022326	121,5876
834	0,995383	1,621711	1,028575	-118,3782	1,023121	121,6217
842	0,995303	1,614494	1,028486	-118,3855	1,023038	121,6144
844	0,994932	1,580432	1,028051	-118,4195	1,022642	121,5804
846	0,994780	1,617105	1,027658	-118,3829	1,022400	121,6171
848	0,994757	1,619569	1,027631	-118,3804	1,022371	121,6195
860	0,996441	1,660624	1,029468	-118,3393	1,024144	121,6606
836	0,997962	1,699705	1,03079	-118,3003	1,025650	121,6997
840	0,998492	1,705536	1,031302	-118,2944	1,026151	121,7055
862	0,997961	1,701805	1,030772	-118,2982	1,025654	121,7018
838			1,030613	-118,2982		
864	0,994394	1,814416				
888	0,991663	1,063736	1,02559	-118,9362	1,019761	121,0637
890	0,977815	0,320352	1,013156	-119,6796	1,005950	120,3203
856			1,034479	-119,6796		

Fonte: Próprio autor, 2011.

Como de costume, apresenta-se o perfil das tensões nas barras localizadas no tronco principal deste alimentador na Figura 5.19.

Figura 5.19 – Perfil das tensões no tronco principal com GD (PQ) nas barras 840 e 824 – IEEE 34 barras.



Fonte: Próprio autor, 2011.

A quantidade de potência reativa equivalente injetada por cada gerador foi, aproximadamente, 2,3Mvar. Nesse caso, a potência dos geradores foi suficiente para suprir a demanda e as tensões foram mantidas em patamares adequados, conforme o órgão regulador (ANEEL, 2011), e próximos de 1,0 pu (com diferenças menores que 2% da nominal).

Com isso fica evidente a ação dos geradores e fecha a seção de testes com o alimentador do IEEE de 34 barras, passando para o caso de 103 barras do sistema CELG.

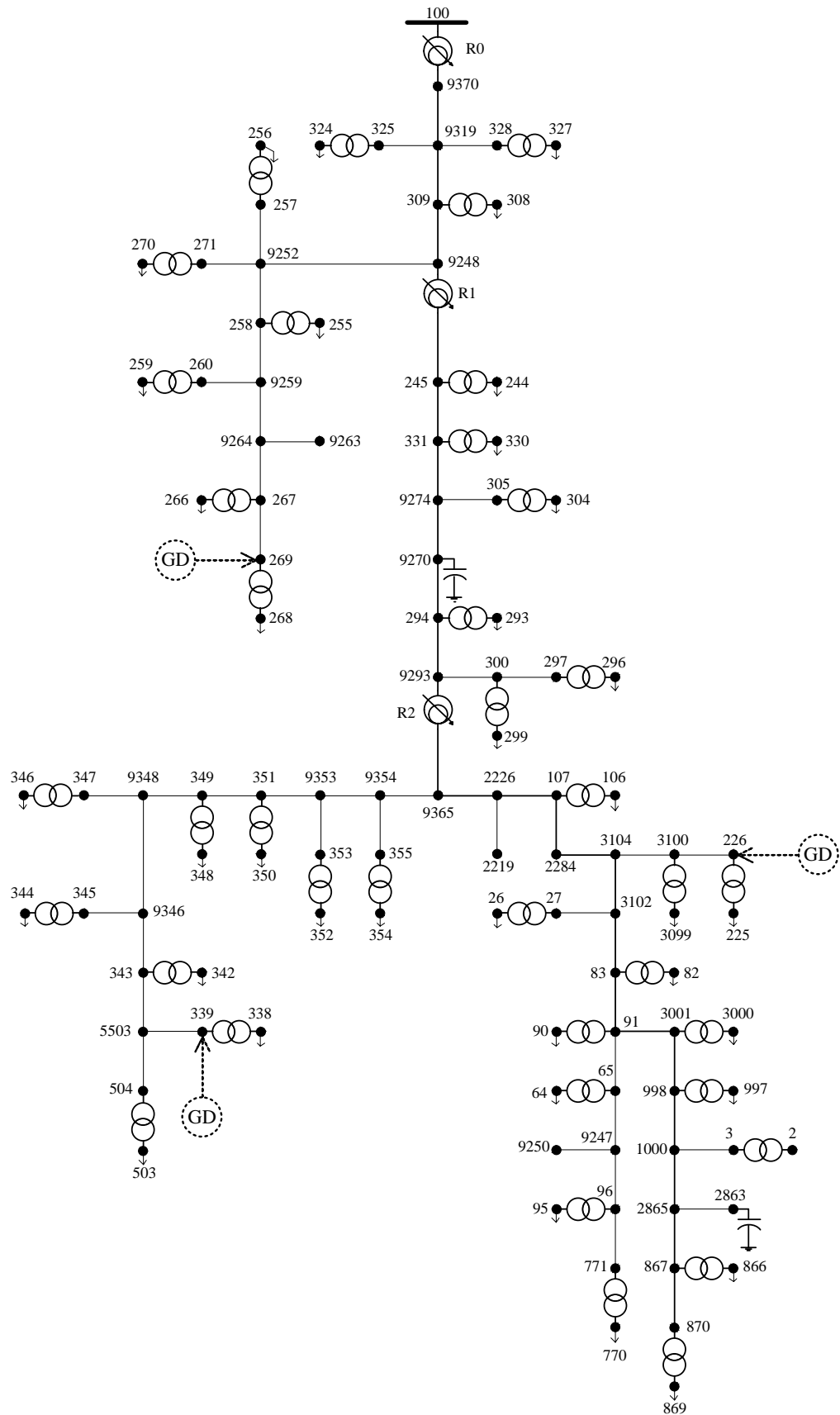
### 5.3.5 Rede CELG – 103 barras

Essa rede foi obtida a partir de um alimentador da concessionária de energia elétrica de Goiás (Companhia Elétrica de Goiás – CELG) que representa o sistema de distribuição do setor Campinas da cidade de Goiânia (Apêndice B). Embora não tenha sido possível contar com a demanda propriamente medida e utilizada pelos consumidores, foi feita uma aproximação a partir dos dados dos transformadores de distribuição presentes na rede. Assume-se, então, que as cargas demandem potências abaixo do nominal dos transformadores. Dessa forma, uma redução pode ser feita e o diagrama unifilar que representa a rede analisada é apresentado na Figura 5.20.

Na Figura 5.20 pode-se observar a presença de outros elementos além das barras, ramos e transformadores, são eles três reguladores de tensão, três unidades de geração distribuída e dois bancos de capacitores, assim como a indicação de carga nas barras. Os reguladores e geradores distribuídos não foram ativados em todos os testes, isto é, apenas nos casos em que eram necessários, estes atuavam automaticamente.

Este alimentador opera em média tensão, de 13,8kV, para a distribuição primária e baixa tensão, de 380V, para a secundária. Assume-se que as linhas são todas trifásicas e desbalanceadas, pelo fato de suas cargas terem sido estimadas, e seus transformadores são trifásicos e conectados em delta – estrela aterrada (D – Yg), conforme a modelagem do Apêndice A. A configuração detalhada e os demais dados são apresentados no Apêndice B.

Figura 5. 20 – Rede de 103 barras representando uma parte do alimentador da CELG.



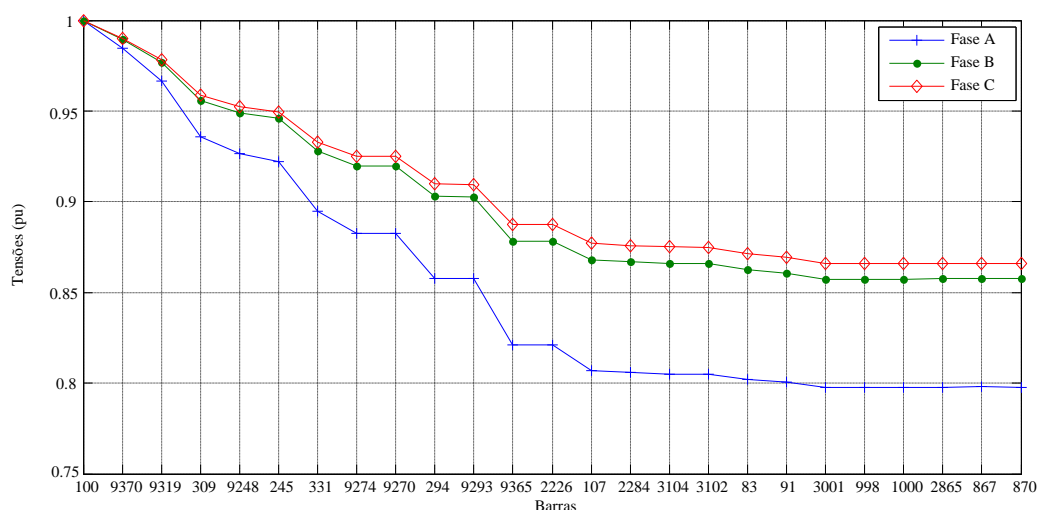
Fonte: Próprio autor, 2012.

### 5.3.6 Resultados CELG – 103 barras

#### 5.3.6.1 CELG – 103 barras sem reguladores de tensão ou unidades de GD

Devido ao fato de serem muitas barras, os resultados completos, com as magnitudes e ângulos das tensões em todas as barras do sistema, são apresentados no Apêndice B. Assim, o resultado do algoritmo de fluxo de potência, proposto e já validado, para esse sistema é apresentado na forma do perfil das tensões no tronco principal, em negrito na Figura 5.20, após dezessete iterações, na Figura 5.21.

**Figura 5. 21 – Perfil das tensões no tronco principal sem reguladores de tensão ou GD – 103 barras CELG.**



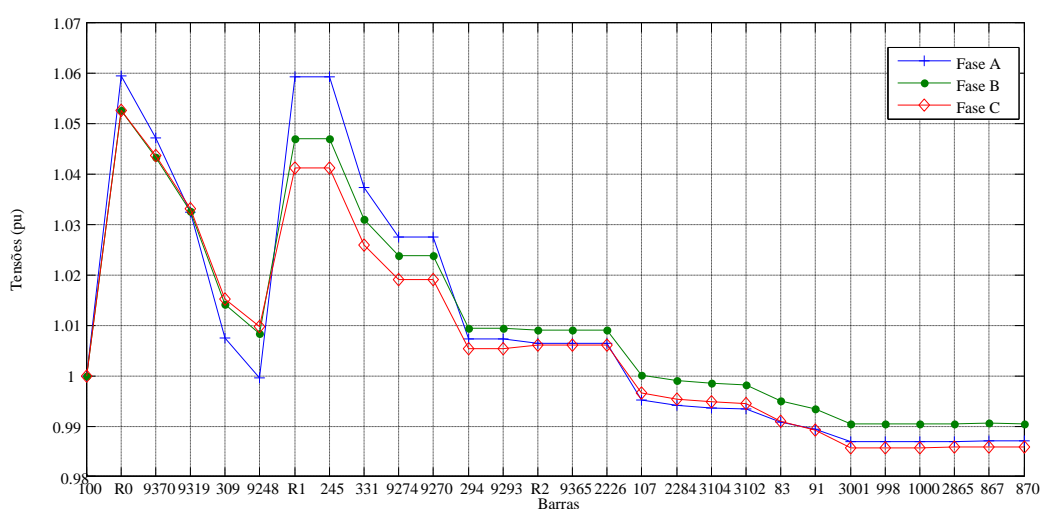
**Fonte: Próprio autor, 2012.**

Como de costume em redes de distribuição longas, notam-se quedas acentuadas, próximas de 20% do valor nominal, acarretando níveis de tensão abaixo até daqueles considerados críticos (0,93 pu). Pode-se observar que a fase A é a que apresenta queda mais acentuada em suas tensões, isto porque se assume que os consumidores acabam por extrapolar o carregamento em uma das fases que alimentam seu quadro de distribuição. Sendo assim, fica evidente a necessidade da aplicação de reguladores de tensão ao longo deste sistema, que por ser de grande porte deverá possuir mais de um regulador para o controle de suas tensões.

### 5.3.6.2 CELG – 103 barras com três reguladores de tensão em Yg

A Figura 5.22 representa o gráfico do perfil das tensões após o uso de reguladores de tensão, do tipo B, instalados em barras estratégicas, de acordo com a porcentagem das quedas, após vinte iterações. Os ramos selecionados para a inserção dos reguladores foram: R0 entre as barras 100 e 9370 (isto é, após a SE), R1 entre as barras 9248 e 245 (isto é, após o ponto de regulagem do primeiro regulador) e R2 entre as barras 9293 e 9365 (isto é, após o ponto de regulagem do segundo regulador).

Figura 5. 22 – Perfil das tensões no tronco principal com reguladores de tensão – 103 barras CELG.



Fonte: Próprio autor, 2012.

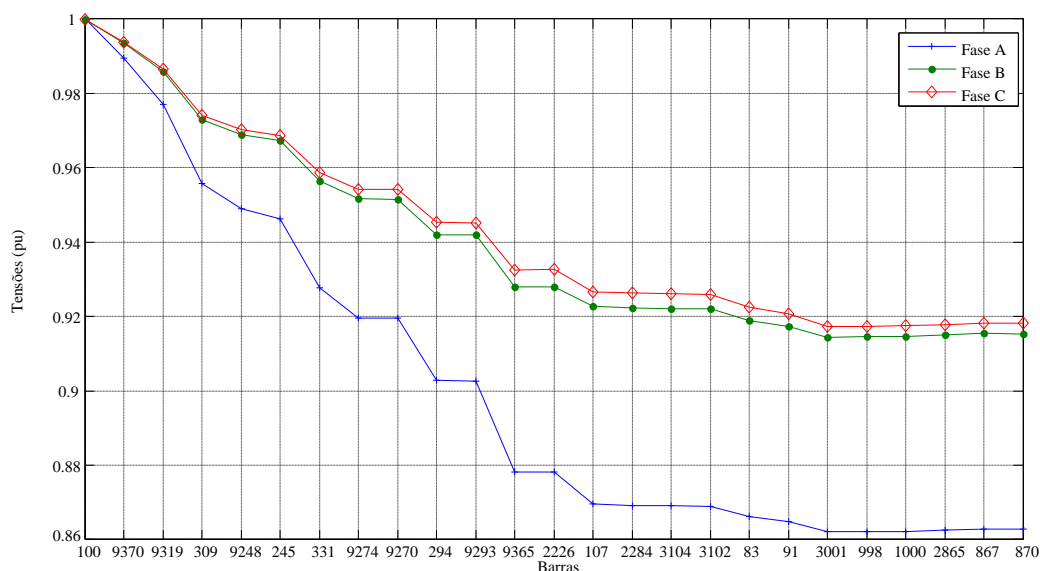
Os *taps* foram posicionados em +9, +8 e +9 para R0, +9, +6 e +5 para R1 e +4, +3e +3 para R2, respectivamente para as fases A, B e C. Pode-se verificar que não somente nas barras de número 9248, 294 e 83, mas ao longo de toda a rede as tensões foram mantidas em níveis considerados adequados de acordo com a ANEEL (2011). Entretanto, todos os três possíveis reguladores foram necessários para o controle das tensões. Assim, é importante testar a atuação de geradores distribuídos ao longo desta rede.

### 5.3.6.3 CELG – 103 barras com três unidades de GD modeladas como PQ

Para testar o efeito sozinho de cada unidade de GD desconectam-se os reguladores do sistema e instalam-se, então, três geradores de potência ativa igual a 1,5MW e fator de potência 0,8 nas barras 269, 339 e 226, conforme é mostrado na Figura 5.21. Todos foram

modelados como nós PQ e introduzidos no algoritmo. O resultado é apresentado no diagrama da Figura 5.23 conforme os casos anteriores, após dezessete iterações.

**Figura 5. 23 – Perfil das tensões no tronco principal com GD nas barras 269 (PQ), 339 (PQ) e 226 (PQ) – 103 barras CELG.**



**Fonte: Próprio autor, 2012.**

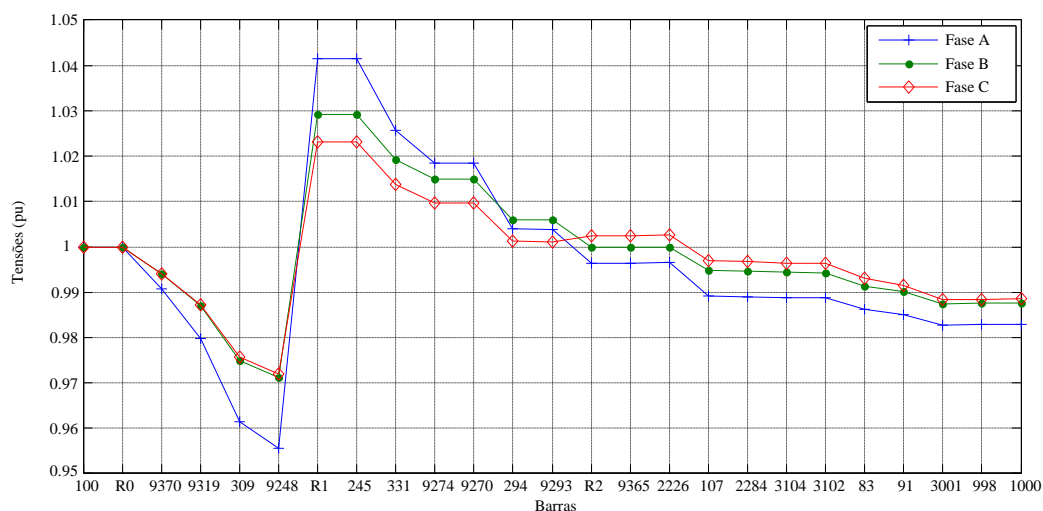
A potência ativa dos geradores foi escolhida a fim de suprir parte da demanda da rede, sendo que a carga total demandada é de aproximadamente 5MVA com  $fp = 0,85$ , como pode ser conferido no Apêndice B.

#### **5.3.6.4 CELG – 103 barras com três reguladores de tensão em Yg e três unidades de GD modeladas como PQ**

A potência fornecida pelos geradores não foi suficiente para manter os níveis das tensões de algumas barras em níveis aceitáveis, ou seja, ainda é possível notar barras com tensões a níveis precários e até críticos. Para solucionar essa questão duas soluções podem ser tomadas: utilizar simultaneamente os reguladores de tensão já instalados ou utilizar geradores com potência mais elevada.

Para a primeira opção, o perfil das tensões resultantes da utilização simultânea dos reguladores, ativados automaticamente, e os GD, modelados da mesma forma que o teste anterior, é apresentado na Figura 5.24, após vinte iterações.

**Figura 5. 24 – Perfil das tensões no tronco principal com reguladores de tensão e GD nas barras 269(PQ), 339 (PQ) e 226 (PQ) – 103 barras CELG.**

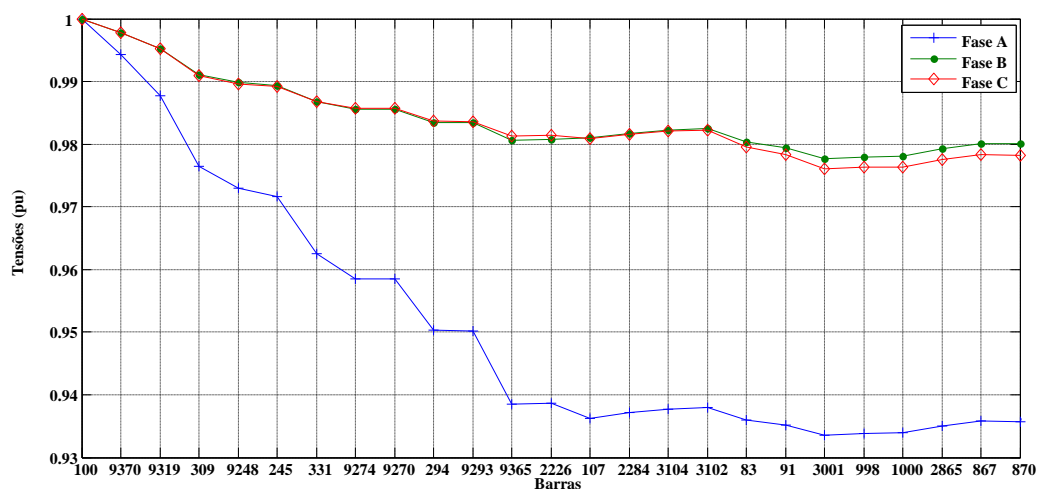


Fonte: Próprio autor, 2012.

