

Universidade Federal de Juiz de Fora
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Mestrado em Sistemas de Energia

Nélio Alves do Amaral Filho

**CONTRIBUIÇÕES EM MODELOS E NA ANÁLISE DO MÉTODO
BFS**

Juiz de Fora
2017

Nélio Alves do Amaral Filho

Contribuições em Modelos e na Análise do Método BFS

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Prof.^a Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo, D.Sc.
Coorientador: Prof. Leandro Ramos de Araujo, D.Sc.

Juiz de Fora
2017

Ficha catalográfica elaborada através do programa de geração automática da Biblioteca Universitária da UFJF, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Amaral Filho, Nélio Alves do.

Contribuições em Modelos e na Análise do Método BFS / Nélio Alves do Amaral Filho. -- 2017.

124 f.

Orientadora: Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo

Coorientador: Leandro Ramos de Araujo

Dissertação (mestrado acadêmico) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, 2017.

1. Sistemas de distribuição. 2. Método Backward Forward Sweep (BFS). 3. Acoplamento eletromagnético. 4. Regulador de tensão. 5. Pontos críticos para convergência. I. Araujo, Débora Rosana Ribeiro Penido, orient. II. Araujo, Leandro Ramos de, coorient. III. Título.

CONTRIBUIÇÕES EM MODELOS E NA ANÁLISE DO MÉTODO BFS

NÉLIO ALVES DO AMARAL FILHO

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Aprovada por:

Prof.^a Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo, D.Sc. - UFJF

Prof. Leandro Ramos de Araujo, D.Sc. - UFJF

Prof. José Luiz Rezende Pereira, PhD - UFJF

Prof. Madson Cortes de Almeida, D.Sc. - UNICAMP

JUIZ DE FORA, MG – BRASIL

NOVEMBRO DE 2017

A todos que amo.

AGRADECIMENTOS

Aos meus familiares, em especial meus pais, Nélio e Claudia, minha irmã, Ana Claudia, e meus avós, Ferdinando e Rainer, por todo amor, carinho e apoio que recebo constantemente. Aos meus orientadores, Leandro e Débora, pela atenção, compreensão e ensinamentos valiosos. A minha namorada, Nábila, por todo incentivo, companheirismo e amor. A todos meus amigos. Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPEE) e aos professores da Universidade Federal de Juiz de Fora pela oportunidade.

Resumo da Dissertação apresentada ao PPEE/UFJF como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

CONTRIBUIÇÕES EM MODELOS E NA ANÁLISE DO MÉTODO BFS

Nélio Alves do Amaral Filho

Novembro / 2017

Orientadores: Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo

Leandro Ramos de Araujo

Programa: Engenharia Elétrica

Este trabalho propõe a apresentação e o desenvolvimento computacional de um algoritmo para solução de fluxo de potência em sistemas de distribuição baseado no método *Backward Forward Sweep* (BFS). No algoritmo foram consideradas as principais etapas do método tradicional e algumas estratégias propostas isoladamente em trabalhos na literatura. Além disso, propõe-se a incorporação da representação do acoplamento eletromagnético entre alimentadores em paralelo nos modelos de linhas, e estudos do impacto dessa representação nos cálculos de fluxo de potência usando o BFS. Apresenta-se também, de maneira detalhada, uma maneira de implementar o controle de tape dos reguladores de tensão no método BFS. Tais questões são normalmente negligenciadas ou não são explicitadas nos trabalhos encontrados na literatura que envolvem o método analisado. Análises detalhadas do método BFS também são realizadas e apresentadas neste trabalho. Evidências analíticas são desenvolvidas para sustentar essas análises, bem como os resultados obtidos.

Neste trabalho também é feita uma comparação entre o método BFS desenvolvido e um método baseado em Newton-Raphson para solução de sistemas de distribuição. As análises realizadas têm como foco principal a investigação do comportamento desses métodos quando são levados a operar em pontos considerados críticos para convergência. Para isso, são analisados fatores como a variação da relação X/R, o aumento do carregamento, o impacto da modelagem de carga (modelo ZIP) e o impacto da presença dos reguladores de tensão.

Abstract of Thesis presented to PPEE/UFJF as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

CONTRIBUTIONS IN MODELS AND IN THE ANALYSIS OF THE BFS METHOD

Nélio Alves do Amaral Filho

November / 2017

Advisors: Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo

Leandro Ramos de Araujo

Department: Electrical Engineering

This work proposes the presentation and the computational development of an algorithm for power flow solution in distribution systems based on the Backward Forward Sweep (BFS) method. The algorithm contains the main steps of the traditional method and some strategies proposed separately in works in the literature. In addition, it is proposed the incorporation of the representation of the electromagnetic coupling between feeders in parallel in the line models, and studies of the impact of this representation in the power flow calculations using the BFS. A way to implement the tap control of the voltage regulators in the BFS method is also presented in detail. Such questions are usually neglected or not deeply explained in the works found in the literature that involve the analyzed method. A detailed analyzes of the BFS method are also performed and presented in this work. Some analytical evidence is developed to support these analyzes, as well as the results obtained.

In this work a comparison is also made between the developed BFS method and a Newton-Raphson-based method for the distribution systems solution. The analyzes made have as main focus the investigation of the behavior of these methods when they are taken to operate in points considered critical for convergence. For this, factors such as the variation of the X/R ratio, the load's increase up, the impact of the load modeling (ZIP model) and the impact of the presence of the voltage regulators are analyzed.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Carga conectada em Y	12
Figura 2.2: Carga conectada em Δ	13
Figura 2.3: Modelo pi equivalente de um alimentador de distribuição trifásico	14
Figura 2.4: Dois alimentadores em paralelo construídos em um mesmo poste.....	16
Figura 2.5: Modelo de um transformador trifásico em blocos	19
Figura 2.6: Transformador trifásico de dois enrolamentos conectado em $Y_{aterrado} - \Delta$ (SILVA, 2004).....	21
Figura 2.7: Circuito simplificado de controle do regulador de tensão (KERSTING, 2006).....	25
Figura 2.8: Regulador de tensão trifásico (KERSTING, 2006)	28
Figura 3.1: Fluxograma com a visão geral do algoritmo BFS	33
Figura 3.2: (a) Rede fracamente malhada e (b) separação da rede com injeção de correntes	34
Figura 3.3: Rede radial de um sistema de distribuição	36
Figura 3.4: Ordenação de um sistema radial em camadas.....	36
Figura 3.5: Rede de distribuição com acoplamento mútuo entre alimentadores diferentes	44
Figura 3.6: Fluxograma BFS com controle do regulador de tensão	50
Figura 4.1: IEEE13	57
Figura 4.2: Perfil de tensão com reguladores de tensão – Fase A - IEEE13	58
Figura 4.3: Perfil de tensão com reguladores de tensão – Fase B - IEEE13	58
Figura 4.4: Perfil de tensão com reguladores de tensão – Fase C - IEEE13	59
Figura 4.5: IEEE13M.....	60
Figura 4.6: Efeito do acoplamento mútuo – Fase A - IEEE13M	61
Figura 4.7: Efeito do acoplamento mútuo – Fase B - IEEE13M	61
Figura 4.8: Efeito do acoplamento mútuo – Fase C - IEEE13M	62
Figura 4.9: Impacto do acoplamento mútuo ao variar o comprimento dos alimentadores em paralelo no IEEE13M	63
Figura 4.10: Distância entre condutores de um mesmo alimentador	64
Figura 4.11: Impacto do acoplamento mútuo ao variar a distância horizontal entre os condutores de um mesmo alimentador no IEEE13M para uma sequência BAC-B'A'C'	65
Figura 4.12: Diferentes geometrias de condutores em um mesmo poste	66
Figura 4.13: Impacto do acoplamento mútuo ao variar as sequências de fase ou geometria dos condutores no IEEE13M	67
Figura 4.14: IEEE34	68
Figura 4.15: IEEE34M	68
Figura 4.16: Efeito do acoplamento mútuo – Fase A - IEEE34M	69
Figura 4.17: Efeito do acoplamento mútuo – Fase B - IEEE34M	69
Figura 4.18: Efeito do acoplamento mútuo – Fase C - IEEE34M	70
Figura 4.19: Impacto do acoplamento mútuo ao variar o comprimento dos alimentadores em paralelo no IEEE34M	71
Figura 4.20: Distância vertical entre os alimentadores.....	72
Figura 4.21: Impacto do acoplamento mútuo ao variar a distância vertical entre os alimentadores em paralelo no IEEE34M	72
Figura 4.22: Impacto do acoplamento mútuo ao variar a distância vertical entre os alimentadores em paralelo no IEEE34M considerando sempre dois alimentadores em um mesmo poste	73
Figura 4.23: Impacto do acoplamento mútuo ao variar as sequências de fase ou geometria dos condutores no IEEE34M	74
Figura 4.24: Impacto do acoplamento mútuo no carregamento máximo do sistema IEEE34M para cargas potência constante.....	75
Figura 4.25: IEEE123	76
Figura 4.26: Perfil de tensão com reguladores de tensão – Fase A - IEEE123.....	78
Figura 4.27: Perfil de tensão com reguladores de tensão – Fase B - IEEE123.....	79
Figura 4.28: Perfil de tensão com reguladores de tensão – Fase C - IEEE123	79
Figura 4.29: Aumento do carregamento do sistema – Fase A - IEEE123	80
Figura 4.30: Aumento do carregamento do sistema – Fase B - IEEE123	81
Figura 4.31: Aumento do carregamento do sistema – Fase C - IEEE123	81
Figura 4.32: Sistema 2 barras.....	82
Figura 4.33: Convergência do sistema 2 barras pelo método BFS.....	83
Figura 4.34: Convergência do BFS no IEEE123	85
Figura 5.1: Algoritmo de teste X/R	90