Como esperado, os geradores e os reguladores, trabalhando juntos, conseguiram suprir a demanda do sistema e ainda manter os níveis de tensão em patamares considerados adequados. Por causa dos geradores, desta vez o regulador R0 não foi ativado, mas os demais apresentaram posições de *taps* de +13 +9 e +8 para R1 e +2, +1, e +2 para R2, respectivamente para as fases A, B e C.

Outra forma de se resolver o problema do nível das tensões é aumentar a potência dos geradores distribuídos na rede. Sendo assim, dobram-se as potências nominais dos mesmos geradores do caso anterior, isto é, agora são unidades de 3MW e  $fp = 0.8$  cada. O resultado dessa configuração é apresentado na Figura 5.25, após dezesseis iterações.

**Figura 5. 25 – Perfil das tensões no tronco principal com GD (PQ) nas barras GD nas barras 269 (PQ), 339 (PQ) e 226 (PQ) – 103 barras CELG.**



**Fonte: Próprio autor, 2012.**

Como os geradores são conectados em estrela e dividem a potência igualmente entre as fases, pode-se notar que, apesar de todas as fases se encontrarem com tensões em níveis adequados, a fase A é a mais carregada. Fica claro que a utilização de reguladores de tensão é indispensável para o nivelamento das tensões e a distribuição mais proporcional da energia elétrica nesta rede, contribuindo para a qualidade do sistema.

## 5.4 Considerações finais

Para a implementação de fluxo de potência desenvolvida neste trabalho foi utilizado o software MATLAB, devido a maior familiaridade com a linguagem e facilidade de manipulação de matrizes.

O sistema IEEE de 13 barras foi testado, inicialmente, a fim de se analisar as tensões em determinadas barras. A partir dos resultados sem a presença de controle de tensão, foi adicionado ao sistema um regulador logo após a SE. Ao se comparar os resultados originais (IEEE, 1991) do controle pelo regulador com aqueles obtidos neste artigo, analisadas as tensões no centro de carga, nota-se que a diferença dos resultados é mínima (menor que 3%), validando a modelagem proposta.

Os testes realizados no sistema de 34 barras do IEEE tiveram a finalidade de comprovar a eficiência do método proposto para utilização simultânea de mais de um

regulador de tensão, assim como mais de uma unidade de geração distribuída. Foram instalados três reguladores, em locais semelhantes àqueles apresentados em (IEEE, 1991), para fins de comparação e validação do modelo, o qual se mostrou apto a simular as condições impostas.

Assim sendo, para ambas as redes do IEEE simuladas, como forma de suprimento de demanda e de controle de tensão, os reguladores foram retirados uma ou mais unidades de GD instaladas em cada sistema de potência igual àquelas dos seus “centros de carga”.

Os resultados foram satisfatórios, uma vez que as tensões no “centro de carga” foram corrigidas e apresentaram-se dentro dos limites tolerados, como aqueles padronizados pelo órgão regulador ( $0,93 \leq V_{pu} \leq 1,05$ ) (ANEEL, 2011). O mesmo ocorreu no caso da coexistência do equipamento regulador de tensão e da unidade de geração distribuída usando as modelagens propostas, desta vez com um GD de menor capacidade de potência para permitir a atuação do regulador automático.

Para uma maior demonstração da eficácia da metodologia proposta, uma rede de distribuição com 103 barras, baseada em um sistema real da CELG, foi testada. Após a análise das tensões nas barras ficou evidente a necessidade de mecanismos de controle e suprimento de demanda para essa rede. Assim, foram instalados três reguladores de tensão em locais estratégicos (entre barras cujos níveis de tensão se encontravam em patamares inadequados) e três unidades de geração distribuída em locais cuja demanda parecia estar sobrecarregada. Após a execução do fluxo de potência para os casos com e sem esses equipamentos, assim como suas aplicações simultâneas ou isoladas, os resultados obtidos foram, mais uma vez, satisfatórios, validando a ideia apresentada neste trabalho e impulsionando os estudos futuros a partir daqui.

## Capítulo 6

### 6 CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

Foram apresentadas modelagens e metodologias necessárias para a implementação de um fluxo de potência trifásico a três ou a quatro fios, considerando os principais componentes das linhas de distribuição, como cargas e bancos de capacitores em derivação, trifásicos ou não, transformadores e reguladores de tensão, conectados de maneiras diferentes, e unidades de geração distribuída.

Mediante os resultados mostrados, foram comprovadas as aplicações simultâneas dos dois equipamentos em um mesmo algoritmo *BFS*, bem como a eficácia desses equipamentos para controlar as magnitudes das tensões. O teste da rede CELG foi promissor, pois mostrou que um estudo sério da operação do sistema e o planejamento de melhorias e expansão desta rede pode ser feito utilizando o algoritmo proposto.

A principal conclusão é que os modelos propostos para regulador e para geração distribuída podem ser perfeitamente incorporados ao algoritmo *Backward/Forward Sweep* sem alterar significativamente a estrutura e os passos do método.

Os resultados foram de encontro ao que se esperava, ao se implementar soluções para controle de tensão e suprimento de demanda em simulações computacionais de fluxo de potência. Notou-se a correção das magnitudes das tensões ao se utilizar os modelos de regulador de tensão e o suprimento das demandas ao se utilizar os GD, assim como ambas as funções quando atuando os modelos ao mesmo tempo.

Acredita-se que como contribuição para o desenvolvimento de um software completo e totalmente capaz de exercer as funções necessárias para a otimização de redes de distribuição esta dissertação alcançou seu objetivo.

Resta, no entanto, alguns passos para que se concretize tal meta como, por exemplo, a finalização de um modelo geral com interface amigável para entrada de dados de qualquer rede de distribuição a ser estudada, utilizando um software compatível com a maior quantidade de sistemas operacionais possível.

## 7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL-PRODIST - **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional.** Brasília: [s.n]. 2011. 337 p.

ALSAADI, A.; GHOLAMI, B. An Effective Approach for Distribution System Power Flow Solution. **World Academy of Science, Engineering and Technology**, April, 2009.

ARRUDA, C. Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento SGT Flow. **CELG P&D**. 2011.

BROWN, H. E. Solution of Large Networks by Matrix Methods, **John Wiley & Sons, Inc.** 1975.

CAPARÓ, J. L. C. **Modelagem de Transformadores de Distribuição para Aplicação em Algoritmos de Fluxo de Potência Trifásico.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista - UNESP, Ilha Solteira, SP, Brasil, 2005. 136p.

CARSON, J. R. Wave Propagation in Overhead Wires with Ground Return, **Bell System Technical Journal**, v. 5, p. 549-554, 1926.

CAVALCANTE, P. L. **Fluxo de Carga Trifásico com Modelagem de Incertezas via Função de Pertinência Sinusoidal.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Departamento de Sistemas de Energia Elétrica, Universidade de Campinas - UNICAMP, Campinas, SP, Brasil, 2010. 123 p.

CESPEDES, R. G. New Method for the Analysis of Distribution Networks. **IEEE Trans. on Power Delivery**, New York, v. 5, n. 1, p. 391-396, Jan., 1990.

CHEN, B. K.; CHEN, M. S.; SHOUTLS, R. R.; LIANG, C. C. Hybrid Three Phase Load Flow. **IEE Proceedings - C**, v. 138, n. 3, p. 177-185, May, 1990.

CHEN, T. S. et al. Three-phase Cogenerator and Transformer Models for Distribution System Analysis. **IEEE Trans. Power Delivery**, v. 6, p. 1671-1681, October, 1991.

CHENG, C. S.; SHIRMOHAMMADI, D. A Three-Phase Power Flow Method for Real-time Distribution System Analysis. **IEEE Trans on Power Systems**, New York, v. 10, n. 2, p. 671-769, May, 1995.

CHIRADEJA, P. Benefit of Distributed Generation: A Line Loss Reduction Analysis. **IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition**, Dalian, China, 2005.

CHOQUE, J. L.; RODAS, D.; PADILHA-FELTRIN, A. Distribution Transformer Modeling for Application in Three-Phase Power Flow Algorithm. **IEEE Latin America Transactions**. v. 7, n. 2, June, 2009.

DIMITROVSKI, A.; TOMSOVIC, K. Boundary load flow solutions. **IEEE Trans. on Power Systems**, v. 19, n. 1, p. 348-355, Feb., 2004.

EPRI. Engineering guide for integration of distributed generation and storage into power distribution systems. **EPRI Technical Report TR-100419 Report**, December, 2000.

EMINOGLU, U.; HOCAOGLU, M. H. Three-Phase Voltage Regulator Modeling for Forward/ Backward Sweep-Based Distribution Systems Power Flow Algorithms. **Gebze Institute of Technology, Department of Electronics Engineering**, Turkey, 2006.

GARCIA, P. A.; PEREIRA, J. L. R.; CARNEIRO, S.; COSTA, V. M.; MARTINS, N. Three-phase Power Flow Calculations Using the Current Injection Method. **IEEE Trans. on Power Systems**, New York, v.15, n. 2, May, p.508-514. 2000.

IEEE DISTRIBUTION PLANNING WORKING GROUP REPORT. Radial distribution test feeders. **IEEE Trans. on Power Systems**, v. 6, n. 3, p. 975-985, August, 1991. Disponível em: <<http://www.ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>>. Acesso em: 03 ago. 2010.

KERSTING, W. H. **Distribution system modeling and analysis**. 2nd ed. Boca Raton: CRC Press. Florida, 2006. 421 p.

KERSTING, W. H. The Modeling and Application of Step Voltage Regulators. **Proc. IEEE Power Syst. Conf. Expo.**, Seattle, p. 1-8 March, 2009.

KERSTING, W. H. Distribution Feeder Voltage Regulation Control. **IEEE Trans. on Industry Applications**, v. 46, n. 2, March/April, 2010.

KERSTING, W. H.; PHILIPS, W. H.; CARR W. A New Approach to Modeling Three-Phase Transformer Connections. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 35, n. 1, p. 169-175, January, 1999.

KHUSHALANI, S.; SOLANKI, J. M.; SCHULZ, N. N. Development of Three-Phase Unbalanced Power Flow Using PV and PQ Models for Distributed Generation and Study of the Impact of DG Models. **IEEE Trans. on Power Systems**, v. 22, n. 3, Mississippi, August, 2007.

MOGHADDAS-TAFRESHI, S. M.; MASHHOUR, E. 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**, Tehran, Iran, v. 79, i. 4, p. 680-686, April, 2009.

NESS, J. E. V.; GRIFFIN, J. H. Elimination Methods for Load Flow Studies. **AIEE Transaction on Power Apparatus and Systems**, v. 80, p. 299-304, June, 1961.

PAREJA, L. A. G. **Fluxo de Potência em Redes de Distribuição de Energia Elétrica Considerando Incertezas**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista - UNESP, Ilha Solteira, SP, Brasil, 2009. 156 p.

PIZZALI, L. F. O. **Cálculo de Fluxo de Potência em Redes de Distribuição com Modelagem a Quatro Fios**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade

de Engenharia, Universidade Estadual Paulista - UNESP, Ilha Solteira, SP, Brasil, 2003. 106 p.

SHATERI, H. et al. Load Flow Method for Distribution Networks with Series Voltage Regulator. **Universities Power Engineering Conference**, Cardiff, Wales, September, 2010.

SHORT, T. A. et al. Five-wire distribution system demonstration project. **IEEE Trans. Power Delivery**, v. 17, n. 2, p. 649-654, April, 2002.

SHORT, T. A. **Electric Power Distribution Handbook**. Boca Raton: CRC Press. Florida, 2003. 740 p.

STOTT, B. Effective Starting Process for Newton-Raphson Load Flow. **Proc. IEE**, v. 118, p. 983-987, August, 1971.

STOTT, B. Review of Load-Flow Calculation Methods. **Proc. IEEE**, v. 62, p. 916-929, July, 1974.

STOTT, B.; ALSAC, O. Fast Decoupled Load Flow. **IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-93, p. 859-867, May/June, 1974.

SUBRAHMANYAM, J. B. V.; RADHAKRISHNA, C. A Simple Approach of Three phase Distribution System Modeling for Power Flow Calculations. **International Journal of Electrical and Electronics Engineering**, [India], 2010.

TENG, J. H. A Direct Approach for Distribution System Load Flow Solutions. **IEEE Trans. on Power Delivery**, v. 18, n. 3, July, 2003.

TENG, J. Modelling Distributed Generations in Three-Phase Distribution Load Flow. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 2, n. 3, p. 330-340, May, 2008. Disponível em: < [www.ietdl.org](http://www.ietdl.org) >. Acesso em: 10 nov. 2010.

TINNEY, W.F.; HART, C.E. Power Flow Solution by Newton's Method. **IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-86, p. 1449-1460, November, 1967.

WANG, Z.; CHEN, F.; LI, J. Implementing Transformer Nodal Admittance Matrices into Backward / Forward Sweep-Based Power Flow Analysis for Unbalanced Radial Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, n. 4, p. 1831-1836, November, 2004.

YANG, W. -C.; HUANG, W. -T. A Load Transfer Scheme of Radial Distribution Feeders Considering Distributed Generation. **IEEE Conference on Cybernetics and Intelligent Systems**, Singapore, July, 2010.

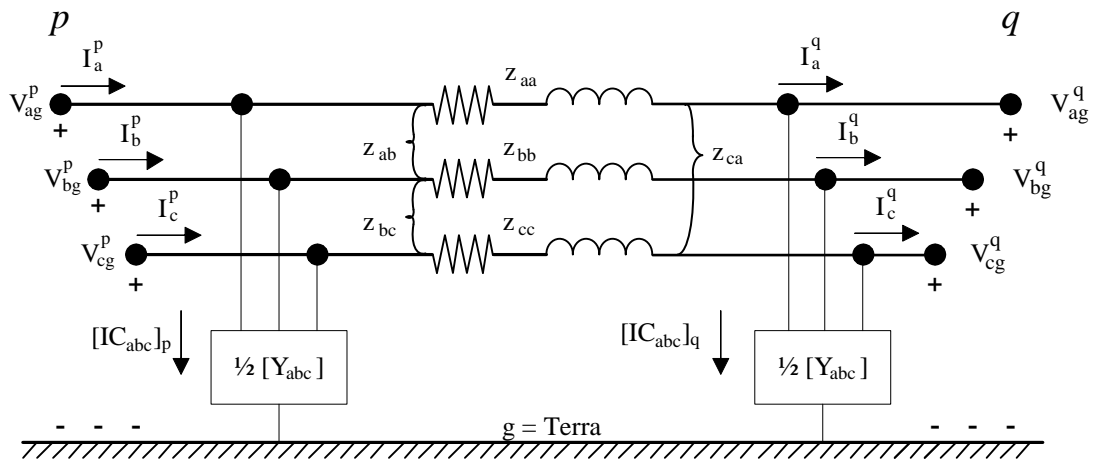
## Apêndice A

### A.1 Modelagem das linhas de distribuição

#### A.1.1 Linhas trifásicas

A modelagem de segmentos de linhas aéreas e subterrâneas de um sistema de distribuição é primordial para a análise da rede em regime permanente (KERSTING, 2006). É importante que se inclua na modelagem a ordem das fases e espaçamentos entre condutores para uma melhor aproximação daquilo que realmente é um sistema de distribuição de energia elétrica. A Figura A.1 ilustra o modelo exato de uma linha de uma rede de distribuição, seja ela monofásica, bifásica, ou trifásica.

Figura A. 1 – Modelo de segmento de linha de distribuição trifásica a três fios.



Fonte: Adaptado de (KERSTING, 2006).

As equações que relacionam as correntes e tensões entre os nós  $p$  e  $q$  são encontradas aplicando as leis de Kirchhoff (KERSTING, 2006):

$$[I_{abc}]_p = [I_{abc}]_q + \frac{1}{2} [Y_{abc}] [VLG_{abc}]_q, \quad (\text{A.1})$$

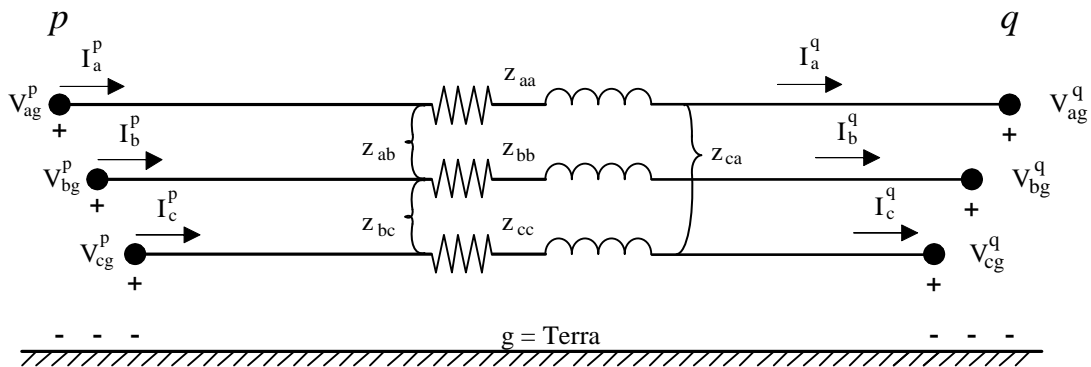
$$[VLG_{abc}]_p = [VLG_{abc}]_q + [Z_{abc}] [I_{abc}]_q. \quad (\text{A.2})$$

Sabendo que,  $[I_{abc}]_p$  (vetor com  $I_a^p$ ,  $I_b^p$  e  $I_c^p$ ) e  $[I_{abc}]_q$  (vetor com  $I_a^q$ ,  $I_b^q$  e  $I_c^q$ ) são as correntes de linha das fases (A, B e C) nas barras  $p$  e  $q$ , respectivamente. Da mesma forma que  $[VLG_{abc}]_p$  e  $[VLG_{abc}]_q$  são as tensões fase-terra da barra  $p$  e  $q$ , respectivamente.

As impedâncias  $Z_{abc}$  e admitâncias  $Y_{abc}$  são os elementos responsáveis pelas quedas de tensão ao longo das linhas. No entanto, para sistemas de distribuição que possuem linhas curtas e cabos aéreos as admitâncias não desempenham um papel indispensável, devido ao fato de que são da ordem de micro siemens ( $\mu\text{S}$ ), enquanto as impedâncias série são da ordem de ohms ( $\Omega$ ).

Assim, um modelo modificado das linhas pode ser levado em consideração conforme a Figura A.2.

**Figura A. 2 – Modelo de segmento de linha simplificado.**



**Fonte: Adaptado de (KERSTING, 2006).**

Em geral os modelos de linhas a três fios são conectados em delta, então as tensões a serem consideradas são de linha-linha. No entanto, é possível utilizar as tensões linha-terra equivalentes. Assim, as equações (A.1) e (A.2) ainda podem ser aplicadas a esse modelo, apenas com a desconsideração dos termos de  $Y_{abc}$ , da seguinte forma:

$$[VLG_{abc}]_p = [a][VLG_{abc}]_q + [b][I_{abc}]_q, \quad (\text{A.3})$$

$$[I_{abc}]_p = [c][VLG_{abc}]_q + [d][I_{abc}]_q. \quad (\text{A.4})$$

Onde:

$$[a] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}, \quad (\text{A.5})$$

$$[b] = [Z_{abc}] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix}, \quad (\text{A.6})$$

$$[c] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}, \quad (\text{A.7})$$

$$[d] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}. \quad (\text{A.8})$$

Em se tratando de linhas monofásicas ou bifásicas, as impedâncias que envolvem as fases que não estão presentes são consideradas zero.

As matrizes  $[a]$ ,  $[b]$ ,  $[c]$  e  $[d]$  são conhecidas como matrizes generalizadas de linha. Como a intenção deste trabalho é de aplicar essa modelagem em um fluxo de potência, é necessário encontrar as tensões na barra  $q$  em função daquela em  $p$ . Ao inverter as relações mostradas, assim as matrizes generalizadas inversas são obtidas como a seguir:

$$[VLG_{abc}]_q = [A][VLG_{abc}]_p - [B][I_{abc}]_p, \quad (\text{A.9})$$

$$[A] = [a]^{-1}, \quad (\text{A.10})$$

$$[B] = [a]^{-1}[b]. \quad (\text{A.11})$$

Se for considerado que a linha esteja conectada em delta, as equações são da mesma forma que as anteriores, ou essa, em estrela aterrada. No entanto, as tensões das expressões são de linha:

$$[VLL_{abc}]_p = [a][VLL_{abc}]_q + [b][I_{abc}]_q, \quad (\text{A.12})$$

$$[I_{abc}]_p = [c][VLL_{abc}]_q + [d][I_{abc}]_q. \quad (\text{A.13})$$

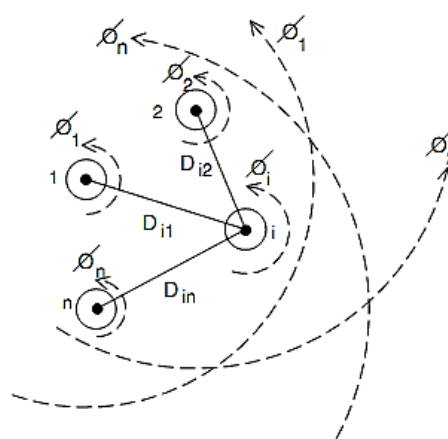
Inversamente:

$$[VLG_{abc}]_q = [A][VLG_{abc}]_p - [B][I_{abc}]_p. \quad (\text{A.14})$$

### A.1.2 Impedâncias em série sem a representação do solo

Determinar as impedâncias das linhas é outro passo essencial antes de se começar a análise de um sistema de distribuição (KERSTING, 2006). A impedância de linhas monofásicas, bifásicas ou trifásicas consiste da resistência do condutor e da reatância calculada a partir das indutâncias próprias e mútuas resultantes dos campos magnéticos ao redor dos condutores carregados. Para esse cálculo apresenta-se a Figura A.3, com  $n$  condutores carregados e as linhas de fluxo magnético criadas pelas correntes circulantes nesses condutores (assumindo as correntes “saindo” da página e que sua soma se iguala a zero).

**Figura A. 3 – Fluxos magnéticos devido a condutores carregados.**



Fonte: KERSTING, 2006.

$$I_1 + I_2 + \dots + I_n = 0 \quad (\text{A.15})$$

O fluxo magnético, em webers, total que influencia o condutor  $i$  por unidade de comprimento é dado por:

$$\Phi_i = 2 \cdot 10^{-7} \left( I_1 \ln \frac{1}{D_{i1}} + I_2 \ln \frac{1}{D_{i2}} + \dots + I_i \ln \frac{1}{RMG_i} + \dots + I_n \ln \frac{1}{D_{in}} \right). \quad (\text{A.16})$$

Onde:

$D_{in}$  = distância entre condutor  $i$  e condutor  $n$  (m);

$RMG_i$  = raio médio geométrico do condutor  $i$  (m).

A indutância do condutor  $i$  é a soma da indutância própria do condutor  $i$  e as indutâncias mútuas entre o condutor  $i$  e os outros condutores. Assim, tem-se:

Indutância própria:

$$L_{ii} = \frac{\lambda_{ii}}{I_i} = 2 \cdot 10^{-7} \ln \frac{1}{RMG_i} \text{ H/m}, \quad (\text{A.17})$$

Indutância mútua:

$$L_{in} = \frac{\lambda_{in}}{I_n} = 2 \cdot 10^{-7} \ln \frac{1}{D_{in}} \text{ H/m}, \quad (\text{A.18})$$

As resistências dos condutores são extraídas diretamente da tabela de condutores encontrada no Anexo A.

Assim, a partir das equações (A.17) e (A.18) e assumindo que o sistema opera em 60 Hz obtêm-se as impedâncias própria e mútua do condutor  $i$ , respectivamente:

$$\bar{z}_{ii} = r_i + j0,0754 \ln \frac{1}{RMG_i} \Omega/\text{km}, \quad (\text{A.19})$$

$$\bar{z}_{ij} = j0,0754 \ln \frac{1}{D_{ij}} \Omega/\text{km}. \quad (\text{A.20})$$

Os sistemas de distribuição não possuem linhas transpostas, ou seja, cada fase ocupa a mesma posição durante toda a extensão da linha. Como essas linhas são compostas por cargas monofásicas, bifásicas e trifásicas desbalanceadas, é necessário manter a identidade dos termos das impedâncias própria e mútua e levar em conta o retorno pelo solo das correntes desbalanceadas.

### *A.1.3 Impedâncias em série com a representação do solo*

Em 1926, John Carson (CARSON, 1926) desenvolveu equações para o cálculo das impedâncias própria e mútua levando em consideração o caminho de retorno da corrente pelo solo. Trata-se de uma técnica em que as impedâncias próprias e mútuas para um número arbitrário de condutores aéreos podem ser determinadas, sendo que tal procedimento também pode ser aplicado para cabos subterrâneos.

Carson fez uso das imagens do condutor, ou seja, todos os condutores a uma determinada distância acima do solo têm uma imagem à mesma distância abaixo do solo, tendo assumido que a terra é uma superfície sólida e infinita com uma planície uniforme e uma resistividade constante.

Para fins de simplificação, as equações de Carson são modificadas, de forma que se obtêm as seguintes equações:

$$\hat{z}_{ii} = r_i + 0,0592 + j0,0754 \left[ \ln \left( \frac{1}{RMG_i} \right) + 7,93402 \right] \Omega/km, \quad (A.21)$$

$$\hat{z}_{nn} = r_n + 0,0592 + j0,0754 \left[ \ln \left( \frac{1}{RMG_n} \right) + 7,93402 \right] \Omega/km, \quad (A.22)$$

$$\hat{z}_{ij} = 0,0592 + j0,0754 \left[ \ln \left( \frac{1}{D_{ij}} \right) + 7,93402 \right] \Omega/km \quad (A.23)$$

$$\hat{z}_{in} = 0,0592 + j0,0754 \left[ \ln \left( \frac{1}{D_{in}} \right) + 7,93402 \right] \Omega/km. \quad (A.24)$$

Essas são as chamadas Equações de Carson Modificadas e serão utilizadas para o cálculo das impedâncias próprias e mútuas das linhas de distribuição, nesta dissertação.

#### A.1.4 Representação matricial das impedâncias

As equações (3.23) a (3.26) possibilitam calcular os elementos da matriz impedância primitiva, que em uma linha de distribuição trifásica aérea ligada em estrela aterrada, resultará em uma matriz 4x4 da seguinte forma:

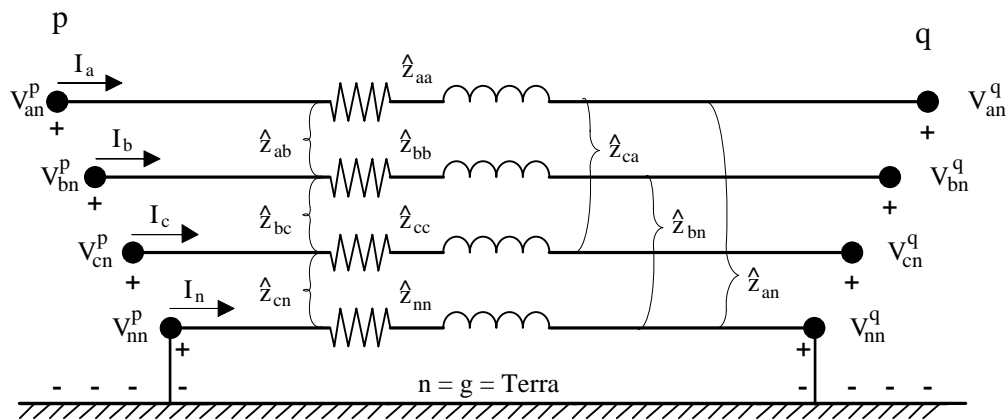
$$[\hat{z}_{primitiva}] = \begin{bmatrix} \hat{z}_{aa} & \hat{z}_{ab} & \hat{z}_{ac} & | & \hat{z}_{an} \\ \hat{z}_{ba} & \hat{z}_{bb} & \hat{z}_{bc} & | & \hat{z}_{bn} \\ \hat{z}_{ca} & \hat{z}_{cb} & \hat{z}_{cc} & | & \hat{z}_{cn} \\ - & - & - & + & - \\ \hat{z}_{na} & \hat{z}_{nb} & \hat{z}_{nc} & | & \hat{z}_{nn} \end{bmatrix}. \quad (A.25)$$

Na forma particionada:

$$[\hat{z}_{primitiva}] = \begin{bmatrix} [\hat{z}_{ij}] & | & [\hat{z}_{in}] \\ - & + & - \\ [\hat{z}_{nj}] & | & [\hat{z}_{nn}] \end{bmatrix}. \quad (A.26)$$

Na maioria das aplicações de fluxo de potência, consideram-se as tensões do neutro apenas como uma referência, estando este geralmente aterrado, como na Figura A.4. Assim, reduz-se a matriz impedância primitiva a uma matriz “impedância de fase”, ou seja, uma matriz 3x3 contendo as impedâncias equivalentes próprias e mútuas das três fases. A matriz impedância de fase pode ser usada para determinar com precisão a queda de tensão nas ligações entre as barras da rede elétrica, uma vez que as correntes tenham sido determinadas.

**Figura A. 4 – Segmento de linha de distribuição a quatro fios em estrela aterrada.**



Fonte: Adaptado de (KERSTING, 2006).

Um método padrão de redução da matriz é conhecido como Redução de Kron (BROWN, 1975). Aplicando a lei de Kirchhoff das tensões para o circuito da Figura 3.5 obtêm-se as relações:

$$\begin{bmatrix} V_{an}^p \\ V_{bn}^p \\ V_{cn}^p \\ V_{cn}^p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{an}^q \\ V_{bn}^q \\ V_{cn}^q \\ V_{cn}^q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \hat{Z}_{aa} & \hat{Z}_{ab} & \hat{Z}_{ac} & \hat{Z}_{an} \\ \hat{Z}_{ba} & \hat{Z}_{bb} & \hat{Z}_{bc} & \hat{Z}_{bn} \\ \hat{Z}_{ca} & \hat{Z}_{cb} & \hat{Z}_{cc} & \hat{Z}_{cn} \\ \hat{Z}_{na} & \hat{Z}_{nb} & \hat{Z}_{nc} & \hat{Z}_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_n \end{bmatrix}, \quad (\text{A.27})$$

$$\begin{bmatrix} V_{abc}^p \\ V_n^p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{abc}^q \\ V_n^q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} [\hat{Z}_{ij}] & [\hat{Z}_{in}] \\ [\hat{Z}_{nj}] & [\hat{Z}_{nn}] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{abc} \\ I_n \end{bmatrix}. \quad (\text{A.28})$$

Como o neutro é aterrado, as tensões  $V_n^p$  e  $V_n^q$  são iguais a zero. Com isso pode-se encontrar a corrente no neutro a partir da solução do sistema de equações:

$$[V_{abc}^p] = [V_{abc}^q] + [\hat{z}_{ij}][I_{abc}] + [\hat{z}_{in}][I_n], \quad (\text{A.29})$$

$$[0] = [0] + [\hat{z}_{nj}][I_{abc}] + [\hat{z}_{nn}][I_n]. \quad (\text{A.30})$$

Resultando em:

$$[I_n] = -[\hat{z}_{nn}]^{-1}[\hat{z}_{nj}][I_{abc}]. \quad (\text{A.31})$$

Utilizando as equações encontradas podemos, então, encontrar a matriz impedância de fase  $[Z_{abc}]$  a partir de:

$$[V_{abc}^p] = [V_{abc}^q] + [Z_{abc}][I_{abc}]. \quad (\text{A.32})$$

O resultado final da Redução de Kron é:

$$[Z_{abc}] = [\hat{z}_{ij}] - [\hat{z}_{in}][\hat{z}_{nn}]^{-1}[\hat{z}_{nj}], \quad (\text{A.33})$$

$$[Z_{abc}] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cc} & Z_{cc} \end{bmatrix} \Omega/km. \quad (\text{A.34})$$

A matriz impedância de fase para uma linha trifásica ligada em delta é determinada pela aplicação das equações de Carson sem a Redução de Kron (KERTING, 2006).

## A.2 Modelagem das cargas

A função óbvia de um sistema de distribuição é o suprimento de eletricidade para os usuários de sua rede. A carga que um alimentador de distribuição apresenta para análise é a soma das demandas dos consumidores conectados a essa rede. A demanda de cada consumidor é a média das cargas utilizadas pelos aparelhos eletroeletrônicos individuais de cada consumidor em um determinado período de tempo.

As cargas num sistema de distribuição são especificadas tipicamente pelas potências complexas dos consumidores. As cargas podem ser especificadas em: kVA e fator de potência, kW e fator de potência, ou kW e kvar; podem ser trifásicas, bifásicas ou monofásicas, sendo que as cargas trifásicas podem ser conectadas em delta ou em estrela.

Diferentes modelos podem ser utilizados para representá-las em análises de fluxos de potência de redes de distribuição. São eles:

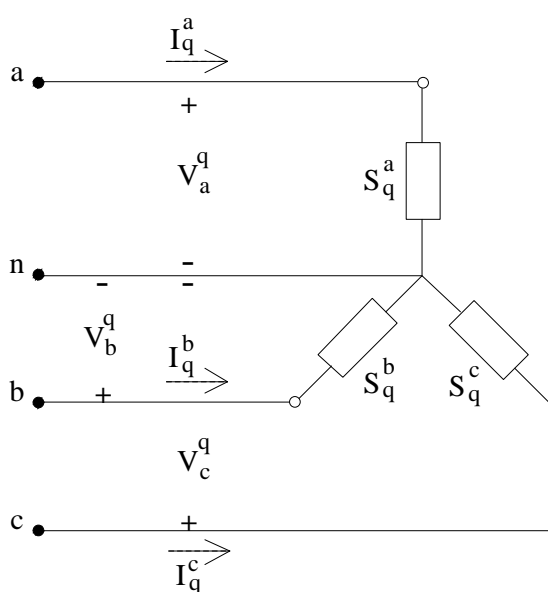
- Potência constante;
- Corrente constante;
- Impedância constante;
- Combinações dos modelos anteriores.

Sendo que todos eles são inicialmente definidos pelas respectivas potências complexas por fase e vinculados a tensões de fase (fase-neutro) para cargas em estrela ou a tensões de linha (fase-fase) para cargas em delta. As cargas nos alimentadores são geralmente divididas em distribuídas ao longo da linha ou concentradas em pontos específicos.

### A.2.1 Cargas concentradas

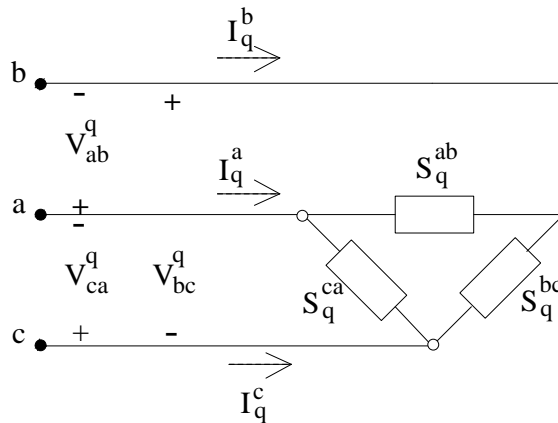
Assume-se que todas as cargas consomem potência complexa ( $S_i = P_i + jQ_i$ ). Considera-se, ainda, que todas as cargas trifásicas são conectadas em delta ou em estrela e que todas as cargas bifásicas e monofásicas são conectadas entre as fases presentes ou entre a fase presente e o neutro, respectivamente.

**Figura A. 5 – Modelo de carga em estrela.**



**Fonte: Próprio autor, 2011.**

Figura A. 6 – Modelo de carga em delta.



Fonte: Próprio autor, 2011.

As Figuras A.5 e A.6 mostram o modelo trifásico desbalanceado de carga concentrada em uma barra  $q$ , conectadas em estrela e em delta, respectivamente. Considerando esta barra, as cargas instaladas em cada fase podem ser de diferentes valores ou mesmo iguais a zero. De fato, cargas bifásicas e monofásicas são modeladas considerando o valor das cargas das fases não existentes como de potência igual a zero.

No caso das cargas trifásicas conectadas em estrela (Y), a corrente injetada por cada carga monofásica é calculada utilizando-se as tensões de fase na  $q$ ésima barra e as tensões nominais ( $[V_0^{abc}]$ ) de cada fase (SUBRAHMANYAM, 2010):

$$S_q^{'abc} = S_q^{abc} \left| \frac{V_q^{abc}}{V_0^{abc}} \right|^n = (P_q^{abc} + jQ_q^{abc}) \left| \frac{V_q^{abc}}{V_0^{abc}} \right|^n,$$

$$\begin{bmatrix} S_q^{'a} \\ S_q^{'b} \\ S_q^{'c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} S_q^a \left| \frac{V_q^a}{V_0^a} \right|^n \\ S_q^b \left| \frac{V_q^b}{V_0^b} \right|^n \\ S_q^c \left| \frac{V_q^c}{V_0^c} \right|^n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (P_q^a + jQ_q^a) \left| \frac{V_q^a}{V_0^a} \right|^n \\ (P_q^b + jQ_q^b) \left| \frac{V_q^b}{V_0^b} \right|^n \\ (P_q^c + jQ_q^c) \left| \frac{V_q^c}{V_0^c} \right|^n \end{bmatrix}, \quad (\text{A.35})$$

$$\begin{bmatrix} IL_q^a \\ IL_q^b \\ IL_q^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left( \frac{S_q^{'a}}{V_q^a} \right)^* \\ \left( \frac{S_q^{'b}}{V_q^b} \right)^* \\ \left( \frac{S_q^{'c}}{V_q^c} \right)^* \end{bmatrix}. \quad (\text{A.36})$$

Já no caso das cargas trifásicas conectadas em delta ( $\Delta$ ), as correntes de linha injetadas pelas cargas são calculadas utilizando-se as tensões de linha na barra  $q$ :

$$\begin{bmatrix} S'_q{}^{ab} \\ S'_q{}^{bc} \\ S'_q{}^{ca} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} S_q^{ab} \left| \frac{V_q^{ab}}{V_0^{ab}} \right|^n \\ S_q^{bc} \left| \frac{V_q^{bc}}{V_0^{bc}} \right|^n \\ S_q^{ca} \left| \frac{V_q^{ca}}{V_0^{ca}} \right|^n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (P_q^{ab} + jQ_q^{ab}) \left| \frac{V_q^{ab}}{V_0^{ab}} \right|^n \\ (P_q^{bc} + jQ_q^{bc}) \left| \frac{V_q^{bc}}{V_0^{bc}} \right|^n \\ (P_q^{ca} + jQ_q^{ca}) \left| \frac{V_q^{ca}}{V_0^{ca}} \right|^n \end{bmatrix}, \quad (\text{A.37})$$

$$\begin{bmatrix} IL_q^a \\ IL_q^b \\ IL_q^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left( \frac{S'_q{}^{ab}}{V_q^{ab}} \right)^* \\ \left( \frac{S'_q{}^{bc}}{V_q^{bc}} \right)^* \\ \left( \frac{S'_q{}^{ca}}{V_q^{ca}} \right)^* \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left( \frac{S'_q{}^{ab}}{V_q^{ab}} \right)^* - \left( \frac{S'_q{}^{ca}}{V_q^{ca}} \right)^* \\ \left( \frac{S'_q{}^{bc}}{V_q^{bc}} \right)^* - \left( \frac{S'_q{}^{ab}}{V_q^{ab}} \right)^* \\ \left( \frac{S'_q{}^{ca}}{V_q^{ca}} \right)^* - \left( \frac{S'_q{}^{bc}}{V_q^{bc}} \right)^* \end{bmatrix}. \quad (\text{A.38})$$

As equações (A.36) e (A.38) representam o modelo generalizado para cargas ligadas em estrela e delta. Onde  $n$  é definido de acordo com o tipo de carga, conforme a Tabela A.1 (SUBRAHMANYAM; RADHAKRISHNA, 2010).