<i>Figura 5.2: Limites máximos de convergência variando a relação X/R no IEEE34.....</i>	<i>91</i>
<i>Figura 5.3: $\arctg(X/R)=45^\circ$ - IEEE34.....</i>	<i>93</i>
<i>Figura 5.4: Iterações e $Z_{pu} =2$ - IEEE34.....</i>	<i>94</i>
<i>Figura 5.5: (a) Sistema 2 barras (b) localização geométrica de V_L para $f_p=1$ (c) localização geométrica de V_L para $f_p=0,85$.....</i>	<i>94</i>
<i>Figura 5.6: Variação da tensão no sistema 2 barras.....</i>	<i>95</i>
<i>Figura 5.7: Limites máximos de convergência variando a relação X/R no IEEE123.....</i>	<i>96</i>
<i>Figura 5.8: Curva PV do IEEE123 apenas com cargas potência constante.....</i>	<i>99</i>
<i>Figura 5.9: Curva PV do IEEE123 apenas com cargas corrente constante.....</i>	<i>100</i>
<i>Figura 5.10: Curva PV do IEEE123 apenas com cargas impedância constante.....</i>	<i>101</i>
<i>Figura 5.11: Curva PV do IEEE123 apenas com cargas potência constante e reguladores ativos.....</i>	<i>102</i>

LISTA DE TABELAS

<i>Tabela 2-1 - Matrizes para conexões usuais de transformadores abaixadores</i>	<i>22</i>
<i>Tabela 2-2 - Matrizes para conexões usuais de transformadores elevadores.....</i>	<i>23</i>
<i>Tabela 4-1: Sistemas analisados</i>	<i>55</i>
<i>Tabela 4-2: Tapes IEEE13</i>	<i>57</i>
<i>Tabela 4-3: Distância padrão utilizada entre os condutores de um mesmo poste.....</i>	<i>60</i>
<i>Tabela 4-4: Tapes IEEE123</i>	<i>77</i>
<i>Tabela 4-5: Dados dos reguladores de tensão após convergência do BFS - IEEE123</i>	<i>78</i>
<i>Tabela 5-1: Tempo computacional por iteração em milissegundos.....</i>	<i>89</i>
<i>Tabela 5-2: Limites máximos de convergência variando a relação X/R no IEEE34</i>	<i>92</i>
<i>Tabela 5-3: Limites máximos de convergência variando a relação X/R no IEEE123</i>	<i>97</i>
<i>Tabela 5-4: Limites máximos de convergência variando a relação X/R no IEEE34 apenas com cargas potência constante.....</i>	<i>98</i>

SUMÁRIO

1	<i>Introdução</i>	1
1.1	Considerações Iniciais	1
1.2	Motivações	2
1.3	Referências Bibliográficas.....	3
1.4	Objetivos do Trabalho.....	8
1.5	Publicações Relacionadas ao Trabalho.....	9
1.6	Estrutura do Trabalho	9
2	<i>Modelos de Componentes da Rede de Distribuição</i>	11
2.1	Considerações Iniciais	11
2.2	Cargas	11
2.3	Alimentadores de Distribuição	14
2.3.1	Alimentadores em Paralelo.....	15
2.4	Transformadores Trifásicos.....	19
2.5	Reguladores de Tensão.....	24
2.5.1	Circuito de Controle - Compensador de queda de linha	25
2.5.2	Reguladores de Tensão Monofásicos	27
2.5.3	Reguladores de Tensão Trifásicos	27
2.6	Geração Distribuída	29
2.7	Conclusões do Capítulo	30
3	<i>Cálculo do Fluxo de Potência pelo Método Backward Forward Sweep</i>	31
3.1	Considerações Iniciais	31
3.2	Método Backward Forward Sweep.....	31
3.2.1	Passo B.1 - Inicialização das Variáveis	33
3.2.2	Passo B.2 – Teste Referente ao Tipo de Rede (Radial ou Malhada)	34
3.2.3	Passo B.3 - Malhado -> Radial e Cálculo de ThevZ.....	34
3.2.4	Passo B.4 - Determinação das Camadas	35
3.2.5	Passo B.5 - Cálculo das Correntes Nodais.....	36
3.2.6	Passo B.6 - Backward Sweep	37
3.2.6.1	Regulador de Tensão.....	38
3.2.6.2	Transformador de Distribuição	38
3.2.7	Passo B.7 – Teste Referente ao Acoplamento Mútuo.....	41
3.2.8	Passo B.8 - Forward Sweep	41
3.2.8.1	Regulador de Tensão.....	42
3.2.8.2	Transformador de Distribuição	42
3.2.9	Passo B.9 - Acoplamento Mútuo entre Alimentadores em Paralelo	44
3.2.10	Passo B.10 - Critério de Parada BFS	45
3.2.11	Passos B.11, B.12 e B.13 – Rede Fracamente Malhada.....	46
3.2.12	Passo B.14 – Teste Referente a Presença de Controles.....	47
3.2.13	Passos B.15, B.16 e B.17 – Geração Distribuída (GD).....	47
3.2.14	Passos B.18 e B.19 - Reguladores de Tensão	49
3.2.14.1	Atualização dos tapes.....	51
3.2.14.2	Tensão no centro de carga.....	53
3.3	Conclusões do Capítulo	53

4	Resultados	55
4.1	Considerações Iniciais	55
4.2	IEEE13.....	56
4.3	IEEE13 Modificado	59
4.3.1	Comprimento dos Alimentadores	63
4.3.2	Distância entre Condutores de um Mesmo Alimentador	64
4.3.3	Diferentes Sequências de Fase e Geometria dos Condutores no Poste.....	65
4.4	IEEE34 Modificado	67
4.4.1	Comprimento dos Alimentadores	71
4.4.2	Distância Vertical entre os Alimentadores	72
4.4.3	Diferentes Sequências de Fase e Geometria dos Condutores no Poste.....	74
4.4.4	Aumento do Carregamento do Sistema	75
4.5	IEEE123.....	76
4.5.1	Reguladores de tensão	77
4.5.2	Modelagem de carga.....	80
4.6	Conclusões do Capítulo	85
5	Comparação BFS x Newton-Raphson.....	87
5.1	Considerações Iniciais	87
5.2	Tempo Computacional por Iteração	88
5.3	Relação X/R.....	89
5.3.1	IEEE34	91
5.3.2	IEEE123	96
5.4	Aumento de Carga e Modelo de Carga.....	98
5.5	Impacto dos Reguladores de Tensão	102
5.6	Conclusões do Capítulo	103
6	Conclusões	104
6.1	Conclusões Gerais.....	104
6.2	Trabalhos Futuros	105

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Os sistemas de distribuição (SD) de energia elétrica têm recebido considerável atenção de um número crescente de pesquisadores. Como exemplos de preocupações fundamentais encontradas na literatura têm-se os aspectos relacionados à qualidade da energia elétrica fornecida pelas distribuidoras. Dentre esses aspectos estão os desequilíbrios, cujos impactos podem ser críticos em alguns sistemas e equipamentos, sendo essencial a realização de uma análise correta para a busca de medidas mitigadoras ou limitadoras de eventuais problemas.

Outro aspecto importante relacionado aos SD é o aumento da demanda de energia elétrica. Isso acarreta no crescimento das redes de distribuição e faz muitas vezes com que os sistemas passem a operar em condições mais severas, cada vez mais próximos dos seus limites de carregamento, dificultando fatores importantes como a continuidade e confiabilidade operacionais.

Com o crescimento das redes de distribuição aumenta-se também a necessidade da presença de dispositivos de controle na rede visando aspectos de melhoria da operação. Soma-se a isso uma maior necessidade da representação de características e efeitos relacionados aos SD, tais como alimentadores em paralelo e redes de distribuição malhadas, e o crescente aumento das gerações distribuídas (GDs).

Desse modo, muitos aspectos relacionados a qualidade de energia, o comportamento e o impacto de componentes e características comuns nos SD, dentre vários outros aspectos das redes de distribuição, somente podem ser observados com uma eficiente representação desses elementos em bons métodos de análise.

Diante todas essas considerações, o desenvolvimento de ferramentas capazes de avaliar e analisar os sistemas de distribuição de forma mais precisa e eficiente torna-se cada vez mais necessário e motivo de estudos.

Dentre as ferramentas de análise dos sistemas elétricos, destaca-se o fluxo de potência. Através dele pode-se analisar os sistemas do ponto de vista da operação e também do planejamento. Necessita-se então calcular o fluxo de potência em diversos estudos, sendo que quanto mais detalhados forem os modelos e mais precisos forem os métodos, melhores os resultados da aplicação dessa ferramenta.

1.2 MOTIVAÇÕES

Diversos métodos capazes de realizar a análise do fluxo de potência nos sistemas elétricos de potência (SEP) foram desenvolvidos ao longo dos anos e são encontrados na literatura. Cada um desses métodos possui características específicas, o que faz com que sua aplicação possa ser melhor em um determinado tipo de sistema.

No caso dos sistemas de transmissão, são comumente utilizados métodos baseados apenas na sequência positiva. Essa simplificação não acarreta diferenças consideráveis nas análises realizadas nesses sistemas devido ao alto grau de equilíbrio presente neles.

No entanto, essa mesma simplificação não deve ser feita em sistemas de distribuição, pois os mesmos apresentam características como um elevado número de cargas e alimentadores desbalanceados, a não transposição de seus alimentadores, a presença de ramais e alimentadores monofásicos, bifásicos ou trifásicos, bem como a operação diferenciada dos equipamentos de controle entre as fases (KERSTING, 2006). Logo, uma eventual análise monofásica em sistemas de distribuição acarretaria em erros consideráveis, sendo essencial o uso de métodos multifásicos.