**Tabela A. 1 – Expoente  $n$  de modelos de cargas.**

$n = 0$	Potência constante
$n = 1$	Corrente constante
$n = 2$	Impedância constante

**Fonte: Próprio autor, 2011.**

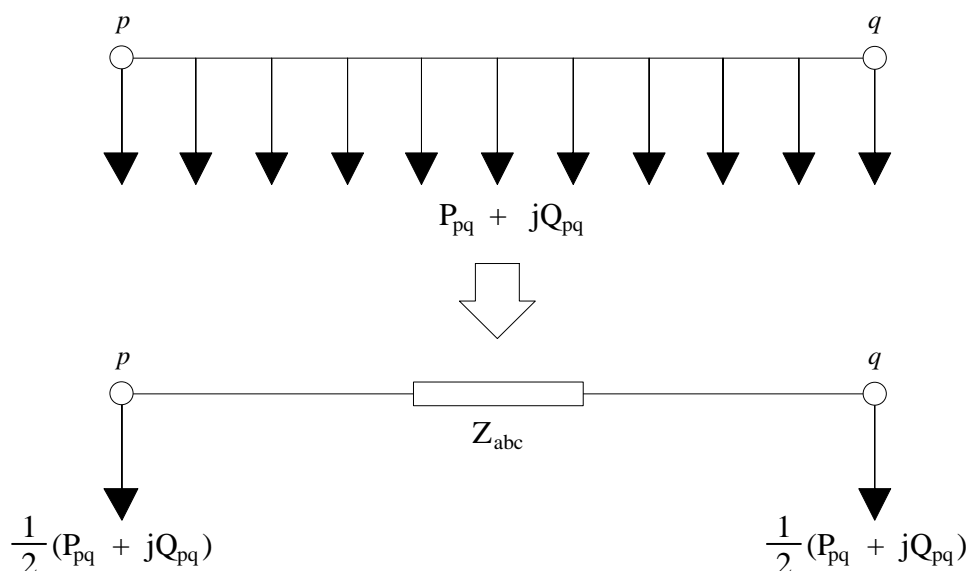
### A.2.2 Cargas distribuídas

Em um sistema de distribuição desbalanceado, cargas podem se distribuir uniformemente ao longo da linha. Quando as cargas são distribuídas uniformemente, não há necessidade de se modelar as cargas divididas, separadamente, para se determinar a queda de tensão entre o início da linha e o final dela.

O que se pode fazer (CHENG; SHIRMOHAMMADI, 1995) é dividir a quantidade total de carga por fase distribuída ao longo de uma linha pela metade e aplicar cada parte em

um terminal da linha em questão. Assim, a carga distribuída entre as barras  $p$  e  $q$  pode ser tratada como cargas concentradas, uma na barra  $p$  e outra na barra  $q$  como mostra a Figura A.7.

**Figura A. 7 – Carga distribuída entre as barras  $p$  e  $q$ .**



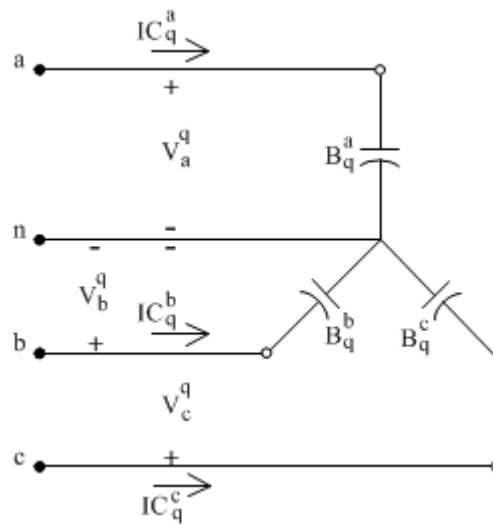
**Fonte: Próprio autor, 2011.**

### A.3 Banco de capacitores em derivação

Os bancos de capacitores são geralmente instalados em sistemas de distribuição para prover suporte de potência reativa e assim contribuir para o controle da tensão. Usualmente são modelados como susceptâncias constantes conectadas em estrela ou delta e, no caso de conexão bifásica ou monofásica, basta anular os valores das respectivas correntes de linha (conexão estrela) ou de fase (conexão delta) onde não há capacitor, semelhante ao que ocorre na modelagem das cargas.

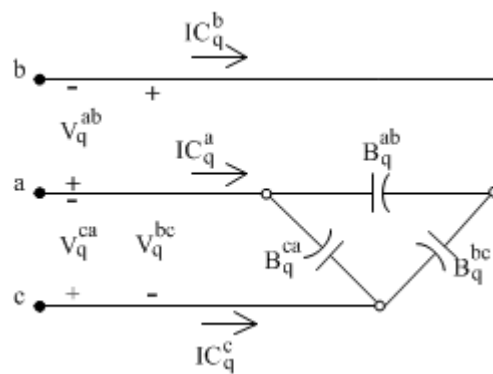
As Figuras A.8 e A.9 mostram o esquema de conexão em estrela e delta para bancos de capacitores, os quais são especificados nos alimentadores de distribuição pelas grandezas elétricas potência e tensão, usualmente nas unidades kvar e kV, respectivamente.

Figura A. 8 – Banco de capacitores conectados em estrela.



Fonte: Próprio autor, 2011.

Figura A. 9 – Banco de capacitores conectados em delta.



Fonte: Próprio autor, 2011.

No caso do banco de capacitores conectado em estrela (Y), a susceptância de cada fase e a corrente desta é calculada pela tensão de fase na  $q$ ésima barra, como a seguir (KERSTING, 2006):

$$\begin{bmatrix} B_q^a \\ B_q^b \\ B_q^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{Q_q^a}{|V_q^a|^2} \\ \frac{Q_q^b}{|V_q^b|^2} \\ \frac{Q_q^c}{|V_q^c|^2} \end{bmatrix}, \quad (\text{A.39})$$

$$\begin{bmatrix} IC_q^a \\ IC_q^b \\ IC_q^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} jB_q^a V_q^a \\ jB_q^b V_q^b \\ jB_q^c V_q^c \end{bmatrix}. \quad (\text{A.40})$$

Em se tratando de capacitores ligados em delta, semelhantemente ao que foi feito com as cargas, na barra  $q$  tem-se:

$$\begin{bmatrix} B_q^{ab} \\ B_q^{bc} \\ B_q^{ca} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{Q_q^{ab}}{|V_q^{ab}|^2} \\ \frac{Q_q^{bc}}{|V_q^{bc}|^2} \\ \frac{Q_q^{ca}}{|V_q^{ca}|^2} \end{bmatrix}, \quad (\text{A.41})$$

$$\begin{bmatrix} IC_q^a \\ IC_q^b \\ IC_q^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} jB_q^{ab} V_q^{ab} \\ jB_q^{bc} V_q^{bc} \\ jB_q^{ca} V_q^{ca} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (jB_q^{ab} V_q^{ab}) - (jB_q^{ca} V_q^{ca}) \\ (jB_q^{bc} V_q^{bc}) - (jB_q^{ab} V_q^{ab}) \\ (jB_q^{ca} V_q^{ca}) - (jB_q^{bc} V_q^{bc}) \end{bmatrix}. \quad (\text{A.42})$$

#### A.4 Modelagem de transformadores

Os transformadores são importantes dentro de um sistema elétrico de distribuição para mudar o nível de tensão para outro requerido sem introduzir perdas elevadas. Neste trabalho, o transformador será representado utilizando-se o método proposto em (KERSTING, 1999, 2006) na qual é necessária a relação de transformação e o tipo de ligação do transformador, a partir das quais serão obtidas as correntes e tensões no secundário do transformador. Na modelagem matemática para o transformador faz-se uso dos componentes simétricos para representá-lo como uma matriz (3x3). Esta metodologia é utilizada para representar sistemas balanceados, assim como desbalanceados.

A técnica de modelagem em questão utiliza matrizes generalizadas para representar as conexões. Dessa forma, as equações matriciais para cálculo das tensões e correntes de um determinado nó em relação às tensões e correntes de outro nó são:

$$[VLN_{ABC}] = [a_t][VLN_{abc}] + [b_t][I_{abc}], \quad (\text{A.43})$$

$$[I_{ABC}] = [c_t][VLN_{abc}] + [d_t][I_{abc}]. \quad (\text{A.44})$$

Onde  $VLN_{ABC}$  e  $VLN_{abc}$  representam as tensões linha-neutro para conexões estrela flutuante (Y) ou tensões linha-terra para conexões estrela aterrada (Yg). No caso de uma conexão delta as matrizes citadas representam as tensões equivalentes à linha-neutro. E as matrizes de corrente ( $I_{abc}$ ) representam as correntes de linha, independente da conexão dos enrolamentos do transformador.

Em transformadores há a utilização de três tipos de conexão: estrela aterrada (Yg), delta ( $\Delta$ ) ou estrela flutuante (Y). Em sistemas de distribuição as combinações mais encontradas são estrela aterrada – estrela aterrada (Yg – Yg), delta – estrela aterrada ( $\Delta$  – Yg) e estrela flutuante – delta (Y –  $\Delta$ ). No entanto, outras conexões também podem ser utilizadas dependendo das condições que regem determinada rede, mas não serão tratadas neste trabalho.

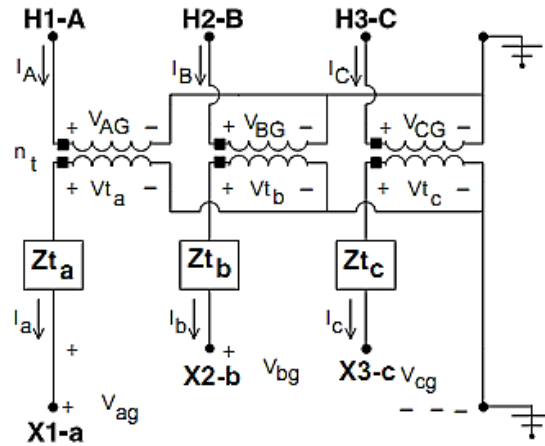
#### A.4.1 Conexão Estrela Aterrada – Estrela Aterrada rebaixadora (Yg – Yg)

A conexão Yg – Yg é utilizada para alimentar cargas monofásicas e trifásicas em sistemas multi-aterrados de quatro fios. Não há defasagem entre as tensões e correntes dos dois lados do transformador, o que facilita a derivação das matrizes generalizadas constantes. De acordo com a Figura A.10, as tensões nos secundário ( $Vt_{abc}$ ) do transformador ideal podem ser calculadas por:

$$\begin{bmatrix} Vt_a \\ Vt_b \\ Vt_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Zt_a & 0 & 0 \\ 0 & Zt_b & 0 \\ 0 & 0 & Zt_c \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}, \quad (\text{A.45})$$

$$[Vt_{abc}] = [VLG_{abc}] + [Zt_{abc}][I_{abc}]. \quad (\text{A.46})$$

Figura A. 10 – Conexão estrela aterrada - estrela aterrada.



Fonte: KERSTING, 2006.

Onde:

$[Zt_{abc}]$  = impedâncias de curto-circuito referidas ao secundário ( $\Omega$ );

$[VLG_{abc}]$  = tensões linha-terra do secundário (V);

$[I_{abc}]$  = correntes de ramo no secundário (A).

As tensões linha-terra do primário se relacionam com as tensões do secundário pela proporção dos enrolamentos  $n_t$ :

$$\begin{bmatrix} V_{AG} \\ V_{BG} \\ V_{CG} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} n_t & 0 & 0 \\ 0 & n_t & 0 \\ 0 & 0 & n_t \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Vt_a \\ Vt_b \\ Vt_c \end{bmatrix}, \quad (\text{A.47})$$

$$[VLG_{ABC}] = [AV][Vt_{abc}], \quad (\text{A.48})$$

$$n_t = \frac{VLN_{\text{primário}}}{VLN_{\text{secundário}}}. \quad (\text{A.49})$$

Substituindo a equação (A.46) na equação (A.48):

$$[VLG_{ABC}] = [AV][VLG_{abc}] + [AV][Zt_{abc}][I_{abc}]. \quad (\text{A.50})$$

A partir daí define-se as matrizes generalizadas constantes como:

$$[a_t] = [AV] = \begin{bmatrix} n_t & 0 & 0 \\ 0 & n_t & 0 \\ 0 & 0 & n_t \end{bmatrix}, \quad (\text{A.51})$$

$$[b_t] = [AV][Zt_{abc}] = \begin{bmatrix} n_t Zt_a & 0 & 0 \\ 0 & n_t Zt_b & 0 \\ 0 & 0 & n_t Zt_c \end{bmatrix}. \quad (\text{A.52})$$

As correntes de linha do primário em função das correntes de linha do secundário são:

$$[I_{ABC}] = [d_t][I_{abc}]. \quad (\text{A.53})$$

Onde:

$$[d_t] = \begin{bmatrix} \frac{1}{n_t} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{n_t} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{n_t} \end{bmatrix} = [D_t]. \quad (\text{A.54})$$

O equacionamento reverso é utilizado para se encontrar as matrizes a serem utilizadas no cálculo do fluxo de potência. Para encontrar as tensões de fase do secundário faz-se:

$$[VLG_{abc}] = [A_t][VLG_{ABC}] - [B_t][I_{abc}]. \quad (\text{A.55})$$

Onde:

$$[A_t] = [AV]^{-1} = \begin{bmatrix} \frac{1}{n_t} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{n_t} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{n_t} \end{bmatrix}, \quad (\text{A.56})$$

$$[B_t] = \begin{bmatrix} Zt_a & 0 & 0 \\ 0 & Zt_b & 0 \\ 0 & 0 & Zt_c \end{bmatrix}. \quad (\text{A.57})$$

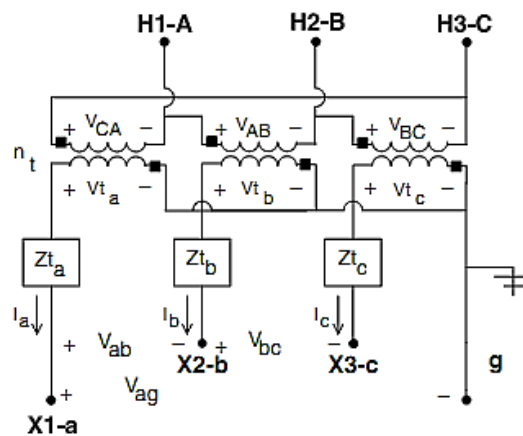
A modelagem de um transformador com conexão  $Yg - Yg$  é a mais simples. Como não há defasagem e nem uma conexão fechada, existe uma relação direta entre as grandezas do primário e secundário.

#### A.4.2 Conexão Delta – Estrela Aterrada rebaixadora ( $\Delta - Yg$ )

Trata-se de uma conexão popularmente utilizada em subestações de distribuição alimentando uma rede trifásica a quatro ou três fios. Outra aplicação comum é a alimentação de cargas primariamente monofásicas. A conexão  $Yg$  no secundário possibilita balanceamento de cargas monofásicas em circuitos trifásicos, enquanto que a parte em  $\Delta$  estabelece uma referência local de aterramento e impede que correntes de sequência zero entrem no primário.

Três transformadores monofásicos podem se conectar em delta – estrela aterrada numa conexão padrão rebaixadora com defasagem de  $30^\circ$  como mostra a Figura A.11.

Figura A. 11 – Conexão delta - estrela aterrada.



Fonte: KERSTING, 2006.

As tensões linha-terra do primário se relacionam com as tensões do secundário pela proporção dos enrolamentos  $n_t$ :

$$\begin{bmatrix} V_{AB} \\ V_{BC} \\ V_{CA} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & -n_t & 0 \\ 0 & 0 & -n_t \\ -n_t & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{t_a} \\ V_{t_b} \\ V_{t_c} \end{bmatrix}, \quad (\text{A.58})$$

$$[VLL_{ABC}] = [AV][Vt_{abc}], \quad (\text{A.59})$$

$$n_t = \frac{VLL_{primário}}{VLN_{secundário}}. \quad (A.60)$$

Sabendo que a relação entre a tensão de fase e a de linha no primário é de tal forma que:

$$|VLN| = \frac{|VLL|}{\sqrt{3}} = \frac{n_t}{\sqrt{3}} = a_t |Vt|. \quad (A.61)$$

Onde:

$$a_t = \frac{VLL_{primário}}{VLL_{secundário}}. \quad (A.62)$$

A equação (A.58) informa as tensões linha-linha como função das tensões ideais do secundário (Yg). No entanto, o que é necessário é a relação entre as tensões de fase equivalentes e as tensões secundárias ideais. Para isso utiliza-se a aproximação pela teoria de componentes simétricos (KERSTING, 2006), que consegue gerar a seguinte equação:

$$[VLN_{ABC}] = [a_t][Vt_{abc}]. \quad (A.63)$$

Onde:

$$[a_t] = \frac{-n_t}{3} \begin{bmatrix} 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 2 \\ 2 & 1 & 0 \end{bmatrix}. \quad (A.64)$$

Assim, as tensões de fase ideais do secundário em função das tensões linha- e das correntes do secundário são:

$$[Vt_{abc}] = [VLG_{abc}] + [Zt_{abc}][I_{abc}]. \quad (A.65)$$

Substituindo a equação (A.65) na equação (A.63):

$$[VLN_{ABC}] = [a_t][VLG_{abc}] + [b_t][I_{abc}]. \quad (A.66)$$

A partir daí define-se outra matriz generalizada como:

$$[b_t] = [a_t][Zt_{abc}] = \begin{bmatrix} 0 & 2Zt_b & Zt_c \\ Zt_a & 0 & 2Zt_c \\ 2Zt_a & Zt_b & 0 \end{bmatrix}. \quad (\text{A.67})$$

Agora com as matrizes generalizadas em mãos obtêm-se as matrizes a serem utilizadas nos cálculos de fluxo de potência analisando as equações:

$$[Vt_{abc}] = [AV]^{-1}[VLL_{ABC}], \quad (\text{A.68})$$

$$[VLL_{ABC}] = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} [VLN_{ABC}] = [D][VLN_{ABC}]. \quad (\text{A.69})$$

Substituindo a equação (A.69) na equação (A.68):

$$[Vt_{abc}] = [A_t][VLN_{ABC}]. \quad (\text{A.70})$$

Onde:

$$[A_t] = [AV]^{-1} [D] = \frac{1}{n_t} \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix}. \quad (\text{A.71})$$

E substituindo a equação (A.65) na equação (A.70):

$$[VLG_{abc}] + [Zt_{abc}][I_{abc}] = [A_t][VLN_{ABC}], \quad (\text{A.72})$$

$$[VLG_{abc}] = [A_t][VLN_{ABC}] - [B_t][I_{abc}]. \quad (\text{A.73})$$

Onde:

$$[B_t] = [Zt_{abc}] = \begin{bmatrix} Zt_a & 0 & 0 \\ 0 & Zt_b & 0 \\ 0 & 0 & Zt_c \end{bmatrix}. \quad (\text{A.74})$$

As correntes de linha do primário (delta) podem ser encontradas em função das correntes de fase através da aplicação da lei de Kirchhoff das correntes:

$$\begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{AB} \\ I_{BC} \\ I_{CA} \end{bmatrix}, \quad (\text{A.75})$$

$$[I_{ABC}] = [D][ID_{ACB}]. \quad (\text{A.76})$$

As correntes de fase do primário (delta) em função das correntes de linha do secundário (Yg) são:

$$\begin{bmatrix} I_{AB} \\ I_{BC} \\ I_{CA} \end{bmatrix} = \frac{1}{n_t} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}, \quad (\text{A.77})$$

$$[ID_{ABC}] = [AI][I_{abc}]. \quad (\text{A.78})$$

Substituindo a equação (A.78) na equação (A.76):

$$[I_{ABC}] = [D][AI][I_{abc}] = [c_t][VLG_{abc}] + [d_t][I_{abc}]. \quad (\text{A.79})$$

Onde:

$$[d_t] = [D][AI] = \frac{1}{n_t} \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix}, \quad (\text{A.80})$$

$$[D_t] = [d_t], \quad (\text{A.81})$$

$$[d_t] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}. \quad (\text{A.82})$$

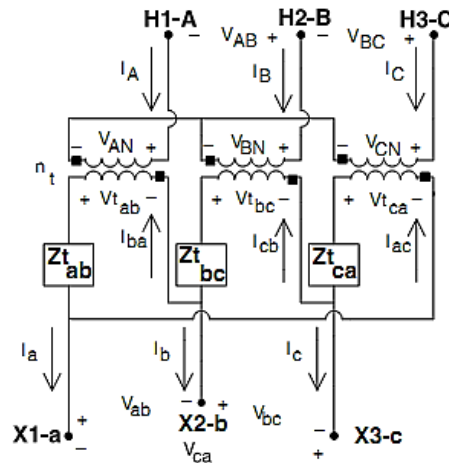
#### A.4.3 Conexão Estrela Flutuante – Delta rebaixadora (Y – Δ)

Esta conexão também pode ser chamada de estrela – triângulo, podendo ser estrela aterrada ou não. Geralmente é utilizada a conexão em estrela sem o aterramento, posto que, do contrário, as correntes de sequência zero que circularem deixa o transformador susceptível a falhas. Além de fato de que se houver um problema em uma das fases do primário, esse transformador continuaria funcionando como se o primário estivesse utilizando uma conexão

estrela aberta – delta aberto, o que pode sujeita as demais fase do transformador a uma sobrecarga conduzindo à queima do mesmo (SHORT, 2003).

Tipicamente esta conexão é utilizada para alimentar combinações de cargas monofásicas simples e trifásicas mais pesadas, como motores de indução. As matrizes generalizadas podem ser encontradas da mesma forma que anteriormente, a partir da Figura A.12.

Figura A. 12 – Conexão estrela flutuante - delta.



Fonte: KERSTING, 2006.

A definição da proporção dos enrolamentos  $n_t$  será o inverso daquela da equação (A.60), agora o numerador é o módulo da tensão de fase do primário e o denominador é o módulo da tensão de linha do secundário. Da mesma forma, deve-se considerar que as tensões ideais do secundário do transformador são linha-linha (fase) e estão circulando dentro da conexão delta.

Assim, as equações básicas de tensão ideal e corrente no secundário do transformador são:

$$\begin{bmatrix} V_{AN} \\ V_{BN} \\ V_{CN} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} n_t & 0 & 0 \\ 0 & n_t & 0 \\ 0 & 0 & n_t \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{t_{ab}} \\ V_{t_{bc}} \\ V_{t_{ca}} \end{bmatrix}, \quad (\text{A.83})$$

$$[VLN_{ABC}] = [AV][Vt_{abc}], \quad (\text{A.84})$$

$$n_t = \frac{VLN_{primário}}{VLL_{secundário}}. \quad (\text{A.85})$$

$$\begin{bmatrix} I_{ba} \\ I_{cb} \\ I_{ac} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} n_t & 0 & 0 \\ 0 & n_t & 0 \\ 0 & 0 & n_t \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix}, \quad (\text{A.86})$$

$$[ID_{abc}] = [AI][I_{ABC}]. \quad (\text{A.87})$$

Isolando as tensões ideais da equação (A.84):

$$[Vt_{abc}] = [AV]^{-1}[VLN_{ABC}]. \quad (\text{A.88})$$

As tensões de fase no secundário em função das tensões ideais e correntes no secundário são:

$$\begin{bmatrix} V_{ab} \\ V_{bc} \\ V_{ca} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Vt_{ab} \\ Vt_{bc} \\ Vt_{ca} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Zt_a & 0 & 0 \\ 0 & Zt_b & 0 \\ 0 & 0 & Zt_c \end{bmatrix} \begin{bmatrix} ID_a \\ ID_b \\ ID_c \end{bmatrix}, \quad (\text{A.89})$$

$$[VLL_{abc}] = [Vt_{abc}] - [Zt_{abc}][ID_{abc}]. \quad (\text{A.90})$$

Substituindo as equações (A.87) e (A.88) na equação (A.90):

$$[VLL_{abc}] = [AV]^{-1}[VLN_{ABC}] - [ZNt_{abc}][I_{ABC}]. \quad (\text{A.91})$$

Onde:

$$[ZNt_{abc}] = [Zt_{abc}][AI] = \begin{bmatrix} n_t Zt_{ab} & 0 & 0 \\ 0 & n_t Zt_{bc} & 0 \\ 0 & 0 & n_t Zt_{ca} \end{bmatrix}. \quad (\text{A.92})$$

As correntes de linha do lado delta do transformador em função das correntes de linha no lado estrela são:

$$[I_{abc}] = [DI][ID_{abc}], \quad (\text{A.93})$$

$$[DI] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix}. \quad (\text{A.94})$$

Substituindo a equação (A.87) na equação (A.94):

$$[I_{abc}] = [DY][I_{ABC}], \quad (\text{A.95})$$

$$[DY] = [DI][AI] = \begin{bmatrix} n_t & 0 & -n_t \\ -n_t & n_t & 0 \\ 0 & -n_t & n_t \end{bmatrix}. \quad (\text{A.96})$$

A matriz  $[DY]$  é uma matriz singular, ou seja, não admite inversa. Assim, não é possível relacionar as correntes de linha dos dois lados do transformador utilizando a equação (A.95). Para encontrar essa relação deve-se resolver um sistema de equações matriciais (KERSTING, 1999) que considerem o fato de que não há um caminho para que as correntes do lado de alta fluam para o solo e que a soma das correntes deve ser zero, assim como no lado de baixa.

O resultado desse sistema de equações é a definição de uma matriz generalizada  $d_t$  relacionando as correntes de linha de ambos os lados do transformador:

$$[I_{ABC}] = [d_t][I_{abc}], \quad (\text{A.97})$$

$$[d_t] = \frac{1}{3n_t} \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 1 & 2 & 0 \\ -2 & -1 & 0 \end{bmatrix}. \quad (\text{A.98})$$

Apesar da conveniência desse método, sua utilização é restringida ao caso em que a soma das correntes no lado delta (secundário) for zero, ou seja, primário em estrela não aterrada. Pode-se agora calcular as outras matrizes generalizadas isolando  $[VLN_{ABC}]$  na equação (A.91):

$$[VLN_{ABC}] = [AV][VLL_{abc}] + [AV][ZNT_{abc}][I_{ABC}] \quad (\text{A.99})$$

Substituindo a equação (A.97) na equação (A.99):

$$[VLN_{ABC}] = [AV][VLL_{abc}] + [AV][ZNT_{abc}][d_t][I_{abc}]. \quad (\text{A.100})$$

Mas:

$$[VLL_{abc}] = [D][VLN_{abc}]. \quad (\text{A.101})$$

Então:

$$[VLN_{ABC}] = [a_t][VLN_{abc}] + [b_t][I_{abc}]. \quad (\text{A.102})$$

Onde:

$$[a_t] = [AV] \cdot [D] = n_t \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix}, \quad (\text{A.103})$$

$$[b_t] = [AV][ZNt_{abc}][d_t] = \frac{n_t}{3} \begin{bmatrix} Zt_{ab} & -Zt_{ab} & 0 \\ Zt_{bc} & 2 \cdot Zt_{bc} & 0 \\ -2 \cdot Zt_{ca} & -Zt_{ca} & 0 \end{bmatrix}. \quad (\text{A.104})$$

Para as matrizes generalizadas reversas, precisa-se da relação entre as tensões de linha equivalente e as de fase do secundário, o que pode ser feito utilizando a mesma técnica antes utilizada para o modelo delta – estrela aterrada ( $\Delta - Yg$ ) de aproximação por componentes simétricos. Dessa vez, dada a diferença entre os modelos, representada pela matriz  $[AV]$ , o resultado encontrado para a relação em questão foi:

$$[VLN_{abc}] = [A_t][VLN_{ABC}] - [B_t][I_{abc}]. \quad (\text{A.105})$$

Onde:

$$[A_t] = \frac{1}{3n_t} \begin{bmatrix} 2 & 1 & 0 \\ 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 2 \end{bmatrix}, \quad (\text{A.106})$$

$$[B_t] = \frac{1}{9} \begin{bmatrix} 2Zt_{ab} + Zt_{bc} & 2Zt_{bc} - 2Zt_{ab} & 0 \\ 2Zt_{bc} - 2Zt_{ca} & 4Zt_{bc} - Zt_{ca} & 0 \\ Zt_{ab} - 4Zt_{ca} & -Zt_{ab} - 2Zt_{ca} & 0 \end{bmatrix}. \quad (\text{A.107})$$

Para o caso de impedâncias trifásicas balanceadas:

$$[B_t] = \frac{1}{9} \begin{bmatrix} 3Zt & 0 & 0 \\ 0 & 3Zt & 0 \\ -3Zt & -3Zt & 0 \end{bmatrix}. \quad (\text{A.108})$$

Com esse modelo três tipos de conexão foram apresentados,  $Yg - Yg$ ,  $\Delta - Yg$  e  $Y - \Delta$ , cada um com suas matrizes generalizadas calculadas através da aplicação de teoria básica de circuitos e transformadores com a intenção de desenvolver um método mais fácil de análise das características de operação de um transformador. No entanto, ainda há outros tipos de

conexão utilizados que podem ser modelados utilizando os três modelos apresentados, mas que não são tratados nesta dissertação.

## Apêndice B

### B.1 Dados da rede de distribuição de 103 barras derivada da CELG

A concessionária CELG de Distribuição de energia forneceu, em parceria com professores da EEEC da UFG, alguns dados do alimentador de parte de um dos setores da cidade de Goiânia/GO. No entanto eram conhecidos apenas os dados dos transformadores de distribuição, mostrados na Tabela B.1, e o comprimento das linhas, estabelecidas como na Tabela B.2.

**Tabela B. 1 – Dados dos transformadores de distribuição – CELG 103 barras.**

Transformador		kVA	kV		R %	X %
Primário	Secundário		Primário	Secundário		
325	324	75	13,8 - D	0,38 - Y <sub>g</sub>	1,25	3,2
328	327	112,5	13,8 - D	0,38 - Y <sub>g</sub>	1,15	3,3
309	308	45	13,8 - D	0,38 - Y <sub>g</sub>	1,6	3
267	266	112,5	13,8 - D	0,38 - Y <sub>g</sub>	1,15	3,3
258	255	112,5	13,8 - D	0,38 - Y <sub>g</sub>	1,15	3,3
257	256	75	13,8 - D	0,38 - Y <sub>g</sub>	1,25	3,2
269	268	45	13,8 - D	0,38 - Y <sub>g</sub>	1,6	3
260	259	75	13,8 - D	0,38 - Y <sub>g</sub>	1,25	3,2
271	270	45	13,8 - D	0,38 - Y <sub>g</sub>	1,6	3
245	244	75	13,8 - D	0,38 - Y <sub>g</sub>	1,25	3,2
331	330	112,5	13,8 - D	0,38 - Y <sub>g</sub>	1,15	3,3
305	304	30	13,8 - D	0,38 - Y <sub>g</sub>	1,6	3
294	293	75	13,8 - D	0,38 - Y <sub>g</sub>	1,25	3,2
300	299	75	13,8 - D	0,38 - Y <sub>g</sub>	1,25	3,2
297	296	75	13,8 - D	0,38 - Y <sub>g</sub>	1,25	3,2
355	354	30	13,8 - D	0,38 - Y <sub>g</sub>	1,6	3
351	350	150	13,8 - D	0,38 - Y <sub>g</sub>	1,1	3,26
353	352	112,5	13,8 - D	0,38 - Y <sub>g</sub>	1,15	3,3
349	348	300	13,8 - D	0,38 - Y <sub>g</sub>	0,9	4,7
347	346	225	13,8 - D	0,38 - Y <sub>g</sub>	1,1	4,5
345	344	75	13,8 - D	0,38 - Y <sub>g</sub>	1,25	3,2
343	342	45	13,8 - D	0,38 - Y <sub>g</sub>	1,6	3
339	338	300	13,8 - D	0,38 - Y <sub>g</sub>	0,9	4,7
504	503	112,5	13,8 - D	0,38 - Y <sub>g</sub>	1,15	3,3
3100	3099	75	13,8 - D	0,38 - Y <sub>g</sub>	1,25	3,2
107	106	75	13,8 - D	0,38 - Y <sub>g</sub>	1,25	3,2
226	225	500	13,8 - D	0,38 - Y <sub>g</sub>	0,9	4,9
27	26	150	13,8 - D	0,38 - Y <sub>g</sub>	1,1	3,26
83	82	225	13,8 - D	0,38 - Y <sub>g</sub>	1,1	4,5
65	64	112,5	13,8 - D	0,38 - Y <sub>g</sub>	1,15	3,3
771	770	150	13,8 - D	0,38 - Y <sub>g</sub>	1,1	3,26
96	95	75	13,8 - D	0,38 - Y <sub>g</sub>	1,25	3,2
91	90	75	13,8 - D	0,38 - Y <sub>g</sub>	1,25	3,2
3001	3000	150	13,8 - D	0,38 - Y <sub>g</sub>	1,1	3,26
998	997	112,5	13,8 - D	0,38 - Y <sub>g</sub>	1,15	3,3
3	2	75	13,8 - D	0,38 - Y <sub>g</sub>	1,25	3,2
870	869	45	13,8 - D	0,38 - Y <sub>g</sub>	1,6	3
867	866	75	13,8 - D	0,38 - Y <sub>g</sub>	1,25	3,2

Fonte: Próprio autor, 2012.

**Tabela B. 2 – Dados das linhas de distribuição – CELG 103 barras.**

Node A	Node B	Compr.(km.)	Config.	terra ( $\Omega$ )
100	9370	0,172	306	100
9370	9319	0,202	305	100
9319	328	0,011	309	100
9319	325	0,035	313	100
9319	309	0,348	305	100
9248	309	0,1109	305	100
9248	9252	0,056	313	100
9252	257	0,007	309	100
9252	271	0,13344	313	100
9252	258	0,021	313	100
258	9259	0,0225	313	100
9259	260	0,007	313	100
9259	9264	0,01044	313	100
9263	9264	0,0217	313	100
9264	267	0,029	313	100
267	269	0,0354	313	100
9248	245	0,0497	305	100
245	331	0,32507	307	100
331	9274	0,147	307	100
9274	9270	0,007	313	100
9274	305	0,0444	305	100
305	294	0,25238	305	100
294	9293	0,07497	305	100
9293	300	0,0592	313	100
300	297	0,15435	313	100
325	324	0,0035	301	100
328	327	0,0035	301	100
309	308	0,0035	301	100
267	266	0,0035	301	100
258	255	0,0035	301	100
257	256	0,0035	301	100
269	268	0,0035	301	100
260	259	0,0035	301	100
271	270	0,0035	301	100
245	244	0,0035	301	100
331	330	0,0035	301	100
305	304	0,0035	301	100
294	293	0,0035	301	100
300	299	0,0035	301	100
297	296	0,0035	301	100
9293	9365	0,44691	305	100
9365	9354	0,047	305	100
9354	355	0,007	309	100
9353	9354	0,0268	309	100
9353	353	0,0297	309	100
9353	351	0,0297	309	100
351	349	0,0539	309	100
349	9348	0,0631	313	100
9348	347	0,0256	313	100
9348	9346	0,0532	313	100
9346	345	0,007	313	100
9346	343	0,0166	313	100
343	5503	0,1912	313	100
5503	504	0,0686	313	100
5503	339	0,14035	313	100

**Continuação – Dados das linhas de distribuição – CELG 103 barras.**

<b>Node A</b>	<b>Node B</b>	<b>Compr.(km.)</b>	<b>Config.</b>	<b>terra (<math>\Omega</math>)</b>
9365	2226	0,007	306	100
2219	2226	0,0544	306	100
355	354	0,0035	301	100
351	350	0,0035	301	100
353	352	0,0035	301	100
349	348	0,0035	301	100
347	346	0,0035	301	100
345	344	0,0035	301	100
343	342	0,0035	301	100
339	338	0,0035	301	100
504	503	0,0035	301	100
2226	107	0,27645	341	100
2284	107	0,05527	341	100
2284	3104	0,02184	313	100
3104	3100	0,06807	313	100
3100	226	0,09436	313	100
3104	3102	0,007	313	100
3102	27	0,05193	309	100
3102	83	0,12198	313	100
83	91	0,05702	313	100
91	65	0,07203	313	100
65	9247	0,10162	309	100
9250	9247	0,024	309	100
9247	96	0,11421	309	100
96	771	0,07943	341	100
107	106	0,0035	301	100
3100	3099	0,0035	301	100
226	225	0,0035	301	100
27	26	0,0035	301	100
83	82	0,0035	301	100
65	64	0,0035	301	100
771	770	0,0035	301	100
96	95	0,0035	301	100
91	90	0,0035	301	100
91	3001	0,12394	313	100
3001	998	0,01612	313	100
998	1000	0,007	313	100
1000	3	0,11885	313	100
1000	2865	0,06919	313	100
2865	2863	0,038	309	100
2865	867	0,04427	309	100
867	870	0,11791	309	100
3001	3000	0,0035	301	100
998	997	0,0035	301	100
3	2	0,0035	301	100
870	869	0,0035	301	100
867	866	0,0035	301	100

**Fonte: Próprio autor, 2012.**

A rede apresenta condutores com diferentes bitolas, espaçamentos e sequência de fases para cada segmento de linha (ramo), os quais são apresentados na Tabela B.3.

**Tabela B. 3 – Configuração dos condutores – CELG 103 barras.**

Config.	Faseamento	Fase	Neutro	Espaçamento
		ACSR	ACSR	ID
300	BACN	1/0	1/0	500
301	BACN	#2	#2	500
305	ABC	336400	0	520
306	ABC	336400	0	520
307	ABC	336400	0	520
309	ABC	#2	0	500
313	ABC	#4	0	520
341	ABC	150	0	520

Fonte: Próprio autor, 2012.

Essa falta de informações fez necessária a escolha de demandas de 60 a 90% dos valores nominais de cada transformador, com cargas PQ e ligadas em estrela aterrada (Yg) e ainda dividi-las entre as fases, como apresentado na Tabela B.4.