Dessa forma, existe uma grande motivação no desenvolvimento de métodos que consigam lidar com todas as características dos sistemas de distribuição de uma melhor e mais eficiente forma. Atualmente, dois métodos são bastante utilizados para a análise de sistemas de distribuição, os métodos baseados em Newton-Raphson (NR) e os métodos baseados em varreduras sucessivas *Backward Forward Sweep* (BFS).

No método original de fluxo de potência baseado em NR, as equações de potência foram derivadas da análise nodal do sistema elétrico usando a matriz de admitância. A partir desse ponto, diversas variações desse método foram desenvolvidas no decorrer das últimas décadas. No que diz respeito à aplicação em SD, destaca-se o método baseado em injeções de corrente em coordenadas retangulares, denominado de Método de Injeção de Correntes a n Condutores (NCIM) (PENIDO *et al.*, 2013).

Já nos métodos de fluxo de potência baseados no BFS, o problema do fluxo de potência é resolvido por varreduras sucessivas no SD, a partir do cálculo das correntes nos ramos e atualização dos valores das tensões nas barras do sistema. Os métodos baseados no BFS são considerados de fácil implementação em uma comparação com os métodos baseados em NR quando utilizados para solução de sistemas elétricos simples,

mas tornam-se complexos quando usados para representar por exemplo redes malhadas e dispositivos de controle (ARAUJO *et al.*, 2006).

Ambos os métodos são capazes de encontrar a solução do sistema de distribuição em condições operativas usuais. Em relação especificamente ao método BFS, pesquisadores apresentam diversos trabalhos visando melhorá-lo (EMINOGLU; HOCAOGLU, 2009) (DZAFIC *et al.*, 2013) (JU *et al.*, 2014), no entanto, observa-se uma grande dificuldade na literatura atual em condensar todas as principais contribuições para o BFS em um algoritmo completo, contendo simultaneamente diversos tipos de componentes, dispositivos de controle e representação de características relacionadas aos sistemas de distribuição.

Nota-se também uma escassez de trabalhos que realizem comparações detalhadas dos dois métodos, principalmente no que diz respeito às suas capacidades de convergência, quando relacionadas por exemplo a variação da relação X/R do sistema, ao aumento do carregamento e a presença de reguladores de tensão, dentre outros aspectos (ARAUJO *et al.*, 2006) (ARAUJO *et al.*, 2010).

Assim, devido a grande aplicação de ferramentas de fluxo de potência e a visualização de aspectos que ainda precisam ser analisados nos métodos, tem-se a motivação para trabalhar na representação e análise dessas características, em métodos mais precisos.

1.3 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Nas últimas décadas diferentes métodos para solução de fluxo de potência foram desenvolvidos e amplamente aplicados na operação, controle e planejamento de sistemas de potência, destacando-se os métodos clássicos de Gauss-Seidel, Newton-Raphson e os métodos desacoplados. No entanto, em nenhum desses métodos, em sua forma convencional, a solução de sistemas de distribuição apresentou grandes resultados. Isso se justifica por algumas características destes sistemas que os diferem dos sistemas de transmissão, como uma forte radialidade, baixas relações X/R, e uma elevada presença de cargas e alimentadores desbalanceados, incluindo circuitos monofásicos e bifásicos.

Em contrapartida, o BFS é um método que se destaca por possuir uma boa aplicação em sistemas de distribuição desbalanceados. Como este trabalho foca no método BFS, esta seção é dedicada a apresentação de uma revisão bibliográfica sobre

essa abordagem, destacando alguns trabalhos presentes na literatura ao longo dos últimos anos que foram considerados relevantes e serviram de base para o desenvolvimento desta dissertação.

O método BFS para solução de fluxo de potência em sistemas de distribuição radiais foi originalmente proposto por Kersting (1976) e foi seguido por Shirmohammadi *et al.* (1988), onde foi proposto um método de solução para lidar com sistemas fracamente malhados. Isto é feito através da conversão do sistema em um sistema estritamente radial por meio de injeções de corrente e consequente aplicação do método BFS. De forma sucinta o algoritmo é realizado por meio de duas etapas: a etapa *Backward Sweep* (BS), em que as correntes nos ramos são calculadas e a etapa *Forward Sweep* (FS), na qual as tensões nas barras são atualizadas.

Métodos similares foram propostos por Cespedes (1990) e por Luo e Semlyen (1990). No primeiro método, apenas a magnitude da tensão foi utilizada para a solução do fluxo de potência, sendo o ângulo da tensão eliminado das equações a serem solucionadas. No segundo método, as equações de corrente do fluxo de potência foram substituídas por equações quadráticas baseadas nas potências ativa e reativa. Destaca-se ainda que o algoritmo proposto por Luo e Semlyen (1990) foi estendido para representação da geração distribuída (barras do tipo PV).

Na sequência dos anos, diversos autores propuseram modificações e melhorias no método BFS. Cheng e Shirmohammadi (1995) apresentaram um algoritmo para análise dos sistemas de distribuição em tempo real. Esse algoritmo foi estendido para aplicação em sistemas trifásicos desbalanceados e também conteve um método para incorporar as barras do tipo PV e instruções para operação dos reguladores de tensão em modo automático. Em Haque (1996) foi detalhado e incorporado o modelo de carga dependente da tensão ao método BFS. Enquanto que em Zhu e Tomsovic (2002) foi implementado um algoritmo com a incorporação da GD e também de um transformador trifásico, cuja metodologia foi desenvolvida por Baran e Staton (1997).

Outros autores propuseram modificações em alguma das etapas do método BFS tradicional de modo que o desempenho computacional e o processo de convergência do método fossem melhorados. Isso pode ser visto em Liu, Salama e Mansour (2002) em que é utilizada uma relação entre tensões do sistema para o controle de convergência, bem como em Teng (2003) e em Baldwin e Lewis (2004). Nesses dois últimos trabalhos foi obtida uma melhoria na eficiência do tempo computacional do BFS através da

utilização de matrizes que relacionam as correntes injetadas com as correntes dos ramos e as correntes dos ramos com as tensões nas barras.

Normalmente os cabos neutro e terra na maioria das aplicações de fluxo de potência têm seus efeitos incorporados aos dos condutores de fase através da redução de *Kron*. Como eles não são explicitamente representados, suas correntes e tensões permanecem desconhecidas. No entanto, em algumas aplicações, como análises de qualidade e segurança de energia, conhecer o que está acontecendo nesses cabos pode ser de interesse. Dessa maneira, Ciric, Feltrin e Ochoa (2003) propuseram um algoritmo de fluxo de potência para redes trifásicas de distribuição radiais a quatro condutores baseado no BFS. Nesse trabalho tanto o fio neutro como o terra foram explicitamente representados.

Devido à dificuldade em modelar os transformadores trifásicos de distribuição para aplicação no BFS, até então poucos trabalhos levavam em conta sua incorporação nos algoritmos baseados nesse método. Diante disso, Wang, Chen e Li (2004) e Xiao, Yu e Yan (2006) apresentaram um método para o emprego de diferentes conexões de transformadores trifásicos no BFS. O método desenvolvido foi empregado de forma a resolver o problema da singularidade de algumas matrizes que surgem a partir de determinadas conexões dos transformadores, tornando-o apto a solucionar as equações de tensão e de corrente empregadas no BFS para quaisquer conexões dos enrolamentos desses equipamentos.

Com o aumento da presença das GDs nas redes de distribuição, diversos autores realizaram estudos e análises que levavam em conta sua presença nos algoritmos BFS. Carpaneto, Chicco e Akilmali (2006) apresentaram um método para alocação de perdas em uma rede de distribuição radial com a presença de GD, a partir da decomposição das correntes dos ramos.

Já Khushalani, Solanki e Schulz (2006) e Khushalani, Solanki e Schulz (2007) propuseram um método para modelar as GDs tanto como barras do tipo PQ, sem que suas tensões terminais sejam controladas, quanto barras do tipo PV, quando as tensões nos seus terminais são mantidas a um nível desejado. Destaca-se que no segundo caso é necessário o acréscimo de um novo controle ao método BFS tradicional. Esse controle atua de forma a verificar se a tensão na barra do gerador foi mantida no nível pretendido. Caso negativo, injeções de corrente adicionais são calculadas devido a compensação de potência reativa necessária para manter a tensão no valor especificado.

Também foi proposta uma metodologia para lidar com barras do tipo PV na resolução de fluxo de potência em sistemas radiais em Augugliaro *et al.* (2008), mas que lida apenas com sistemas monofásicos.

Outra técnica que propunha uma melhoria no processo de convergência do BFS foi vista em Chang, Chu e Wang (2007). Os autores se basearam em um princípio de proporção linear visando a determinação de uma relação entre tensões especificadas e calculadas para ser utilizada na atualização das tensões durante a etapa FS. Testes foram feitos e os resultados foram comparados com algoritmos já empregados na literatura e a aplicabilidade do método pôde ser comprovada pelo aumento da eficiência computacional a nenhum custo de resultado.

A questão da aplicação do método BFS em redes fracamente malhadas foi abordada em Wu e Zhang (2008). Nesse trabalho foi proposto um algoritmo para solução de redes trifásicas de distribuição fracamente malhadas, mantendo satisfatória a velocidade de convergência. O método apresentado foi comparado como sendo equivalente ao método de Newton com a matriz jacobiana constante e possui características de convergência lineares.

Em Eminoglu e Hocaoglu (2008) um trabalho bastante interessante foi realizado. Os autores apresentaram uma vasta revisão bibliográfica de diferentes algoritmos baseados no método BFS desenvolvidos até o ano de 2008. Nesse trabalho foram discutidos, apresentados e comparados diversos algoritmos que utilizam das leis de *Kirchhoff* de corrente (KCL) e de tensão (KVL) e também algoritmos que utilizam das equações quadráticas. Os algoritmos foram avaliados tanto qualitativamente quanto quantitativamente.