**Tabela B. 4 – Injeções de potência ativa e reativa de cargas concentradas – CELG 103 barras.**

Barra	Carga	Fase-A		Fase-B		Fase-C	
	Conexão - Modelo	kW	kvar	kW	kvar	kW	Kvar
324	Y – PQ	19,73615	18,25301	22,96334	9,394131	22,58817	8,456640
327	Y – PQ	42,60178	22,06652	37,79886	20,85211	48,00000	30,59312
308	Y – PQ	9,275464	12,80000	14,67704	11,45504	15,52725	9,807388
266	Y – PQ	22,65033	7,400198	37,19576	20,34811	48,00000	32,00000
255	Y – PQ	34,33598	32,00000	39,46553	23,72832	11,83067	32,00000
256	Y – PQ	32,00000	19,88487	17,61522	22,40000	23,55478	13,70611
268	Y – PQ	13,49546	12,16172	13,52110	11,05392	13,67600	9,848577
259	Y – PQ	7,922754	19,93442	13,32877	11,36169	23,17714	11,44849
270	Y – PQ	19,20000	2,395832	14,71257	8,428023	14,27993	10,15592
244	Y – PQ	20,13902	9,424555	32,00000	11,01863	10,73862	20,54030
330	Y – PQ	45,36496	13,65617	48,00000	28,21820	43,46476	32,00000
304	Y – PQ	9,501116	5,549997	12,09838	6,740006	12,80000	3,499688
293	Y – PQ	23,09705	20,77641	28,64906	12,26479	21,11367	13,96316
299	Y – PQ	22,83194	12,61623	27,98040	7,360313	27,90826	15,75199
296	Y – PQ	30,09441	17,81620	25,93787	11,78343	16,43541	11,51247
354	Y – PQ	3,154722	6,188027	4,519427	6,088795	8,373276	4,756293
352	Y – PQ	35,34832	16,64656	27,18275	21,93620	25,79985	19,47995
350	Y – PQ	38,40000	20,17667	32,58927	12,70051	28,73516	18,0962,0
348	Y – PQ	80,29193	74,03242	77,58450	60,66360	95,37619	51,77389
346	Y – PQ	94,98548	60,09989	71,99161	45,12541	96,00000	20,26261
344	Y – PQ	30,44356	14,95216	32,00000	11,61045	27,55567	15,70514
342	Y – PQ	18,26461	10,77231	14,50736	8,247031	13,95436	10,20822
338	Y – PQ	128,0000	56,18371	74,12494	65,54997	128,0000	80,00000
503	Y – PQ	34,80896	20,71737	29,91984	17,10575	26,06820	21,37269
3099	Y – PQ	30,38578	19,50205	23,58840	22,34387	12,74675	5,347153
106	Y – PQ	32,00000	17,19191	32,00000	20,54106	20,09959	20,61612
225	Y – PQ	137,5786	75,95776	90,76681	92,86404	114,1447	74,09030
26	Y – PQ	17,67816	18,81034	28,36187	25,60000	38,40000	25,60000
82	Y – PQ	93,39702	31,76535	76,82154	45,43707	72,91886	55,55875
64	Y – PQ	32,35573	32,00000	23,04793	28,33434	17,71455	27,72767
90	Y – PQ	25,59473	15,45056	26,05543	10,62252	32,00000	10,98888
770	Y – PQ	29,07706	11,76351	13,98960	24,95547	15,95117	21,93028
95	Y – PQ	17,44860	16,64652	21,59302	22,40000	32,00000	16,13703
3000	Y – PQ	31,03980	18,61328	34,01520	8,454828	12,59352	25,60000
997	Y – PQ	45,27824	16,41378	19,89167	22,89300	36,40888	28,91359
2	Y – PQ	15,94308	18,48705	29,13056	16,37007	20,4225	7,566344
869	Y – PQ	12,53152	10,13563	12,29543	12,80000	16,45913	7,350131
866	Y – PQ	21,45751	15,65793	32,00000	15,36916	18,71724	16,24863

Fonte: Próprio autor, 2012.

Foram introduzidos bancos de capacitores para efeito de correção de reativo distribuídos conforme a Tabela B.2.

**Tabela B. 5 – Dados dos bancos de capacitores – CELG 103 barras.**

Barra	Fase - A	Fase - B	Fase - C
	kvar	kvar	kvar
9270	100	100	100,00
2863	150	150	150,00

Fonte: Próprio autor, 2012.

Foram incluídos na rede três reguladores, conectados em estrela aterrada (Yg), os quais têm os dados apresentados na Tabela B.6.

**Tabela B. 6 – Dados do regulador de tensão – IEEE 34 barras.**

Regulador:	R0			R1			R2		
Ramo de instalação:	100 - 9370			9248 - 245			9293 - 9365		
Localização:	100			9248			9293		
Sequência das fases:	A - B - C			A - B - C			A - B - C		
Conexão:	Trifásico, Yg			Trifásico, Yg			Trifásico, Yg		
Monitoramento:	A-B-C			A-B-C			A-B-C		
Largura de faixa:	2,0 volts			2,0 volts			2,0 volts		
Razão do Trafo de potência ( $N_{pt}$ ):	120			120			120		
Trafo de corrente nominal no primário ( $CT_p$ ):	100			100			100		
Ajustes do compensador:	A	B	C	A	B	C	A	B	C
R - %	18	18	18	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
X - %	13	13	13	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Nível de tensão:	120	120	120	120	120	120	120	120	120

Fonte: Próprio autor, 2012.

## B.2 Resultados da rede de distribuição de 103 barras derivada da CELG

Serão apresentados aqui os resultados em forma de tabela com magnitudes e ângulos das tensões em todas as barras do alimentado de 103 barras derivado da CELG, para todas as implementações já citadas na seção 5.3.6 do capítulo 5. Começando com os valores para a rede sem reguladores ou GD e partindo para as introduções dos elementos, conforme especificado nas legendas das tabelas.

Tabela B. 7 - Módulo (pu) e ângulo (graus) das tensões nas barras sem regulador – CELG 103 barras.

Barras	A		B		C	
	módulo	ângulo	módulo	ângulo	módulo	ângulo
100	1,000000	0,000000	1,000000	-120,0000	1,000000	120,0000
9370	0,984683	0,1970151	0,9894381	-119,9964	0,990006	120,1767
9319	0,96671	0,4363614	0,977034	-119,9921	0,9783986	120,38895
328	0,96671	0,4363614	0,977034	-119,9921	0,9783986	120,38895
325	0,96669	0,4393231	0,9770209	-119,9897	0,9783751	120,39118
309	0,935972	0,8657252	0,9558058	-119,988	0,9585096	120,76554
9248	0,926294	1,005499	0,9491347	-119,9884	0,952291	120,88753
9252	0,926221	1,0387008	0,9490308	-119,9588	0,9521717	120,91878
257	0,92622	1,039337	0,9490263	-119,9582	0,9521701	120,91954
271	0,926218	1,0513701	0,9490532	-119,9516	0,9521075	120,92686
258	0,926195	1,0465587	0,9489991	-119,9519	0,952135	120,92607
9259	0,926172	1,0518698	0,9489895	-119,9466	0,9521208	120,93034
260	0,926167	1,0526223	0,9489883	-119,9458	0,9521196	120,93089
9264	0,926164	1,0536765	0,9489865	-119,9448	0,9521162	120,93175
9263	0,926164	1,0536765	0,9489865	-119,9448	0,9521162	120,93175
267	0,92614	1,0586954	0,9489783	-119,9398	0,9521034	120,93568
269	0,926115	1,0625016	0,9489723	-119,9355	0,9520971	120,93845
245	0,922103	1,0625657	0,9462856	-119,9933	0,9496666	120,93826
331	0,894818	1,4472785	0,9277784	-120,027	0,9326286	121,27469
9274	0,882535	1,6265362	0,9194898	-120,0432	0,9250167	121,42767
9270	0,88253	1,6276973	0,9194802	-120,0419	0,9250118	121,42901
305	0,878866	1,680317	0,9170349	-120,0489	0,922766	121,47303
294	0,857814	1,9996692	0,9028605	-120,0773	0,9097448	121,73776
9293	0,857732	2,0033758	0,9027828	-120,0753	0,9096498	121,73985
300	0,857698	2,0171834	0,9027253	-120,0642	0,9095829	121,7525
297	0,857646	2,0350058	0,9026279	-120,0508	0,9094685	121,76931
324	0,966012	-32,05521	0,9717517	-151,8876	0,9749308	87,759273
327	0,962782	-32,01221	0,9691975	-151,9375	0,9727347	87,72827
308	0,930917	-34,14798	0,942545	-153,7351	0,9468889	85,556851
266	0,923511	-34,67698	0,9354352	-154,3104	0,9435057	84,887065
255	0,923746	-34,77254	0,9329669	-154,2897	0,9389487	84,847515
256	0,919448	-34,68726	0,9339527	-154,3874	0,9432007	85,083985
268	0,920839	-34,74274	0,934829	-154,2418	0,9421299	84,888447
259	0,923295	-34,70972	0,9359221	-154,3088	0,943709	84,9035
270	0,923573	-34,62333	0,9357794	-154,3113	0,9429283	84,861251
244	0,920956	-35,1218	0,9342063	-154,5841	0,9419214	84,58066
330	0,895453	-37,04889	0,9125334	-156,4215	0,925575	82,634603
304	0,882811	-38,05355	0,9010011	-157,1386	0,9144967	81,594941
293	0,866033	-39,85942	0,8883977	-158,8169	0,9064371	79,617368
299	0,862603	-39,81844	0,886382	-158,888	0,9047722	79,670251
296	0,863106	-39,88515	0,8862876	-158,8869	0,9031366	79,641655
9365	0,821209	2,5781993	0,8783334	-120,1448	0,8874163	122,21052
9354	0,82075	2,5982621	0,8779372	-120,1268	0,8870063	122,2223
355	0,82075	2,5982621	0,8779372	-120,1268	0,8870063	122,2223
9353	0,820555	2,6388398	0,8778009	-120,093	0,8868201	122,25204
353	0,820536	2,6421887	0,8777826	-120,0901	0,886802	122,25479
351	0,820358	2,6804801	0,8776687	-120,0584	0,886632	122,28226
349	0,820002	2,7545265	0,8774278	-119,9966	0,8862957	122,33604
9348	0,819686	2,8682817	0,8773064	-119,9	0,885984	122,41872
347	0,819674	2,8811921	0,877309	-119,8896	0,8859597	122,42826
9346	0,819447	2,9374174	0,8772002	-119,8401	0,8857728	122,46865
345	0,819431	2,9407707	0,8771968	-119,8373	0,8857599	122,47069
343	0,81941	2,9510448	0,8771754	-119,8281	0,8857375	122,4794

Fonte: Próprio autor, 2012.

**Continuação B.7 – Módulo (pu) e ângulo (graus) das tensões nas barras sem reguladores ou GD – CELG  
103 barras.**

Barras	A		B		C	
	módulo	ângulo	módulo	ângulo	módulo	ângulo
5503	0,819077	3,0813047	0,8770135	-119,714	0,8854321	122,57846
504	0,818972	3,1224748	0,876966	-119,6782	0,8853331	122,60944
339	0,819049	3,092741	0,8769935	-119,7034	0,8854118	122,58783
2226	0,821209	2,5781993	0,8783334	-120,1448	0,8874163	122,21052
2219	0,821209	2,5781993	0,8783334	-120,1448	0,8874163	122,21052
354	0,838325	-42,92543	0,8662152	-161,4044	0,8902725	76,649875
350	0,835506	-42,88539	0,8635552	-161,3788	0,8873565	76,611026
352	0,831249	-42,9815	0,8620523	-161,4792	0,8854051	76,664561
348	0,829279	-42,98127	0,8593869	-161,3658	0,8828871	76,627961
346	0,81722	-42,68646	0,8491502	-161,3367	0,8720954	76,506381
344	0,814796	-42,87283	0,8495897	-161,4007	0,8725945	76,308307
342	0,82457	-42,91737	0,8554921	-161,4255	0,8787634	76,593938
338	0,822798	-42,8599	0,8543795	-161,3206	0,8771251	76,611976
503	0,808792	-43,17527	0,8458164	-161,0366	0,8587741	76,531602
107	0,807077	2,8955433	0,8680444	-120,0644	0,8769819	122,46337
2284	0,805714	2,9459111	0,8667406	-120,0365	0,875674	122,48567
3104	0,805129	3,0470577	0,866096	-119,9544	0,875026	122,56567
3100	0,805073	3,0638	0,8660648	-119,9339	0,875055	122,58063
226	0,805015	3,074527	0,8660621	-119,9199	0,8750826	122,58835
3102	0,804948	3,0777854	0,865893	-119,9301	0,8748157	122,5898
27	0,804849	3,1013357	0,8658326	-119,9072	0,874768	122,6079
83	0,802001	3,5371047	0,8623887	-119,5838	0,871176	122,95283
91	0,800617	3,7431029	0,860766	-119,4284	0,8694972	123,11427
65	0,800558	3,7911936	0,8607065	-119,3761	0,8695558	123,15842
9247	0,80054	3,8121868	0,8606964	-119,3528	0,8696032	123,17695
9250	0,80054	3,8121868	0,8606964	-119,3528	0,8696032	123,17695
96	0,800519	3,835782	0,8606853	-119,3267	0,8696566	123,19777
771	0,800478	3,840254	0,8606423	-119,322	0,8696231	123,20166
106	0,826599	-44,13472	0,8561344	-162,493	0,8819481	75,459581
3099	0,816989	-44,33075	0,847954	-162,6624	0,874824	75,346574
225	0,816492	-44,28121	0,8480944	-162,6247	0,8767052	75,278806
26	0,801442	-44,47004	0,8376336	-162,3814	0,8604865	75,240048
82	0,807895	-44,41315	0,836013	-162,8327	0,8606858	74,974488
64	0,792	-44,88507	0,8258031	-162,9843	0,8483529	74,996281
770	0,796633	-44,50504	0,830229	-162,8931	0,8554078	75,072242
95	0,799423	-44,66399	0,8313347	-162,8105	0,8554711	75,010182
90	0,803036	-44,52499	0,8321449	-162,9432	0,856877	74,829799
3001	0,797724	4,0917734	0,8573511	-119,1938	0,8657844	123,37601
998	0,797738	4,0967444	0,8573629	-119,1892	0,8658072	123,38028
1000	0,797743	4,0980405	0,8573718	-119,1882	0,8658166	123,38109
3	0,797696	4,1213545	0,8573674	-119,1657	0,8658073	123,39868
2865	0,797825	4,0972803	0,8574622	-119,1908	0,8659151	123,37889
2863	0,797825	4,0972803	0,8574622	-119,1908	0,8659151	123,37889
867	0,797862	4,0973483	0,8575049	-119,1917	0,8659647	123,37839
870	0,797838	4,1077478	0,8574668	-119,1831	0,8659296	123,38754
3000	0,797553	-44,83365	0,8284485	-163,3237	0,8521285	74,620543
997	0,791618	-44,87745	0,8254893	-163,4658	0,8491897	74,812731
2	0,791121	-45,00001	0,8252569	-163,1721	0,8449196	74,658968
869	0,793745	-44,6911	0,8237876	-163,3742	0,8501464	74,58905
866	0,795548	-44,78193	0,8261852	-163,2674	0,8500786	74,595847

**Fonte: Próprio autor, 2011. 1**

Tabela B. 8 – Módulo (pu) e ângulo (graus) das tensões nas barras com reguladores – CELG 103 barras.

Barras	A		B		C	
	módulo	ângulo	módulo	ângulo	módulo	ângulo
100	1,000000	0,000000	1,000000	-120,0000	1,000000	120,0000
R0	1,0596026	0,000000	1,052632	-120,0000	1,052632	120,0000
9370	1,0471506	0,1185819	1,043452	-120,007	1,0437	120,1023
9319	1,0325325	0,261498	1,03267	-120,016	1,033215	120,2246
328	1,0325325	0,261498	1,03267	-120,016	1,033215	120,2246
325	1,0325135	0,2640948	1,032658	-120,014	1,033192	120,2266
309	1,0075383	0,5135959	1,01423	-120,035	1,015322	120,4406
9248	0,9996776	0,5939956	1,008442	-120,042	1,009727	120,5099
R1	0,9996001	0,6225726	1,008337	-120,017	1,009605	120,5373
9252	0,9996001	0,6225726	1,008337	-120,017	1,009605	120,5373
257	0,9995986	0,6231192	1,008333	-120,016	1,009603	120,538
271	0,9995929	0,633499	1,008356	-120,01	1,009542	120,5443
258	0,9995736	0,629332	1,008306	-120,011	1,009568	120,5437
9259	0,9995508	0,6338877	1,008296	-120,006	1,009554	120,5474
260	0,9995459	0,6345304	1,008294	-120,005	1,009552	120,5479
9264	0,9995424	0,6354369	1,008292	-120,004	1,009549	120,5487
9263	0,9995424	0,6354369	1,008292	-120,004	1,009549	120,5487
267	0,9995189	0,6397403	1,008283	-120	1,009536	120,5521
269	0,9994939	0,6429908	1,008277	-119,996	1,009529	120,5545
245	1,0594438	0,5877113	1,046992	-120,048	1,041327	120,5199
331	1,0374005	0,7808641	1,031009	-120,096	1,026033	120,6952
9274	1,0274741	0,8690252	1,023853	-120,119	1,019195	120,7737
9270	1,0274691	0,8698994	1,023844	-120,118	1,01919	120,7748
305	1,0245112	0,895013	1,021735	-120,126	1,017173	120,7966
294	1,0074191	1,050672	1,009451	-120,165	1,005428	120,9315
9293	1,0073452	1,0532451	1,009382	-120,163	1,005342	120,933
R2	1,0064968	1,2834884	1,009107	-120,24	1,006017	121,1441
300	1,0073067	1,0634226	1,009324	-120,155	1,005273	120,9429
297	1,0072515	1,0765873	1,009229	-120,145	1,005159	120,9561
324	1,0330026	-31,7	1,030017	-151,61	1,032665	88,17563
327	1,0299867	-31,66204	1,027599	-151,654	1,030591	88,14754
308	1,004759	-33,40095	1,006017	-153,163	1,009285	86,4038
266	0,9992538	-33,8191	1,000444	-153,643	1,007024	85,8711
255	0,9994894	-33,90073	0,998127	-153,625	1,002758	85,83574
256	0,9955055	-33,82816	0,999052	-153,709	1,006738	86,04257
268	0,9967961	-33,87536	0,99987	-153,583	1,00574	85,87168
259	0,9990587	-33,84743	1,000901	-153,642	1,007217	85,88517
270	0,9993184	-33,77362	1,000768	-153,644	1,006482	85,848
244	1,0604704	-33,9339	1,04067	-153,718	1,039778	85,77044
330	1,0405355	-35,35497	1,023296	-155,168	1,026721	84,29305
304	1,0305126	-36,08882	1,013809	-155,727	1,017361	83,49959
293	1,0173716	-37,39798	1,00408	-157,033	1,011084	82,00802
299	1,0144633	-37,36824	1,002285	-157,088	1,00959	82,0484
296	1,0148931	-37,4166	1,0022	-157,088	1,008142	82,02611
9365	1,0064968	1,2834884	1,009107	-120,24	1,006017	121,1441
9354	1,0060957	1,2958195	1,00876	-120,229	1,005653	121,1516
355	1,0060957	1,2958195	1,00876	-120,229	1,005653	121,1516
9353	1,0058997	1,3229961	1,008615	-120,204	1,005463	121,1734
353	1,0058812	1,3252299	1,008597	-120,202	1,005444	121,1754
351	1,0057012	1,3508911	1,008473	-120,18	1,00527	121,1956
349	1,0053425	1,400452	1,008216	-120,136	1,004927	121,2351
9348	1,0049855	1,4772691	1,008026	-120,066	1,004574	121,2966
347	1,0049643	1,4860822	1,008018	-120,058	1,004543	121,3038
9346	1,0047298	1,5237546	1,007883	-120,023	1,004341	121,3336

Fonte: Próprio autor, 2012.

**Continuação B.8 – Módulo (pu) e ângulo (graus) das tensões nas barras com reguladores – CELG 103 barras.**

Barras	A		B		C	
	módulo	ângulo	módulo	ângulo	módulo	ângulo
345	1,0047135	1,5259848	1,007878	-120,021	1,004328	121,3351
343	1,0046887	1,532975	1,007852	-120,014	1,0043	121,3417
5503	1,0043096	1,6212293	1,007616	-119,932	1,003934	121,4157
504	1,00419	1,6491419	1,007545	-119,907	1,003816	121,4388
339	1,0042773	1,6289368	1,007589	-119,925	1,003907	121,4227
2226	1,0064968	1,2834884	1,009107	-120,24	1,006017	121,1441
2219	1,0064968	1,2834884	1,009107	-120,24	1,006017	121,1441
354	1,0234156	-39,31368	1,006835	-158,834	1,017912	79,9991
350	1,0210951	-39,28561	1,004551	-158,817	1,015385	79,97072
352	1,0176581	-39,34874	1,003184	-158,887	1,013668	80,00611
348	1,0160206	-39,34748	1,000916	-158,807	1,011514	79,98165
346	1,0062859	-39,14664	0,992031	-158,781	1,002071	79,88324
344	1,0043247	-39,26553	0,992393	-158,832	1,002613	79,73341
342	1,0121089	-39,30102	0,997601	-158,857	1,008013	79,95926
338	1,0105715	-39,26172	0,996685	-158,786	1,006631	79,97824
503	0,9994256	-39,46695	0,989088	-158,568	0,990651	79,9045
107	0,995261	1,4309524	1,000213	-120,19	0,996579	121,2693
2284	0,994172	1,457809	0,99909	-120,172	0,995424	121,2779
3104	0,9936251	1,5203581	0,998472	-120,115	0,994767	121,3333
3100	0,9935643	1,5313879	0,998426	-120,1	0,994776	121,3447
226	0,9935066	1,5383042	0,99841	-120,09	0,994791	121,3506
3102	0,9934564	1,5392859	0,998278	-120,098	0,994556	121,35
27	0,9933534	1,5548623	0,998206	-120,082	0,994495	121,3634
83	0,9907483	1,8179107	0,995006	-119,858	0,990958	121,5962
91	0,9894799	1,941856	0,993494	-119,751	0,989301	121,705
65	0,98939	1,9738696	0,993392	-119,714	0,989301	121,7384
9247	0,9893569	1,9878048	0,99336	-119,697	0,98932	121,7524
9250	0,9893569	1,9878048	0,99336	-119,697	0,98932	121,7524
96	0,9893198	2,0034676	0,993325	-119,678	0,989342	121,7682
771	0,9892822	2,0062924	0,993285	-119,675	0,989309	121,771
106	1,0139669	-40,12883	0,998626	-159,636	1,01085	79,14758
3099	1,0062176	-40,25741	0,991687	-159,761	1,004783	79,06788
225	1,0058191	-40,22401	0,991821	-159,734	1,006428	79,01672
26	0,9938861	-40,34496	0,982651	-159,545	0,992288	78,97377
82	0,9990406	-40,31974	0,981839	-159,898	0,993065	78,80446
64	0,9862596	-40,62605	0,97312	-160,011	0,982677	78,81985
770	0,9899344	-40,38322	0,977051	-159,95	0,988785	78,88464
95	0,9921679	-40,48588	0,977984	-159,893	0,988873	78,84025
90	0,9951337	-40,39623	0,978686	-159,985	0,990019	78,70348
3001	0,986897	2,1445526	0,9904	-119,592	0,985746	121,8741
998	0,9869107	2,146643	0,990408	-119,589	0,985763	121,8764
1000	0,9869168	2,1469751	0,990416	-119,589	0,985771	121,8766
3	0,9868569	2,1623821	0,99039	-119,573	0,985741	121,8897
2865	0,9870124	2,1412891	0,990509	-119,595	0,985867	121,8711
2863	0,9870124	2,1412891	0,990509	-119,595	0,985867	121,8711
867	0,9870625	2,1389949	0,990557	-119,597	0,985919	121,869
870	0,9870313	2,1458292	0,990516	-119,591	0,985879	121,8756
3000	0,9907218	-40,60768	0,975852	-160,273	0,986392	78,56433
997	0,9859979	-40,63504	0,973309	-160,372	0,983874	78,70241
2	0,9857023	-40,71454	0,973081	-160,161	0,980234	78,58812
869	0,9879941	-40,5139	0,972091	-160,308	0,984912	78,53821
866	0,9894447	-40,57414	0,974133	-160,233	0,984865	78,54451

**Fonte: Próprio autor, 2012.**

**Tabela B. 9 – Módulos (pu) e ângulos (graus) das tensões nas barras com GD nas barras 9263 (PQ), 2219 (PQ) e 2863 (PQ) – 103 barras CELG.**

Barras	A		B		C	
	módulo	ângulo	módulo	ângulo	módulo	ângulo
100		0				120
9370	0,989404	0,1298324	0,9935174	-120,0202	0,9937854	120,14779
9319	0,976967	0,2859049	0,9859043	-120,0444	0,9864953	120,32373
328	0,976967	0,2859049	0,9859043	-120,0444	0,9864953	120,32373
325	0,976946	0,288788	0,9858908	-120,042	0,9864714	120,3259
309	0,955741	0,5601214	0,9729297	-120,0901	0,9741255	120,63213
9248	0,949088	0,6472656	0,9688884	-120,1067	0,9702995	120,73088
9252	0,948998	0,6788167	0,9687713	-120,0785	0,9701656	120,76067
257	0,948996	0,6794204	0,9687666	-120,0779	0,9701636	120,7614
271	0,948987	0,6909022	0,9687892	-120,0716	0,9700982	120,76831
258	0,948968	0,6862695	0,9687367	-120,0719	0,9701257	120,76761
9259	0,948943	0,6912924	0,9687247	-120,0669	0,9701095	120,77168
260	0,948937	0,6919992	0,9687231	-120,0661	0,970108	120,77221
9264	0,948933	0,6929999	0,9687208	-120,0652	0,9701043	120,77303
9263	0,948933	0,6929999	0,9687208	-120,0652	0,9701043	120,77303
267	0,948907	0,6977433	0,9687102	-120,0604	0,9700897	120,77678
269	0,94888	0,7013184	0,9687021	-120,0563	0,9700819	120,77943
245	0,946252	0,6808033	0,9672171	-120,1183	0,9687459	120,77143
331	0,927812	0,903827	0,956412	-120,1962	0,9587041	121,03777
9274	0,919521	1,0053559	0,9516052	-120,2323	0,9542521	121,15718
9270	0,919515	1,0064183	0,951595	-120,2312	0,9542462	121,15842
305	0,917056	1,0352596	0,950201	-120,2439	0,952955	121,19234
294	0,902829	1,2132751	0,941991	-120,3058	0,9453444	121,39668
9293	0,902746	1,2162561	0,9419145	-120,3043	0,945251	121,39821
300	0,902697	1,2286496	0,9418474	-120,2943	0,9451726	121,4096
297	0,902628	1,2446331	0,9417398	-120,2825	0,9450441	121,42465
324	0,97732	-31,30876	0,9813632	-151,2007	0,9832746	88,552839
327	0,97413	-31,26663	0,9788314	-151,2495	0,9810965	88,522153
308	0,952083	-32,62487	0,960534	-152,3481	0,9622215	87,152518
266	0,947673	-32,9016	0,9559863	-152,6933	0,9608825	86,742689
255	0,947915	-32,99291	0,9535687	-152,6736	0,9564113	86,7038
256	0,94372	-32,91213	0,9545398	-152,7668	0,9605838	86,931374
268	0,945076	-32,9646	0,955394	-152,6279	0,9595371	86,743331
259	0,947466	-32,93337	0,956468	-152,6922	0,9610871	86,757993
270	0,947738	-32,85133	0,956328	-152,6944	0,9603183	86,717194
244	0,946388	-33,22018	0,9558275	-152,8604	0,9601643	86,556029
330	0,929021	-34,33054	0,9411006	-153,9688	0,9491721	85,417697
304	0,919923	-34,93829	0,9326245	-154,3486	0,9403474	84,762556
293	0,90942	-35,92453	0,9254493	-155,3094	0,9359982	83,5785
299	0,906168	-35,8883	0,9235221	-155,3753	0,9343944	83,626409
296	0,906648	-35,94868	0,9234276	-155,3747	0,9328186	83,599837
9365	0,878267	1,5213916	0,928019	-120,4292	0,9325673	121,75582
9354	0,877805	1,5361739	0,9276205	-120,4153	0,932161	121,76411
355	0,877805	1,5361739	0,9276205	-120,4153	0,932161	121,76411
9353	0,877563	1,5707741	0,9274452	-120,3859	0,9319409	121,7899
353	0,877541	1,5736116	0,9274238	-120,3834	0,9319198	121,79229
351	0,877318	1,6063014	0,9272725	-120,3558	0,9317184	121,81611
349	0,876876	1,6694276	0,9269598	-120,302	0,9313208	121,86275
9348	0,876416	1,7679027	0,9267113	-120,2165	0,9309041	121,93564
347	0,876386	1,7792418	0,9266992	-120,2072	0,9308672	121,94411
9346	0,876092	1,8274301	0,9265281	-120,1637	0,9306306	121,97951
345	0,876072	1,8302845	0,9265209	-120,1612	0,9306154	121,98128
343	0,876038	1,8392433	0,9264881	-120,1531	0,9305813	121,98902

Fonte: Próprio autor, 2012.

**Continuação B.9 – Módulos (pu) e ângulos (graus) das tensões nas barras com GD nas barras 9263 (PQ),  
2219 (PQ) e 2863 (PQ) – 103 barras CELG.**

Barras	A		B		C	
	módulo	ângulo	módulo	ângulo	módulo	ângulo
5503	0,875541	1,9523115	0,9261774	-120,0523	0,9301455	122,07683
504	0,875384	1,9880619	0,9260831	-120,0207	0,9300057	122,10427
339	0,875498	1,9622275	0,9261436	-120,0429	0,9301127	122,08518
2226	0,87831	1,5233799	0,9280548	-120,4275	0,9326031	121,75773
2219	0,87831	1,5233799	0,9280548	-120,4275	0,9326031	121,75773
354	0,890015	-37,63604	0,9105798	-156,746	0,9242919	81,858015
350	0,887357	-37,59985	0,9080477	-156,7235	0,9214941	81,822433
352	0,883374	-37,68488	0,9065981	-156,812	0,9196019	81,869524
348	0,881508	-37,68397	0,9040667	-156,7113	0,9171994	81,837085
346	0,870219	-37,42165	0,8943	-156,6825	0,9067898	81,721519
344	0,867946	-37,5837	0,8947062	-156,7422	0,9073157	81,538165
342	0,877055	-37,62489	0,9003624	-156,7683	0,913276	81,806526
338	0,875348	-37,573	0,8993094	-156,6766	0,9117273	81,825386
503	0,862298	-37,85121	0,8910844	-156,4138	0,8940541	81,745391
107	0,869601	1,5980608	0,9226735	-120,4763	0,926691	121,85005
2284	0,869235	1,6120073	0,9223045	-120,4729	0,9263178	121,84845
3104	0,869072	1,6380645	0,9220868	-120,4556	0,9260573	121,86562
3100	0,868993	1,6521112	0,9220259	-120,4378	0,9260608	121,87909
226	0,868922	1,6608971	0,9220015	-120,4255	0,9260744	121,88609
3102	0,869028	1,6449737	0,9220234	-120,4518	0,9259735	121,86975
27	0,868898	1,6646005	0,9219312	-120,4322	0,9258987	121,88547
83	0,866137	1,7334126	0,9188631	-120,4236	0,9224331	121,91656
91	0,864782	1,766215	0,9174026	-120,4169	0,9208046	121,93041
65	0,864649	1,8067592	0,9172622	-120,3721	0,9207834	121,96948
9247	0,864598	1,8244418	0,9172152	-120,3522	0,9207959	121,98599
9250	0,864598	1,8244418	0,9172152	-120,3522	0,9207959	121,98599
96	0,86454	1,8443176	0,9171625	-120,3298	0,92081	122,00453
771	0,864496	1,8477927	0,9171154	-120,3261	0,9207725	122,00769
106	0,884403	-38,26311	0,9061247	-157,3331	0,9204355	81,216414
3099	0,878234	-38,32223	0,9010288	-157,388	0,9160351	81,226329
225	0,877787	-38,27945	0,9011782	-157,3557	0,917842	81,164162
26	0,864471	-38,43574	0,8917801	-157,1277	0,9028168	81,130295
82	0,877564	-38,4923	0,8973442	-157,654	0,9100957	80,820452
64	0,866307	-38,93902	0,8910512	-157,8396	0,9017313	80,799662
770	0,870552	-38,62003	0,8952555	-157,7647	0,9084343	80,871344
95	0,873097	-38,75283	0,8962719	-157,6947	0,9085107	80,817412
90	0,876432	-38,63692	0,8970332	-157,8072	0,9098003	80,656758
3001	0,862084	1,7520205	0,9144895	-120,492	0,9173464	121,88023
998	0,862154	1,7196179	0,9145726	-120,5218	0,9174268	121,85132
1000	0,862185	1,7048186	0,9146137	-120,5355	0,9174631	121,83786
3	0,862103	1,7240633	0,9145724	-120,5164	0,9174231	121,85301
2865	0,862546	1,5474062	0,9150477	-120,6817	0,917848	121,69606
2863	0,862546	1,5474062	0,9150477	-120,6817	0,917848	121,69606
867	0,862858	1,4755856	0,9154142	-120,7444	0,9182008	121,63261
870	0,862818	1,4841077	0,9153646	-120,7372	0,9181527	121,64022
3000	0,878555	-39,00347	0,900641	-158,256	0,9123484	80,395259
997	0,874132	-39,05303	0,8988131	-158,388	0,9104871	80,548864
2	0,874132	-39,15966	0,8989716	-158,1463	0,9069123	80,410758
869	0,882494	-38,97591	0,9033577	-158,3886	0,9174595	80,301262
866	0,952358	-39,36348	0,9657912	-158,4728	0,9792342	80,139003

**Fonte: Próprio autor, 2012.**

**Tabela B. 10 – Módulos (pu) e ângulos (graus) das tensões nas barras com reguladores de tensão e GD nas barras 9263 (PQ), 2219 (PQ) e 2863 (PQ) – 103 barras CELG.**

Barras	A		B		C	
	módulo	ângulo	módulo	ângulo	módulo	ângulo
100	1,000000	0,000000	1,000000	-120,000	1,000000	120,0000
9370	0,990743	0,102088	0,993987	-120,015	0,99414	120,1176
9319	0,979876	0,224445	0,986925	-120,033	0,987262	120,2575
328	0,979876	0,224445	0,986925	-120,033	0,987262	120,2575
325	0,979856	0,227309	0,986911	-120,03	0,987238	120,2596
309	0,961348	0,437618	0,974899	-120,067	0,975595	120,5023
9248	0,955553	0,504522	0,97116	-120,08	0,971991	120,5803
R1	0,95546	0,535661	0,971042	-120,052	0,971854	120,6099
9252	0,95546	0,535661	0,971042	-120,052	0,971854	120,6099
257	0,955458	0,536257	0,971037	-120,051	0,971852	120,6106
271	0,955448	0,547594	0,971059	-120,045	0,971786	120,6174
258	0,955429	0,543014	0,971007	-120,045	0,971814	120,6167
9259	0,955404	0,547967	0,970995	-120,041	0,971797	120,6208
260	0,955398	0,548663	0,970993	-120,04	0,971795	120,6213
9264	0,955394	0,54965	0,970991	-120,039	0,971792	120,6221
9263	0,955394	0,54965	0,970991	-120,039	0,971792	120,6221
267	0,955368	0,554327	0,97098	-120,034	0,971777	120,6258
269	0,95534	0,557847	0,970971	-120,03	0,971769	120,6285
245	1,041533	0,484073	1,029226	-120,085	1,023165	120,5802
331	1,025599	0,631278	1,019302	-120,147	1,01376	120,7744
9274	1,018435	0,697445	1,014888	-120,176	1,009589	120,8609
9270	1,018429	0,698332	1,014879	-120,175	1,009583	120,862
305	1,016307	0,716677	1,013599	-120,185	1,008374	120,8863
294	1,003964	0,832577	1,006029	-120,234	1,001218	121,0342
9293	1,003887	0,834991	1,005959	-120,233	1,00113	121,0355
R2	0,996457	1,013716	0,999812	-120,329	1,002513	121,2756
300	1,00384	0,845208	1,005893	-120,224	1,001053	121,0454
297	1,003773	0,858417	1,005789	-120,214	1,000927	121,0586
324	0,980295	-31,2077	0,983411	-151,12	0,985288	88,69275
327	0,977115	-31,1658	0,980883	-151,168	0,983115	88,66211
308	0,957767	-32,4177	0,964439	-152,184	0,966014	87,43254
266	0,954205	-32,6605	0,960479	-152,502	0,965216	87,06796
255	0,95445	-32,7506	0,958069	-152,483	0,960767	87,0292
256	0,950281	-32,671	0,959037	-152,575	0,96492	87,25457
268	0,951628	-32,7227	0,959888	-152,437	0,963879	87,06843
259	0,954	-32,692	0,960959	-152,501	0,965421	87,08302
270	0,954271	-32,6111	0,960819	-152,503	0,964655	87,04255
244	1,041615	-32,7097	1,020109	-152,501	1,017291	87,06221
330	1,026827	-33,6172	1,007143	-153,456	1,007845	86,11073
304	1,018978	-34,1134	0,999514	-153,78	0,999872	85,55684
293	1,01002	-34,92	0,993418	-154,604	0,996348	84,56654
299	1,007096	-34,8904	0,991609	-154,66	0,994839	84,60738
296	1,007529	-34,9394	0,991522	-154,66	0,993372	84,5845
9365	0,996457	1,013716	0,999812	-120,329	1,002513	121,2756
9354	0,996036	1,024988	0,999448	-120,318	1,002135	121,2821
355	0,996036	1,024988	0,999448	-120,318	1,002135	121,2821
9353	0,995808	1,052219	0,999276	-120,294	1,001922	121,3038
353	0,995787	1,054448	0,999256	-120,291	1,001901	121,3059
351	0,995577	1,08018	0,999107	-120,269	1,001705	121,3259
349	0,99516	1,12984	0,9988	-120,224	1,001319	121,3652
9348	0,994715	1,207507	0,998538	-120,153	1,000903	121,4269
347	0,994684	1,216485	0,998522	-120,146	1,000865	121,4341
9346	0,994406	1,254378	0,998349	-120,11	1,000632	121,464
345	0,994387	1,256612	0,998342	-120,108	1,000617	121,4655

Fonte: Próprio autor, 2012.