Uma nova abordagem para a modelagem dos transformadores de distribuição e dos reguladores automáticos de tensão em algoritmos baseados no BFS pode ser vista em Eminoglu e Hocaoglu (2009). Para a modelagem do transformador é utilizado um modelo de componentes simétricos. Para os reguladores, uma razão entre a tensão calculada e a especificada é usada para atualizar a posição dos tapes.

Em Araujo *et al.* (2010), o método BFS foi comparado com outro método para solução do fluxo de potência em sistemas de distribuição: o Método de Injeções de Correntes Trifásico (MICT), proposto por Garcia *et al.* (2000). A comparação foi realizada em vários sistemas de teste, tendo sido direcionada apenas para situações operacionais comuns de carga leve, média e pesada. Concluiu-se que ambos os métodos são adequados para simular sistemas de distribuição, nos quais o BFS teve um melhor

desempenho computacional para sistemas de carga leve e o MICT para sistemas de carga pesada. No entanto, os métodos não foram levados a limites de convergência e não foram consideradas condições operativas incomuns.

Diferentes modelos de reguladores de tensão trifásicos foram detalhadamente apresentados e modelados em Carvalho (2012) para aplicação no método BFS. Para isso, o autor se baseou no trabalho apresentado em Kersting (2010). Foram modelados reguladores com conexão em estrela aterrada, delta fechado e delta aberto.

A modelagem de diferentes conexões dos transformadores trifásicos na análise do fluxo de potência pelo BFS também pode ser vista em trabalhos mais recentes. Kocar e Lacroix (2012) se basearam em uma denominada “análise nodal modificada e aumentada” que prevê a obtenção e utilização de uma única matriz para ser usada tanto nas operações que envolvem a etapa BS quanto a etapa FS, o que o difere das modelagens propostas anteriormente.

Outro trabalho analisado ocorreu em Džafić *et al.* (2013). Nele foi proposta uma extensão do uso das componentes simétricas para solução do fluxo de potência em sistemas de distribuição pelo método BFS. A vantagem do método evidenciada pelos autores foi a melhoria no desempenho computacional comparado aos métodos tradicionais que utilizam coordenadas de fase.

O método BFS também foi usado para análises relativas a segurança de tensão. Em Abdel-Akher (2013) foi apresentado um método para a determinação da parte estável da curva PV de um sistema de distribuição radial que usa o BFS na etapa de correção. Nesse método, o carregamento do sistema foi aumentado até seu ponto de máximo carregamento (PMC) e análises feitas para diferentes cenários desbalanceados mostraram que o desequilíbrio de carga afeta muito o limite de estabilidade do sistema. Já em Ju *et al.* (2014) foi proposto um novo método para realização de um fluxo de potência continuado. O método apresentado é uma extensão do BFS e é capaz de ser usado como uma ferramenta de análise de estabilidade de tensão tanto para redes de distribuição radiais quanto para redes fracamente malhadas.

Uma outra forma de modelar as barras do tipo PV no BFS pode ser vista mais recentemente em Ju *et al.* (2014). Para isso, os autores desenvolveram um método combinando o BFS com um método baseado em NR. Isso foi feito formulando-se as barras PVs através da especificação da magnitude e ângulo da tensão, sendo a correção do desvio angular obtida através de equações do método baseado em NR.

Redes fracamente malhadas foram novamente motivos de estudos em Kersting (2015). Nesse trabalho, o autor detalha a aplicação do BFS nesses sistemas. No método desenvolvido são injetadas correntes nos pontos de interrupção de malha que são atualizadas em cada etapa do método proposto.

GDs baseadas em fontes de energia renováveis, como os geradores eólicos e solares, estão amplamente ligadas às incertezas devido ao alto grau de variabilidade em que essas fontes estão relacionadas. Com base nisso, Wang, Han e Wu (2015) propuseram um algoritmo BFS modificado que visa a análise dos impactos que as incertezas provocadas a partir da alocação de GDs podem provocar no cálculo do fluxo de potência em sistemas de distribuição desequilibrados.

1.4 OBJETIVOS DO TRABALHO

O método BFS foi amplamente estudado e desenvolvido ao longo dos últimos anos, onde diversas modificações no método original foram propostas para melhorar a representação dos sistemas de distribuição. No entanto, não foram localizados trabalhos que apresentem de forma completa o BFS com as principais modificações desenvolvidas em conjunto. Desse modo, um dos objetivos deste trabalho é a apresentação e desenvolvimento computacional de um algoritmo baseado no método BFS com os principais desenvolvimentos propostos na literatura.

Notou-se também durante o desenvolvimento deste trabalho a escassez de trabalhos com modelos explícitos para representar o controle de tape dos reguladores de queda de linha (ou reguladores de tensão) nos algoritmos baseados no BFS. Foram observadas poucas informações sobre essa representação nos artigos e trabalhos científicos encontrados na literatura. Com isso, tem-se como outro objetivo deste trabalho realizar uma explicação detalhada de um modo de implementar o controle de tape dos reguladores de tensão no método BFS.

Outro ponto constantemente negligenciado em publicações sobre métodos de sistemas de distribuição é o acoplamento eletromagnético entre dois ou mais alimentadores considerados em paralelo. Entretanto, supõe-se que a consideração desse acoplamento mútuo pode causar um impacto considerável no perfil de tensão do sistema, dependendo da configuração da rede e de algumas características construtivas dos condutores nos postes. Logo, um estudo do impacto da representação desse

acoplamento em estudos de fluxo de potência, bem como a incorporação dessa representação no método BFS podem ser considerados outros objetivos do trabalho.

Além dos modelos desenvolvidos, tem-se como objetivo a realização de análises detalhadas, que dificilmente são encontradas na literatura, no que diz respeito a alguns aspectos do método BFS, envolvendo fatores como o modelo de carga e a variação da relação X/R. Evidências analíticas são desenvolvidas para sustentar as análises realizadas e os resultados obtidos.

Um último objetivo do trabalho consiste no fato de que o BFS não é o único método de fluxo de potência a possuir ampla aplicação em sistemas elétricos de distribuição. Diversos pesquisadores também utilizam métodos baseados em NR para desenvolver seus trabalhos. Diante disso, este trabalho também tem-se como objetivo a realização de uma comparação detalhada e analítica entre o método BFS e um método baseado em NR, denominado NCIM (PENIDO *et al.*, 2013). Essa comparação foca na análise de aspectos de convergência dos métodos.

Para a realização de todos os testes serão utilizados os sistemas testes disponibilizados pelo IEEE (Distribution Test Feeders - Distribution Test Feeder Working Group - IEEE PES Distribution System Analysis Subcommittee (DSASC), 2006) (KERSTING, 2001).

1.5 PÚBLICAÇÕES RELACIONADAS AO TRABALHO

AMARAL FILHO, N. A.; SILVA, M. S. N.; ARAUJO, L. R.; PENIDO, D. R. R., 2017, “*Analysis of the Magnetic Coupling Influence between Different Feeders on Unbalanced Distribution Networks*”, CLAGTEE 2017: XII Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission – Electrical Distribution Systems.

ARAUJO, L.R.; PENIDO, D.R.R.; AMARAL FILHO, N.A.; BENETELI, T.A.P., 2017, “*Sensitivity Analysis of Convergence Characteristics in Power Flow Methods for Distribution Systems*”, International Journal of Electrical Power and Energy Systems.

1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho é composto de seis capítulos, incluindo este de introdução e os outros que serão descritos a seguir.

No Capítulo 2 é realizada uma conceituação básica dos modelos de determinados componentes comuns nas redes de distribuição que foram tratados no presente trabalho para o desenvolvimento do algoritmo baseado no método BFS.

O algoritmo BFS desenvolvido para solução de fluxo de potência de sistemas de distribuição desequilibrados é apresentado no Capítulo 3. Isso é feito através da apresentação de uma visão geral do algoritmo e pelo detalhamento das principais etapas que o compõe. Neste capítulo também é proposto o emprego de duas melhorias no método BFS. Uma delas envolve a aplicação do acoplamento mútuo que pode ocorrer entre alimentadores em paralelo, enquanto a segunda está relacionada ao controle de tape dos reguladores de tensão presentes nos sistemas de distribuição.

No Capítulo 4 são realizadas diversas análises em alguns sistemas teste disponíveis pelo IEEE. Os testes envolvem a aplicação dos modelos e abordagens propostas nesta dissertação no que diz respeito aos seguintes tópicos: acoplamento mútuo entre alimentadores, reguladores de tensão e modelagem de carga.

No Capítulo 5, o método BFS é comparado com o método NCIM em termos de algumas características de convergência. O intuito é a avaliação dos métodos quando são levados a operar em condições críticas de convergência. São considerados aspectos envolvendo a variação da relação X/R , o aumento do carregamento do sistema, a modelagem de carga e os reguladores de tensão.

Por fim, as conclusões do trabalho, bem como os possíveis trabalhos futuros são expostos no Capítulo 6.

2 MODELOS DE COMPONENTES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Para realizar a análise de fluxo de potência em um sistema de distribuição é necessário modelar matematicamente os componentes presentes nesse sistema. Os modelos devem considerar as principais características que envolvem os sistemas de distribuição, como os desequilíbrios, ramais monofásicos, bifásicos e trifásicos, dispositivos de controle com ajustes independentes por fase, modelagem para geração distribuída, transformadores de distribuição e acoplamentos entre circuitos e alimentadores (KERSTING, 2006).

Portanto, este capítulo tem como objetivo a apresentação dos modelos adotados neste trabalho para diversos componentes presentes nos sistemas de distribuição. Alguns modelos serão apresentados de forma reduzida, pois podem ser encontrados de maneira detalhada na literatura, enquanto outros modelos relacionados às propostas deste trabalho serão apresentados com um maior detalhamento.

2.2 CARGAS

O modelo polinomial (ZIP) (CHASSIN *et al.*, 2011) é o modo mais conhecido para caracterizar o comportamento estático das cargas, sendo largamente empregado em estudos de fluxo de potência. Esse modelo associa o comportamento da potência solicitada pela carga como uma combinação de três componentes, sendo eles: componente da carga com potência proporcional ao quadrado da tensão (modelo do tipo impedância constante, representada pela parcela c), componente da carga com potência diretamente proporcional a tensão (modelo do tipo corrente constante, representada pela parcela b) e componente da carga com potência não variável com a tensão (modelo do tipo potência constante, representada pela parcela a).

De maneira que o conjunto das parcelas, formado por $[a_P, b_P e c_P]$ para a potência ativa, e $[a_Q, b_Q e c_Q]$ para potência reativa, está sujeito às restrições $a_P + b_P + c_P = 1$ e $a_Q + b_Q + c_Q = 1$.

Desse modo, os valores das parcelas ativa (P) e reativa (Q) da potência que flui para uma determinada carga são dados em função do valor da tensão (V) no nó de

conexão da carga, de seus valores nominais (P_o , Q_o e V_o) e também das porcentagens das parcelas de cada tipo de carga, conforme pode ser visto na Equação (2.1).

$$\begin{aligned}
 P &= P_o \left[a_P + b_P \left(\frac{V}{V_o} \right) + c_P \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 \right] \\
 Q &= Q_o \left[a_Q + b_Q \left(\frac{V}{V_o} \right) + c_Q \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 \right]
 \end{aligned}
 \tag{2.1}$$

Os bancos de capacitores presentes nos sistemas de distribuição também podem ser modelados utilizando o modelo ZIP. Eles foram modelados neste trabalho como cargas do tipo impedância constante, injetando reativos na rede. Possuem como especificação sua potência reativa injetada em kvar na tensão nominal em kV. Os valores de suas parcelas de cada tipo de carga são de $a_Q=0$, $b_Q=0$ e $c_Q=1$.

Além disso, as cargas elétricas podem estar conectadas em estrela (Y) ou em delta (Δ). Nas cargas conectadas em Y, um dos terminais é conectado a uma das fases do sistema, enquanto que o outro terminal é conectado ao ponto comum, denominado neutro, aplicando-se assim tensões de fase na carga. Já nas cargas conectadas em Δ , cada elemento da carga é conectado entre duas fases, aplicando-se assim tensões de linha em cada um deles.

A Figura 2.1 mostra o modelo de uma carga com conexão em Y e a Figura 2.2 com conexão em Δ .

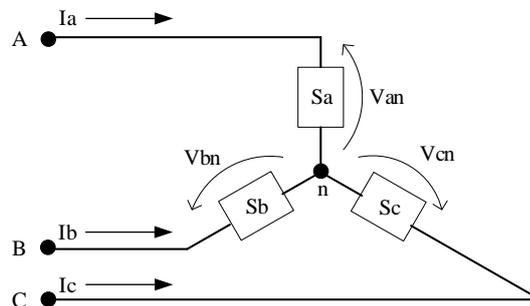


Figura 2.1: Carga conectada em Y

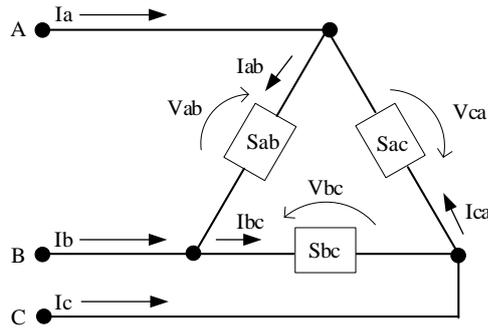


Figura 2.2: Carga conectada em Δ

O valor da corrente de fase e de linha requerida em cada fase do sistema para uma carga em Y são dados pela Equação (2.2). Já o valor da corrente de fase e de linha requerida para uma carga em Δ são dados pelas Equações (2.3) e (2.4), respectivamente.

$$I_x = \left(\frac{S_x}{V_{xn}} \right)^* \quad (2.2)$$

$$I_{xy} = \left(\frac{S_{xy}}{V_{xy}} \right)^* \quad (2.3)$$

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{ab} \\ I_{bc} \\ I_{ca} \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

Onde: I_x é a corrente de fase na fase x ; $S_x = P_x + jQ_x$ é a potência complexa requerida pela carga na fase x ; I_{xy} é a corrente de linha entre as fases x e y ; S_{xy} é a potência complexa de linha requerida pela carga entre as fases x e y ; e $(a, b$ e $c)$ são fases do sistema.

Ainda em relação as cargas, na maioria das análises em sistemas de potência, como no sistema de transmissão, a representação das cargas é realizada a parâmetros concentrados, nos nós do sistema. No entanto, nos sistemas de distribuição outra forma de representação das cargas encontrada é a distribuição de forma uniforme ao longo das seções do alimentador.

Para representar as cargas distribuídas neste trabalho considerou-se a distribuição de metade do valor da carga total para o nó de entrada e a outra metade para o nó de

saída (KERSTING, 2006). Essa representação pode ser feita sem grandes perdas nos resultados. Cabe ressaltar que essa representação tinha relação com a limitação da capacidade de processamento dos computadores das décadas passadas e também para evitar que o número de nós do sistema aumentasse drasticamente ao se modelar cada ponto da carga distribuída como um nó. Essas limitações não são mais necessárias, porém estão sendo realizadas apenas para comparação de resultados com outros métodos que assim realizam a modelagem.

2.3 ALIMENTADORES DE DISTRIBUIÇÃO

Os alimentadores de distribuição foram modelados neste trabalho conforme o denominado modelo pi equivalente (KERSTING, 2006). Esse modelo é caracterizado por três diferentes parâmetros: a resistência série R_{km} , a reatância indutiva X_{km} , e a admitância *shunt* Y_{sh} , onde os dois primeiros formam a impedância série Z_{km} .

A Figura 2.3 mostra o modelo destacado, que pode ser utilizado para alimentadores trifásicos, bifásicos ou monofásicos, bastando representar apenas os elementos existentes em cada caso.

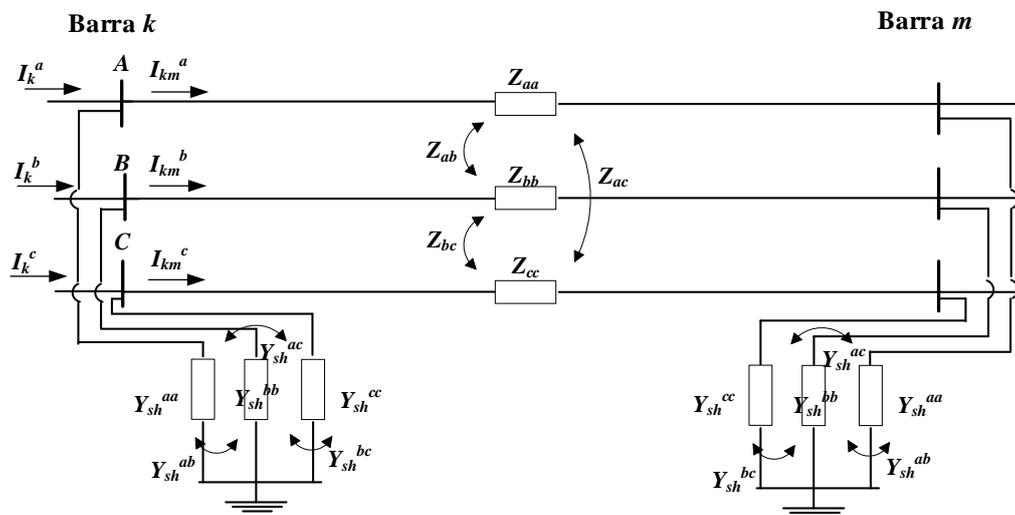


Figura 2.3: Modelo pi equivalente de um alimentador de distribuição trifásico

Um conjunto de equações pode ser desenvolvido para modelar todos os segmentos de linha do sistema da Figura 2.3. A Equação (2.5) é obtida a partir da lei de *Kirchhoff* das tensões, enquanto que a Equação (2.6) é obtida pela lei de *Kirchhoff* das correntes.

$$\begin{bmatrix} V_k^a \\ V_k^b \\ V_k^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_m^a \\ V_m^b \\ V_m^c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{km}^a \\ I_{km}^b \\ I_{km}^c \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

$$\begin{bmatrix} I_k^a \\ I_k^b \\ I_k^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} V_k^a - V_m^a \\ V_k^b - V_m^b \\ V_k^c - V_m^c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Y_{sh}^{aa} & Y_{sh}^{ab} & Y_{sh}^{ac} \\ Y_{sh}^{ba} & Y_{sh}^{bb} & Y_{sh}^{bc} \\ Y_{sh}^{ca} & Y_{sh}^{cb} & Y_{sh}^{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_k^a \\ V_k^b \\ V_k^c \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

Onde: V_k^x é a tensão na barra k na fase x ; V_m^x é a tensão na barra m na fase x ; Z_{xx} é a impedância própria da fase x ; Z_{xy} é a impedância mútua entre as fases x e y ; I_{km}^x é a corrente no ramo km na fase x ; I_k^x é a corrente no nó k na fase x ; Y_{sh}^{xx} é a admitância *shunt* própria da fase x ; Y_{sh}^{xy} é a admitância *shunt* mútua entre as fases x e y .