**Continuação B.10 – Módulos (pu) e ângulos (graus) das tensões nas barras com reguladores de tensão e GD nas barras 9263 (PQ), 2219 (PQ) e 2863 (PQ) – 103 barras CELG.**

Barras	A		B		C	
	módulo	ângulo	módulo	ângulo	módulo	ângulo
343	0,994354	1,26371	0,998308	-120,101	1,000582	121,4721
5503	0,993876	1,353088	0,997986	-120,017	1,00014	121,5465
504	0,993725	1,381359	0,997888	-119,991	0,999999	121,5698
339	0,993835	1,360895	0,997951	-120,01	1,000106	121,5536
2226	0,996494	1,01519	0,999847	-120,327	1,002546	121,2773
2219	0,996494	1,01519	0,999847	-120,327	1,002546	121,2773
354	1,006895	-36,221	0,986941	-155,789	0,999284	83,22732
350	1,004533	-36,192	0,984612	-155,771	0,996711	83,19796
352	1,001042	-36,257	0,983209	-155,844	0,994965	83,23436
348	0,999373	-36,2558	0,980898	-155,761	0,99277	83,20923
346	0,989478	-36,0475	0,971822	-155,734	0,983152	83,10658
344	0,987474	-36,1705	0,972192	-155,787	0,983703	82,95122
342	0,995385	-36,2079	0,97752	-155,813	0,989202	83,18646
338	0,993816	-36,1674	0,976593	-155,739	0,987793	83,20653
503	0,982495	-36,3788	0,968815	-155,513	0,971517	83,12916
107	0,989171	1,050724	0,994862	-120,361	0,997029	121,3285
2284	0,988889	1,059156	0,994535	-120,358	0,996693	121,3247
3104	0,988744	1,076813	0,994337	-120,344	0,996442	121,337
3100	0,98867	1,087768	0,994273	-120,329	0,996439	121,3486
226	0,988603	1,094545	0,994246	-120,319	0,996448	121,3546
3102	0,988706	1,081347	0,99428	-120,341	0,996362	121,3398
27	0,988583	1,096728	0,994188	-120,325	0,996285	121,3531
83	0,986204	1,135891	0,991378	-120,32	0,993064	121,3658
91	0,985033	1,154522	0,99004	-120,315	0,99155	121,3711
65	0,984902	1,186347	0,989893	-120,278	0,991511	121,4045
9247	0,984852	1,200204	0,989842	-120,261	0,991515	121,4186
9250	0,984852	1,200204	0,989842	-120,261	0,991515	121,4186
96	0,984795	1,21578	0,989784	-120,243	0,991518	121,4344
771	0,984754	1,218458	0,98974	-120,24	0,991482	121,437
106	1,002162	-36,7167	0,983047	-156,279	0,995944	82,70804
3099	0,996817	-36,7617	0,978384	-156,323	0,992004	82,71651
225	0,996424	-36,728	0,97853	-156,296	0,993674	82,66373
26	0,984887	-36,8448	0,96969	-156,097	0,979823	82,62434
82	0,996427	-36,9043	0,975198	-156,547	0,986768	82,3787
64	0,986581	-37,2514	0,969359	-156,704	0,979211	82,35932
770	0,990273	-37,0083	0,973346	-156,642	0,985363	82,42543
95	0,992505	-37,111	0,974284	-156,584	0,985451	82,38095
90	0,995476	-37,0212	0,97499	-156,677	0,9866	82,24292
3001	0,982737	1,127722	0,987408	-120,379	0,988375	121,3143
998	0,982817	1,10139	0,987501	-120,405	0,988466	121,2892
1000	0,982853	1,089384	0,987546	-120,416	0,988507	121,2775
3	0,982774	1,104479	0,987501	-120,4	0,988463	121,2903
2865	0,983257	0,961977	0,988023	-120,54	0,988943	121,1546
2863	0,983257	0,961977	0,988023	-120,54	0,988943	121,1546
867	0,983579	0,904046	0,988394	-120,593	0,989306	121,1
870	0,983539	0,910701	0,988344	-120,587	0,989258	121,1064
3000	0,997453	-37,3182	0,978494	-157,056	0,989155	82,02838
997	0,993597	-37,3559	0,976773	-157,165	0,987452	82,15529
2	0,993674	-37,4388	0,976901	-156,961	0,984177	82,03758
869	1,001236	-37,2978	0,981077	-157,161	0,993942	81,94212
866	1,062117	-37,6318	1,039411	-157,264	1,05103	81,84963

**Fonte: Próprio autor, 2012.**

**Tabela B. 11 – Módulos (pu) e ângulos (graus) das tensões nas barras com GD de potência maior nas barras 9263 (PQ), 2219 (PQ) e 2863 (PQ) – 103 barras CELG.**

Barras	A		B		C	
	módulo	ângulo	módulo	ângulo	módulo	ângulo
100	1,000000	0,000000	1,000000	-120,0000	1,000000	120,0000
9370	0,995395	0,0768868	0,9986931	-120,0222	0,9986697	120,14512
9319	0,989988	0,1680972	0,9971584	-120,0483	0,9971156	120,31605
328	0,989988	0,1680972	0,9971584	-120,0483	0,9971156	120,31605
325	0,989967	0,170888	0,9971444	-120,046	0,9970913	120,31816
309	0,980863	0,3237828	0,994655	-120,0966	0,9946246	120,6111
9248	0,978063	0,3714329	0,9939501	-120,1136	0,9939455	120,70441
9252	0,977953	0,4010837	0,9938177	-120,0871	0,9937949	120,7325
257	0,977951	0,4016503	0,9938126	-120,0865	0,9937925	120,73319
271	0,977934	0,4124907	0,9938304	-120,0804	0,9937238	120,73961
258	0,977919	0,408071	0,9937798	-120,0809	0,9937513	120,73902
9259	0,977891	0,4127642	0,9937648	-120,0762	0,9937328	120,74287
260	0,977885	0,4134191	0,9937627	-120,0754	0,993731	120,74336
9264	0,977881	0,4143584	0,99376	-120,0745	0,9937268	120,74414
9263	0,977881	0,4143584	0,99376	-120,0745	0,9937268	120,74414
267	0,977852	0,4187869	0,9937466	-120,07	0,9937102	120,74769
269	0,977823	0,4220993	0,993736	-120,0661	0,9937008	120,75019
245	0,976954	0,3876446	0,993773	-120,1248	0,9938009	120,74286
331	0,9698	0,4935501	0,9927387	-120,1991	0,992973	120,99288
9274	0,966609	0,5399746	0,9923484	-120,2328	0,9926868	121,10359
9270	0,966603	0,5409276	0,9923375	-120,2318	0,9926799	121,10472
305	0,965684	0,5531688	0,9922769	-120,2434	0,9926474	121,13615
294	0,960194	0,6336092	0,9916316	-120,2992	0,9921772	121,32393
9293	0,960111	0,6358516	0,991557	-120,2982	0,9920861	121,32489
300	0,960048	0,6466787	0,9914803	-120,2895	0,9919964	121,33487
297	0,959961	0,6606274	0,9913627	-120,2794	0,9918537	121,34795
324	0,990173	-30,32415	0,9919598	-150,2714	0,992617	89,602499
327	0,987026	-30,28298	0,9894518	-150,3191	0,9904589	89,572154
308	0,9765	-30,66847	0,9806468	-150,5135	0,979774	89,22369
266	0,975695	-30,63822	0,9790766	-150,5685	0,9809327	89,138212
255	0,975943	-30,72492	0,9767129	-150,5501	0,9765578	89,100021
256	0,971861	-30,64895	0,9776668	-150,6386	0,9806428	89,317916
268	0,973179	-30,69822	0,9784984	-150,5066	0,979622	89,138028
259	0,975496	-30,66893	0,9795522	-150,568	0,981139	89,152253
270	0,975763	-30,59153	0,9794152	-150,5701	0,9803837	89,113021
244	0,975959	-30,80605	0,9801778	-150,6026	0,9812937	89,099887
330	0,968755	-30,95897	0,973807	-150,8207	0,9772415	88,946664
304	0,964237	-31,11522	0,9691214	-150,7977	0,9715085	88,75144
293	0,962302	-31,19098	0,9690092	-150,9207	0,9727311	88,503036
299	0,959242	-31,1595	0,9671754	-150,9815	0,9712018	88,545635
296	0,959695	-31,21334	0,9670827	-150,9813	0,9696931	88,521348
9365	0,951084	0,7627998	0,9910405	-120,4057	0,9920237	121,65015
9354	0,950627	0,772531	0,9906465	-120,3959	0,9916279	121,65503
355	0,950627	0,772531	0,9906465	-120,3959	0,9916279	121,65503
9353	0,950343	0,8008212	0,9904351	-120,3713	0,9913773	121,67647
353	0,950317	0,8031242	0,990411	-120,3692	0,9913534	121,67845
351	0,950054	0,8298878	0,9902251	-120,346	0,9911236	121,69825
349	0,949535	0,8814829	0,9898459	-120,3009	0,9906706	121,73701
9348	0,948939	0,9634749	0,9894746	-120,2277	0,9901545	121,79881
347	0,948891	0,9730714	0,9894481	-120,2197	0,9901054	121,80607
9346	0,948536	1,0127255	0,9892179	-120,1827	0,9898224	121,83587
345	0,948513	1,0150523	0,9892072	-120,1806	0,9898051	121,83733
343	0,948466	1,0225829	0,9891634	-120,1738	0,9897598	121,84397

Fonte: Próprio autor, 2012.

**Continuação B.11 – Módulos (pu) e ângulos (graus) das tensões nas barras com GD de potência maior nas barras 9263 (PQ), 2219 (PQ) e 2863 (PQ) – 103 barras CELG.**

Barras	A		B		C	
	módulo	ângulo	módulo	ângulo	módulo	ângulo
5503	0,947812	1,1170715	0,98871	-120,0876	0,9891987	121,91887
504	0,947605	1,1469575	0,9885709	-120,0606	0,9890197	121,94226
339	0,947756	1,1253481	0,9886631	-120,0796	0,9891537	121,92605
2226	0,951184	0,7657216	0,9911267	-120,4029	0,9921091	121,65333
2219	0,951184	0,7657216	0,9911267	-120,4029	0,9921091	121,65333
354	0,955332	-31,45672	0,9644282	-151,058	0,968911	88,222705
350	0,95285	-31,42479	0,9620387	-151,0387	0,9662513	88,190858
352	0,949165	-31,49802	0,9606421	-151,1157	0,9644426	88,231215
348	0,947413	-31,49684	0,9582626	-151,0277	0,9621685	88,203316
346	0,936957	-31,26777	0,9490048	-151,0002	0,9522344	88,095412
344	0,934844	-31,40573	0,9493842	-151,0554	0,9527807	87,929424
342	0,94324	-31,44388	0,9547774	-151,0812	0,9584693	88,176907
338	0,94161	-31,39847	0,953799	-151,0023	0,957013	88,196351
503	0,929591	-31,63705	0,9459347	-150,7642	0,9401769	88,118443
107	0,949558	0,700239	0,9919353	-120,5068	0,9921823	121,6628
2284	0,950498	0,6959297	0,9927604	-120,5132	0,9930179	121,65328
3104	0,951135	0,6554545	0,9933125	-120,5544	0,9935014	121,61236
3100	0,951037	0,6667269	0,9932241	-120,5396	0,9934799	121,62406
226	0,950955	0,6735673	0,9931794	-120,5293	0,9934797	121,63019
3102	0,951349	0,6413345	0,9934986	-120,5692	0,9936587	121,59805
27	0,951193	0,6569419	0,9933782	-120,553	0,9935592	121,61114
83	0,949329	0,4528856	0,9913041	-120,7823	0,9909414	121,39562
91	0,948401	0,3571042	0,9903107	-120,8876	0,9897159	121,29378
65	0,948204	0,3899174	0,9900996	-120,8508	0,9896205	121,32706
9247	0,948124	0,4042342	0,99002	-120,8343	0,9896001	121,34123
9250	0,948124	0,4042342	0,99002	-120,8343	0,9896001	121,34123
96	0,948035	0,4203275	0,9899307	-120,8158	0,9895773	121,35715
771	0,947988	0,4228759	0,989881	-120,813	0,9895368	121,35959
106	0,957011	-31,47571	0,9663295	-151,0887	0,9704462	88,195093
3099	0,954926	-31,3956	0,96484	-151,0154	0,969397	88,340729
225	0,954529	-31,35957	0,9649985	-150,9881	0,9711147	88,284889
26	0,943119	-31,4821	0,9567901	-150,7766	0,957554	88,257813
82	0,96169	-31,65835	0,9685585	-151,3641	0,970858	87,888422
64	0,954554	-32,08685	0,9657172	-151,58	0,9660551	87,819825
770	0,958402	-31,82407	0,9696944	-151,5184	0,9723504	87,886252
95	0,960706	-31,93345	0,9706286	-151,4596	0,9724334	87,840261
90	0,963763	-31,83792	0,9713348	-151,5541	0,9736097	87,69909
3001	0,946787	0,0787373	0,9885733	-121,1914	0,9872991	121,00349
998	0,947014	0,0208321	0,9888115	-121,2451	0,987526	120,95063
1000	0,947115	-0,004901	0,9889213	-121,269	0,9876278	120,92693
3	0,947004	0,0103585	0,9888485	-121,2534	0,9875609	120,93947
2865	0,948189	-0,267807	0,9900583	-121,5143	0,9886819	120,6856
2863	0,948189	-0,267807	0,9900583	-121,5143	0,9886819	120,6856
867	0,948957	-0,386163	0,9908807	-121,6177	0,9894899	120,57926
870	0,948903	-0,37949	0,9908218	-121,6121	0,9894314	120,58532
3000	0,972406	-32,26817	0,9812706	-152,0599	0,9824793	87,371426
997	0,969318	-32,3243	0,9804283	-152,1842	0,9815856	87,487458
2	0,969742	-32,41785	0,9809258	-151,9877	0,9786486	87,36307
869	0,982966	-32,35424	0,9903708	-152,2675	0,993766	87,199621
866	1,018606	-33,1403	1,0157833	-152,7186	1,0110234	86,787813

**Fonte: Próprio autor, 2012.**

## Anexo A

## Conductor Data

Size	Stranding	Material	DIAM Inches	GMR Feet	RES $\Omega$ /mile	Capacity Amps
1		ACSR	0.355	0.00418	1.38	200
1	7 STRD	Copper	0.328	0.00992	0.765	270
1	CLASS A	AA	0.328	0.00991	1.224	177
2	6/1	ACSR	0.316	0.00418	1.69	180
2	7 STRD	Copper	0.292	0.00883	0.964	230
2	7/1	ACSR	0.325	0.00504	1.65	180
2	AWG SLD	Copper	0.258	0.00836	0.945	220
2	CLASS A	AA	0.292	0.00883	1.541	156
3	6/1	ACSR	0.281	0.0043	2.07	160
3	AWG SLD	Copper	0.229	0.00745	1.192	190
4	6/1	ACSR	0.25	0.00437	2.57	140
4	7/1	ACSR	0.257	0.00452	2.55	140
4	AWG SLD	Copper	0.204	0.00663	1.503	170
4	CLASS A	AA	0.232	0.007	2.453	90
5	6/1	ACSR	0.223	0.00416	3.18	120
5	AWG SLD	Copper	0.1819	0.0059	1.895	140
6	6/1	ACSR	0.198	0.00394	3.98	100
6	AWG SLD	Copper	0.162	0.00526	2.39	120
6	CLASS A	AA	0.184	0.00555	3.903	65
7	AWG SLD	Copper	0.1443	0.00468	3.01	110
8	AWG SLD	Copper	0.1285	0.00416	3.8	90
9	AWG SLD	Copper	0.1144	0.00371	4.6758	80
10	AWG SLD	Copper	0.1019	0.00330	5.9026	75
12	AWG SLD	Copper	0.0808	0.00262	9.3747	40
14	AWG SLD	Copper	0.0641	0.00208	14.8722	20
16	AWG SLD	Copper	0.0508	0.00164	23.7262	10
18	AWG SLD	Copper	0.0403	0.00130	37.6726	5
19	AWG SLD	Copper	0.0359	0.00116	47.5103	4
20	AWG SLD	Copper	0.032	0.00103	59.684	3
22	AWG SLD	Copper	0.0253	0.00082	95.4835	2
24	AWG SLD	Copper	0.0201	0.00065	151.616	1
1/0		ACSR	0.398	0.00446	1.12	230
1/0	7 STRD	Copper	0.368	0.01113	0.607	310
1/0	CLASS A	AA	0.368	0.0111	0.97	202
2/0		ACSR	0.447	0.0051	0.895	270
2/0	7 STRD	Copper	0.414	0.01252	0.481	360
2/0	CLASS A	AA	0.414	0.0125	0.769	230
3/0	12 STRD	Copper	0.492	0.01559	0.382	420

(Continued)

## Conductor Data (continued)

Size	Stranding	Material	DIAM Inches	GMR Feet	RES $\Omega$ /mile	Capacity Amps
3/0	6/1	ACSR	0.502	0.006	0.723	300
3/0	7 STRD	Copper	0.464	0.01404	0.382	420
3/0	CLASS A	AA	0.464	0.014	0.611	263
3/8	INCH STE	Steel	0.375	0.00001	4.3	150
4/0	12 STRD	Copper	0.552	0.0175	0.303	490
4/0	19 STRD	Copper	0.528	0.01668	0.303	480
4/0	6/1	ACSR	0.563	0.00814	0.592	340
4/0	7 STRD	Copper	0.522	0.01579	0.303	480
4/0	CLASS A	AA	0.522	0.0158	0.484	299
250,000	12 STRD	Copper	0.6	0.01902	0.257	540
250,000	19 STRD	Copper	0.574	0.01813	0.257	540
250,000	CON LAY	AA	0.567	0.0171	0.41	329
266,800	26/7	ACSR	0.642	0.0217	0.385	460
266,800	CLASS A	AA	0.586	0.0177	0.384	320
300,000	12 STRD	Copper	0.657	0.0208	0.215	610
300,000	19 STRD	Copper	0.629	0.01987	0.215	610
300,000	26/7	ACSR	0.68	0.023	0.342	490
300,000	30/7	ACSR	0.7	0.0241	0.342	500
300,000	CON LAY	AA	0.629	0.0198	0.342	350
336,400	26/7	ACSR	0.721	0.0244	0.306	530
336,400	30/7	ACSR	0.741	0.0255	0.306	530
336,400	CLASS A	AA	0.666	0.021	0.305	410
350,000	12 STRD	Copper	0.71	0.0225	0.1845	670
350,000	19 STRD	Copper	0.679	0.0214	0.1845	670
350,000	CON LAY	AA	0.679	0.0214	0.294	399
397,500	26/7	ACSR	0.783	0.0265	0.259	590
397,500	30/7	ACSR	0.806	0.0278	0.259	600
397,500	CLASS A	AA	0.724	0.0228	0.258	440
400,000	19 STRD	Copper	0.726	0.0229	0.1619	730
450,000	19 STRD	Copper	0.77	0.0243	0.1443	780
450,000	CON LAG	AA	0.77	0.0243	0.229	450
477,000	26/7	ACSR	0.858	0.029	0.216	670
477,000	30/7	ACSR	0.883	0.0304	0.216	670
477,000	CLASS A	AA	0.795	0.0254	0.216	510
500,000	19 STRD	Copper	0.811	0.0256	0.1303	840
500,000	37 STRD	Copper	0.814	0.026	0.1303	840
500,000	CON LAY	AA	0.813	0.026	0.206	483
556,500	26/7	ACSR	0.927	0.0313	0.1859	730
556,500	30/7	ACSR	0.953	0.0328	0.1859	730
556,500	CLASS A	AA	0.858	0.0275	0.186	560
600,000	37 STRD	Copper	0.891	0.0285	0.1095	940
600,000	CON LAY	AA	0.891	0.0285	0.172	520
605,000	26/7	ACSR	0.966	0.0327	0.172	760
605,000	54/7	ACSR	0.953	0.0321	0.1775	750
636,000	27/7	ACSR	0.99	0.0335	0.1618	780
636,000	30/19	ACSR	1.019	0.0351	0.1618	780
636,000	54/7	ACSR	0.977	0.0329	0.1688	770
636,000	CLASS A	AA	0.918	0.0294	0.163	620

## Conductor Data (continued)

Size	Stranding	Material	DIAM Inches	GMR Feet	RES $\Omega$ /mile	Capacity Amps
666,600	54/7	ACSR	1	0.0337	0.1601	800
700,000	37 STRD	Copper	0.963	0.0308	0.0947	1040
700,000	CON LAY	AA	0.963	0.0308	0.148	580
715,500	26/7	ACSR	1.051	0.0355	0.1442	840
715,500	30/19	ACSR	1.081	0.0372	0.1442	840
715,500	54/7	ACSR	1.036	0.0349	0.1482	830
715,500	CLASS A	AA	0.974	0.0312	0.145	680
750,000	37 STRD	AA	0.997	0.0319	0.0888	1090
750,000	CON LAY	AA	0.997	0.0319	0.139	602
795,000	26/7	ACSR	1.108	0.0375	0.1288	900
795,000	30/19	ACSR	1.14	0.0393	0.1288	910
795,000	54/7	ACSR	1.093	0.0368	0.1378	900
795,000	CLASS A	AA	1.026	0.0328	0.131	720