Para o cálculo das impedâncias e admitâncias das matrizes apresentadas são utilizadas as equações de *Carson* modificadas (KERSTING, 2006). O cálculo das impedâncias é sucintamente apresentado na seção a seguir e maiores detalhes podem ser vistos em Kersting (2006).

2.3.1 Alimentadores em Paralelo

As distribuidoras de energia têm como prática comum a construção de seus alimentadores de forma que estejam em boa parte do percurso em paralelo com dois ou mais alimentadores podendo ser construídos em um mesmo poste em determinada geometria ou correrem em paralelo em postes separados.

Exemplos encontrados nas distribuidoras: quando dois alimentadores partilham de um mesmo poste desde a subestação até um determinado momento em que se ramificam para atenderem suas áreas de serviço ou quando em um determinado trecho da rede de distribuição dois alimentadores que partiram para lugares distintos na subestação convergem em um mesmo ponto e a partir daí percorrem um determinado trecho em paralelo dividindo o mesmo poste até que novamente se ramifiquem (KERSTING, 2005).

Quando alguma dessas situações ocorre existe um acoplamento eletromagnético entre os alimentadores. A consideração desse acoplamento pode causar um efeito significativo nas variáveis do sistema, inclusive no perfil de tensão dos alimentadores (ARAÚJO, 2017), dependendo da configuração da rede de distribuição e de algumas

características construtivas, como a distância entre os condutores dos dois alimentadores e a geometria dos condutores nos postes. No entanto, esse acoplamento eletromagnético é normalmente negligenciado na maioria dos trabalhos vistos na literatura. Dessa maneira, uma das contribuições deste trabalho é um estudo do impacto da representação desse acoplamento em estudos de fluxo de potência, que será apresentado adiante no trabalho.

Dois alimentadores construídos em um mesmo poste, estando fisicamente em paralelo podem ser vistos esquematicamente na Figura 2.4.

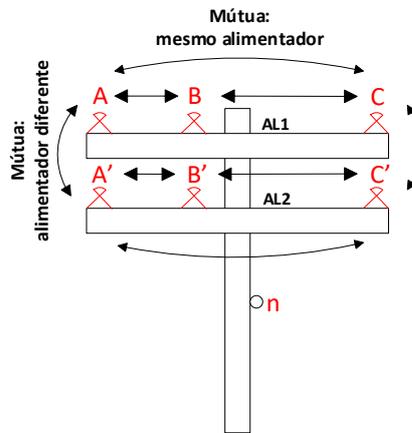


Figura 2.4: Dois alimentadores em paralelo construídos em um mesmo poste

A matriz de impedância primitiva de um alimentador pode ser determinada a partir das equações modificadas de *Carson* (KERSTING, 2006), dadas pelas Equações (2.7) e (2.8).

$$z_{ii} = r_c + r_d + j0,07537 \left(\ln \frac{1}{RMG_i} + 6,74580 \right) \quad (2.7)$$

$$z_{ij} = r_d + j0,07537 \left(\ln \frac{1}{D_{ij}} + 6,74580 \right) \quad (2.8)$$

Onde: z_{ii} é a impedância própria do condutor i em Ω/km ; z_{ij} é a impedância mútua entre os condutores i e j em Ω/km ; r_c é a resistência do condutor i em Ω/km ; r_d é a resistência do solo dada por $0,05919 \Omega/\text{km}$; RMG_i é o raio médio geométrico do condutor i em metros; D_{ij} é a distância entre os condutores i e j em metros; considerando uma resistividade do solo típica de $100 \Omega \cdot \text{m}$ e uma frequência de 60 Hz .

No caso da Figura 2.4, como os dois alimentadores estão construídos no mesmo poste, só há um condutor neutro presente, totalizando assim uma matriz primitiva 7×7 . No entanto, no caso de dois alimentadores em paralelo estarem em postes diferentes, mas próximos, provavelmente cada poste possuirá seu condutor neutro, havendo, assim, uma matriz primitiva 8×8 .

Para facilitar as aplicações, a matriz de impedância primitiva deve ser reduzida a uma matriz que consiste apenas nas impedâncias próprias e mútuas equivalentes para os condutores de fase. Isso pode ser realizado no caso de neutros solidamente aterrados, que é o caso dos sistemas brasileiros. Dessa maneira, no caso de dois alimentadores trifásicos dividindo um único poste pode-se chegar a uma matriz 6×6 . Para isso, utiliza-se da redução de *Kron* aplicada na matriz original.

Para exemplificar, dado um sistema formado por três condutores de fase mais o condutor neutro, as Equações (2.9) e (2.10) são utilizadas para modelar o sistema. A técnica da redução de *Kron* pode ser realizada, caso o neutro seja solidamente aterrado, conforme a Equação (2.11), onde a matriz de impedância em (2.9) se reduz à matriz (2.12).

$$\begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \\ V_{ng} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V'_{ag} \\ V'_{bg} \\ V'_{cg} \\ V'_{ng} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{an} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bn} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{cn} \\ Z_{na} & Z_{nb} & Z_{nc} & Z_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_n \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

$$\begin{bmatrix} [V_{abc}] \\ [V_{ng}] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [V'_{abc}] \\ [V'_{ng}] \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} [Z_{ij}] & [Z_{in}] \\ [Z_{nj}] & [Z_{nn}] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [I_{abc}] \\ [I_n] \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

$$[Z_{abc}] = [Z_{ij}] - [Z_{in}][Z_{nn}]^{-1}[Z_{nj}] \quad (2.11)$$

$$[Z_{abc}] = [Z_{fase}] = \begin{bmatrix} Z'_{aa} & Z'_{ab} & Z'_{ac} \\ Z'_{ba} & Z'_{bb} & Z'_{bc} \\ Z'_{ca} & Z'_{cb} & Z'_{cc} \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

Onde: V_{xg} é a tensão entre a fase x e o terra; V_{ng} é a tensão entre o neutro e o terra; Z_{xn} é a impedância mútua entre a fase x e o neutro; Z_{nn} é a impedância própria do neutro; I_n é a corrente no neutro; e Z_{fase} é uma matriz que consiste apenas nas impedâncias próprias e mútuas equivalentes para os condutores de fase.

Dessa maneira, a matriz de impedância de fase Z_{fase} para a configuração do poste dado pela Figura 2.4, após a redução de *Kron*, pode ser vista pela matriz (2.13). Além disso, essa matriz pode ser dividida em quatro matrizes 3×3 , conforme a matriz (2.14).

$$[Z_{fase}] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{aa'} & Z_{ab'} & Z_{ac'} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{ba'} & Z_{bb'} & Z_{bc'} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{ca'} & Z_{cb'} & Z_{cc'} \\ Z_{a'a} & Z_{a'b} & Z_{a'c} & Z_{a'a'} & Z_{a'b'} & Z_{a'c'} \\ Z_{b'a} & Z_{b'b} & Z_{b'c} & Z_{b'a'} & Z_{b'b'} & Z_{b'c'} \\ Z_{c'a} & Z_{c'b} & Z_{c'c} & Z_{c'a'} & Z_{c'b'} & Z_{c'c'} \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

$$[Z_{fase}] = \begin{bmatrix} Z_{abc, AL1 - AL1} & Z_{abc, AL1 - AL2} \\ Z_{abc, AL2 - AL1} & Z_{abc, AL2 - AL2} \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

Como os alimentadores em paralelo estão acoplados eletromagneticamente, além das impedâncias mútuas devido aos condutores em um mesmo alimentador, também existem as impedâncias mútuas que ocorrem devido ao acoplamento dos condutores dos dois alimentadores diferentes, conforme pode ser visto na Figura 2.4.

No caso da matriz apresentada em (2.14), as matrizes da diagonal principal $Z_{abc, AL1 - AL1}$ e $Z_{abc, AL2 - AL2}$ representam o acoplamento eletromagnético entre condutores de um mesmo alimentador, enquanto que as matrizes $Z_{abc, AL1 - AL2}$ e $Z_{abc, AL2 - AL1}$ correspondem ao acoplamento eletromagnético entre condutores de alimentadores diferentes.

Vale ressaltar que nos exemplos destacados, bem como no exemplo mostrado na Figura 2.4, ambos os alimentadores estão no mesmo nível de tensão. No entanto, é possível que um mesmo poste sirva como base estrutural para dois alimentadores de dois níveis de tensão diferentes. Tal situação também é uma prática comum utilizada em muitos países em que um alimentador de média tensão (MT) (por exemplo, tensões como 34,5kV, 13,8kV, 6,24kV, 4,8kV, etc.) e outro de baixa tensão (BT) (por exemplo, tensões como 480V, 240V, 120V) dividem um mesmo poste e há um acoplamento eletromagnético entre eles. Essa situação pode ser modelada de forma semelhante ao apresentado.

2.4 TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS

Os transformadores trifásicos podem apresentar diversas conexões para os enrolamentos tanto do lado primário quanto do secundário, como $Y_{aterrado}$ - $Y_{aterrado}$, $Y_{aterrado}$ - Δ , Δ - Δ e Δ - $Y_{aterrado}$. Com isso, para uma correta modelagem desses componentes, todas essas e outras conexões não exemplificadas, inclusive conexões não usuais, devem poder ser implementadas nos modelos desenvolvidos de forma a se criar um modelo trifásico completo que consiga lidar com diversas situações, inclusive desequilibradas.

O foco desta dissertação, em relação aos transformadores, é a possibilidade de representação das principais conexões dos transformadores trifásicos encontrados nos sistemas de distribuição brasileiros.

Em Chen *et al.* (1991) foi apresentada uma modelagem de um transformador trifásico por meio de dois blocos, conforme a Figura 2.5. O bloco série representa as conexões dos enrolamentos e a matriz de admitância de dispersão Y_T , enquanto o bloco em derivação representa a modelagem das perdas de potências ativa e reativa no núcleo do transformador. O estudo feito neste trabalho foca apenas no bloco série.

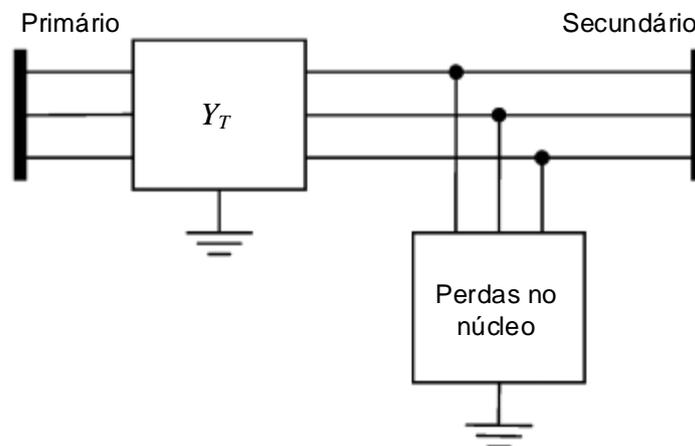


Figura 2.5: Modelo de um transformador trifásico em blocos

Para montar Y_T é necessária primeiramente a determinação de uma matriz denominada como matriz de admitâncias de barras Y_{barra} que contém as admitâncias próprias e mútuas entre as fases do transformador e a informação de como as bobinas dos transformadores estão conectadas.

A matriz Y_{barra} pode ser determinada a partir de duas matrizes: a matriz de admitância primitiva do transformador Y_{prim} , formada pelos elementos da rede; e a matriz de incidência A que relaciona cada nó a um determinado ramo do sistema.

A matriz de admitância primitiva é obtida a partir da inversão da matriz de impedância primitiva Z_{prim} . Esta por sua vez é dada conforme a Equação (2.15), no caso de um transformador de núcleo trifásico de dois enrolamentos (SILVA, 2004).

$$Z_{prim} = \begin{bmatrix} Z_{Ap} & Z_{ApBp} & Z_{ApCp} & Z_{ApAs} & Z_{ApBs} & Z_{ApCs} \\ Z_{BpAp} & Z_{Bp} & Z_{BpCp} & Z_{BpAs} & Z_{BpBs} & Z_{BpCs} \\ Z_{CpAp} & Z_{CpBp} & Z_{Cp} & Z_{CpAs} & Z_{CpBs} & Z_{CpCs} \\ \hline Z_{AsAp} & Z_{AsBp} & Z_{AsCp} & Z_{As} & Z_{AsBs} & Z_{AsCs} \\ Z_{BsAp} & Z_{BsBp} & Z_{BsCp} & Z_{BsAs} & Z_{Bs} & Z_{BsCs} \\ Z_{CsAp} & Z_{CsBp} & Z_{CsCp} & Z_{CsAs} & Z_{CsBs} & Z_{Cs} \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

Onde: (A , B e C) representam as fases do sistema; e p e s representam as grandezas dos lados primário e secundário, respectivamente.

Destaca-se que no caso de transformadores trifásicos formados por um conjunto de bancos de transformadores monofásicos, como os enrolamentos das fases estão envoltos ou envolvidos em núcleos distintos, as impedâncias mútuas entre as fases distintas são nulas na Equação (2.15) (SILVA, 2004).

Com isso, a matriz de impedância primitiva pode ser obtida através da Equação (2.16).

$$Y_{prim} = (Z_{prim})^{-1} \quad (2.16)$$

A matriz de incidência A representa as várias conexões dos transformadores trifásicos. Ela é dada conforme a Equação (2.17).

$$A = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1m} \\ a_{21} & a_{22} & \dots & a_{2m} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ a_{n1} & a_{n2} & \dots & a_{nm} \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

Onde: $a_{km} = +1$, se a corrente em um determinado ramo km está saindo do nó; $a_{km} = -1$, se a corrente no ramo km está chegando no nó; e $a_{km} = 0$, se o nó k não está conectado ao nó m .

Como exemplo, considere um transformador trifásico de dois enrolamentos com seu primário ligado em estrela solidamente aterrado e o seu secundário ligado em delta, como mostra a Figura 2.6 (SILVA, 2004).

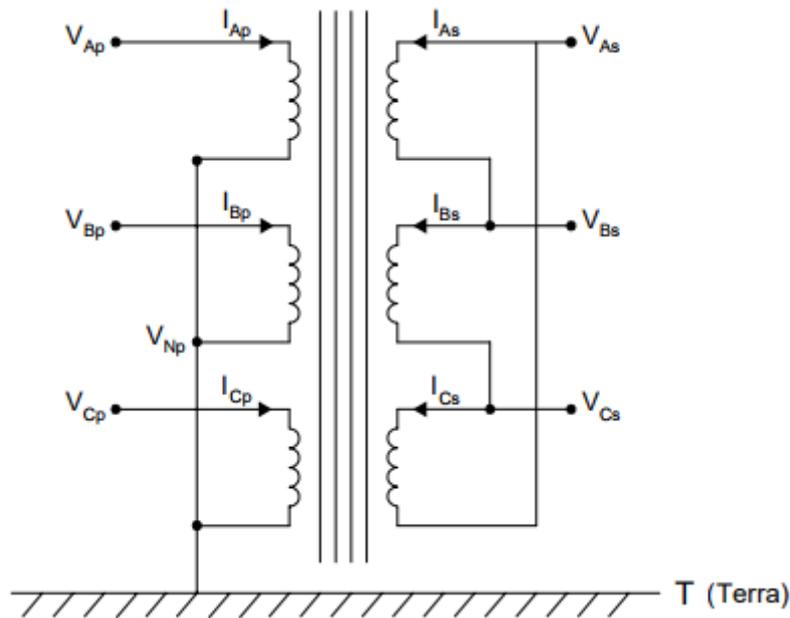


Figura 2.6: Transformador trifásico de dois enrolamentos conectado em $Y_{aterrado} - \Delta$ (SILVA, 2004)

A matriz de incidência nodal A que representa esta conexão é dada pela Equação, (2.18), onde as linhas da matriz representam os ramos e as colunas os nós.

$$\begin{array}{c}
 V_{Ap} \quad V_{Bp} \quad V_{Cp} \quad V_{As} \quad V_{Bs} \quad V_{Cs} \quad V_{Np} \\
 \begin{array}{c}
 V_{Ap} V_{Np} \\
 V_{Bp} V_{Np} \\
 V_{Cp} V_{Np} \\
 V_{As} V_{Bs} \\
 V_{Bs} V_{Cs} \\
 V_{Cs} V_{As} \\
 V_{Np} T
 \end{array}
 \begin{bmatrix}
 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \\
 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \\
 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & -1 \\
 0 & 0 & 0 & 1 & -1 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -1 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 1 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1
 \end{bmatrix}
 \end{array} \quad (2.18)$$

Dessa maneira, a matriz Y_{barra} é dada conforme a Equação (2.19) (GORMAN; GRAINGER, 1992).

$$Y_{barra} = AY_{prim}A^T \quad (2.19)$$

No caso de neutros solidamente aterrados, tais como os sistemas de distribuição brasileiros, a matriz Y_T é obtida através da aplicação da redução de *Kron* na matriz Y_{barra} , eliminando os nós neutros até se obter uma matriz 6×6 . A matriz dada pela Equação (2.20) mostra como a matriz Y_T pode ser formada por um conjunto de quatro matrizes que relacionam as matrizes de admitâncias próprias do primário Y_{pp} e do secundário Y_{ss} e as matrizes de admitâncias mútuas Y_{ps} e Y_{sp} entre os lados primário e secundário do transformador.

$$[Y_T] = \begin{bmatrix} Y_{pp} & Y_{ps} \\ Y_{sp} & Y_{ss} \end{bmatrix} \quad (2.20)$$

A matriz Y_T para diversas conexões de transformadores trifásicos pode ser visualizada na Tabela 2-1 e na Tabela 2-2 para, respectivamente, transformadores abaixadores e elevadores (CHEN et al., 1991) (XIAO; YU; YAN, 2006).

Tabela 2-1 - Matrizes para conexões usuais de transformadores abaixadores

Primário	Secundário	Y_{pp}	Y_{ss}	Y_{ps}	Y_{sp}
$Y_{aterrado}$	$Y_{aterrado}$	Y_I	Y_I	$-Y_I$	$-Y_I$
$Y_{aterrado}$	Y	Y_{II}	Y_{II}	$-Y_{II}$	$-Y_{II}$
$Y_{aterrado}$	Δ	Y_I	Y_{II}	Y_{III}	Y_{III}^T
Y	$Y_{aterrado}$	Y_{II}	Y_{II}	$-Y_{II}$	$-Y_{II}$
Y	Y	Y_{II}	Y_{II}	$-Y_{II}$	$-Y_{II}$
Y	Δ	Y_{II}	Y_{II}	Y_{III}	Y_{III}^T
Δ	$Y_{aterrado}$	Y_{II}	Y_I	Y_{III}	Y_{III}^T
Δ	Y	Y_{II}	Y_{II}	Y_{III}	Y_{III}^T
Δ	Δ	Y_{II}	Y_{II}	$-Y_{II}$	$-Y_{II}$

Tabela 2-2 - Matrizes para conexões usuais de transformadores elevadores

Primário	Secundário	Y_{pp}	Y_{ss}	Y_{ps}	Y_{sp}
$Y_{aterrado}$	$Y_{aterrado}$	Y_I	Y_I	$-Y_I$	$-Y_I$
$Y_{aterrado}$	Y	Y_{II}	Y_{II}	$-Y_{II}$	$-Y_{II}$
$Y_{aterrado}$	Δ	Y_I	Y_{II}	Y_{III}^T	Y_{III}
Y	$Y_{aterrado}$	Y_{II}	Y_{II}	$-Y_{II}$	$-Y_{II}$
Y	Y	Y_{II}	Y_{II}	$-Y_{II}$	$-Y_{II}$
Y	Δ	Y_{II}	Y_{II}	Y_{III}^T	Y_{III}
Δ	$Y_{aterrado}$	Y_{II}	Y_I	Y_{III}^T	Y_{III}
Δ	Y	Y_{II}	Y_{II}	Y_{III}^T	Y_{III}
Δ	Δ	Y_{II}	Y_{II}	$-Y_{II}$	$-Y_{II}$

Onde:

$$[Y_I] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} y_r ; [Y_{II}] = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} y_r \quad (2.21)$$

$$[Y_{III}] = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \\ 1 & 0 & -1 \end{bmatrix} y_r$$

- y_r : admitância de dispersão por unidade do transformador. Para simplificação, ela é assumida como sendo igual para as três fases. No caso de transformadores com admitâncias desbalanceadas, suas matrizes de admitâncias são mais complexas, não sendo válidas as matrizes da Tabela 2-1 e da Tabela 2-2 (XIAO; YU; YAN, 2006).

Caso o transformador possua tapes é necessário incluir essa relação na matriz de admitância, sendo utilizadas as variáveis α e β , onde α é o tape do primário e β é o tape do secundário. Assim, as matrizes Y_{pp} , Y_{ss} , Y_{ps} e Y_{sp} são modificadas da seguinte forma (WANG; CHEN; LI, 2004):

- Divide-se a matriz de admitância própria do primário (Y_{pp}) por α^2 .
- Divide-se a matriz de admitância própria do secundário (Y_{ss}) por β^2 .
- Divide-se as matrizes de admitância mútuas (Y_{ps} e Y_{sp}) por $\alpha\beta$.

A matriz apresentada em (2.22) exemplifica uma matriz de admitância Y_T de um transformador trifásico elevador cuja conexão de seus enrolamentos é de Δ - $Y_{aterrado}$ e que possui relação entre tapes de $\alpha:\beta$.

$$[Y_T] = \begin{bmatrix} \frac{2y_T}{3\alpha^2} & \frac{-y_T}{3\alpha^2} & \frac{-y_T}{3\alpha^2} & \frac{-y_T}{\sqrt{3}\alpha\beta} & 0 & \frac{y_T}{\sqrt{3}\alpha\beta} \\ \frac{-y_T}{3\alpha^2} & \frac{2y_T}{3\alpha^2} & \frac{-y_T}{3\alpha^2} & \frac{y_T}{\sqrt{3}\alpha\beta} & \frac{-y_T}{\sqrt{3}\alpha\beta} & 0 \\ \frac{-y_T}{3\alpha^2} & \frac{-y_T}{3\alpha^2} & \frac{2y_T}{3\alpha^2} & 0 & \frac{y_T}{\sqrt{3}\alpha\beta} & \frac{-y_T}{\sqrt{3}\alpha\beta} \\ \frac{-y_T}{\sqrt{3}\alpha\beta} & \frac{y_T}{\sqrt{3}\alpha\beta} & 0 & \frac{y_T}{\beta^2} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{-y_T}{\sqrt{3}\alpha\beta} & \frac{y_T}{\sqrt{3}\alpha\beta} & 0 & \frac{y_T}{\beta^2} & 0 \\ \frac{y_T}{\sqrt{3}\alpha\beta} & 0 & \frac{-y_T}{\sqrt{3}\alpha\beta} & 0 & 0 & \frac{y_T}{\beta^2} \end{bmatrix} \quad (2.22)$$

A relação entre a matriz Y_T com as tensões de fase trifásicas V_P do primário e V_S do secundário do transformador e as injeções de corrente I_P no primário e I_S no secundário do transformador pode ser vista na Equação (2.23).

$$\begin{bmatrix} I_P \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{pp} & Y_{ps} \\ Y_{sp} & Y_{ss} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_P \\ V_S \end{bmatrix} \quad (2.23)$$

2.5 REGULADORES DE TENSÃO

O regulador de tensão é um equipamento importante em sistemas de distribuição, e, portanto, importante de ser modelado. Ele consiste basicamente na combinação de um autotransformador com um mecanismo de mudança de tape (KERSTING, 2006). A variação da tensão na saída do regulador é obtida pela mudança dos tapes dos enrolamentos do autotransformador. A posição dos tapes é determinada por um circuito de controle, denominado como compensador de queda de linha. O objetivo do compensador é corrigir a queda de tensão que ocorre no alimentador entre o regulador e o centro de carga do sistema.

Reguladores de tensão tradicionais contém um comutador capaz de uma regulagem de $\pm 10\%$, normalmente em 32 passos, o que equivale a $5/8\%$ por passo, ou

uma variação de 0,75V por passo, na base do circuito de controle de 120V (KERSTING, 2006).

2.5.1 Circuito de Controle - Compensador de queda de linha

O circuito do compensador é quem realiza o controle da mudança de tape do regulador. A Figura 2.7 ilustra um esboço simplificado desse circuito, mostrando como ele é conectado ao alimentador através de dois transformadores (um de tensão e outro de corrente).

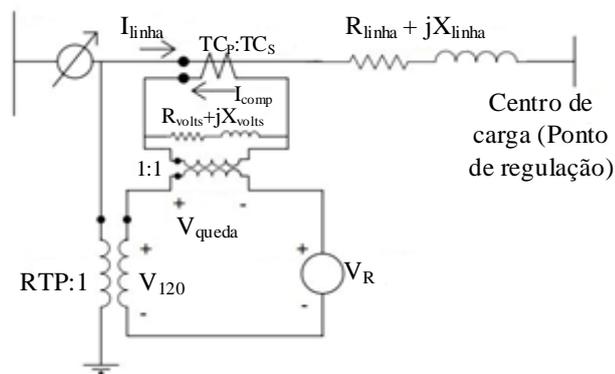


Figura 2.7: Circuito simplificado de controle do regulador de tensão (KERSTING, 2006)

Geralmente o circuito de controle opera em uma tensão de 120V (o que requer que o transformador de tensão na Figura 2.7 reduza a tensão nominal do sistema para a escala em 120V) e existem os seguintes ajustes e parâmetros:

- **Nível de Tensão:** nível de tensão desejado (na base de 120V) a ser mantido no ponto de regulação (centro de carga). O centro de carga pode ser o terminal de saída do regulador ou então algum nó remoto do alimentador.
- **Largura de Banda:** variação permitida da tensão no centro de carga a partir do nível de tensão ajustado. A tensão mantida no centro de carga será \pm a metade da largura de banda. Por exemplo, caso o nível de tensão seja ajustado em 122V e a largura de banda seja ajustada em 2V, o regulador irá mudar os tapes até que a tensão no centro de carga fique entre 121 e 123V.
- **Atraso de Tempo:** período de tempo que uma variação de tensão deve persistir para que uma mudança de tape seja requerida. Isso impede que os

tapes mudem durante um transitório ou uma mudança curta no valor da corrente do sistema.

- R e X : parâmetros definidos em volts correspondentes à impedância equivalente entre o regulador e o centro de carga do sistema com o intuito de compensar a queda de tensão entre ambos.
- RTP: relação de transformação do transformador de potencial (TP) que alimenta o circuito do compensador.
- I_n : corrente nominal no primário do transformador de corrente (TC), cuja relação do TC (RTC) é tipicamente $I_n:5$.

Os valores de R e de X calibrados em volts tratam-se da configuração mais crítica do circuito de controle do regulador e podem ser especificados ou então devem ser calculados.

Considerando a Figura 2.7, onde a impedância equivalente $Z_{linha} = R_{linha} + jX_{linha}$ entre o regulador e o centro de carga do sistema já é conhecida, é possível determinar a configuração R e X em volts do circuito do compensador. Para isso, deve-se apenas passar Z_{linha} para a base do circuito do compensador, se atentando para um uso correto de valores de base tanto do sistema quanto do compensador. As Equações (2.24) a (2.26) mostram como seria esse processo.

$$(R + jX)_{comp} = (R_{linha} + jX_{linha})_{pu} Z_{base\ comp} \quad (2.24)$$

$$(R + jX)_{volts} = (R + jX)_{comp} TC_s \quad (2.25)$$

$$Z_{base\ comp} = \frac{V_{base\ sist}}{RTP TC_s} \quad (2.26)$$

Onde: $(R + jX)_{comp}$, $(R_{linha} + jX_{linha})_{pu}$ e $(R + jX)_{volts}$ são a impedância equivalente entre o regulador e o centro de carga do sistema, respectivamente, na base do circuito do compensador em ohms, em pu e em volts; $Z_{base\ comp}$ é a impedância base do circuito do compensador dada pela Equação (2.26); TC_s é a corrente no secundário do TC; e $V_{base\ sist}$ é a tensão base do sistema.

2.5.2 Reguladores de Tensão Monofásicos

Para um regulador de tensão monofásico, a relação entre a tensão do lado da fonte V_P e a tensão do lado da carga V_S , bem como a relação entre a corrente do lado da fonte I_P e a corrente do lado da carga I_S podem ser vistas na Equação (2.27). Já a relação entre a taxa de regulação efetiva a_R do regulador e o número de voltas do enrolamento do primário N_1 e do enrolamento do secundário N_2 pode ser vista na Equação (2.28) (KERSTING, 2006).

$$V_S = \frac{V_P}{a_R} \quad I_S = a_R I_P \quad (2.27)$$

$$a_R = 1 \pm \frac{N_2}{N_1} \quad (2.28)$$

O número de voltas de cada enrolamento não é conhecido, no entanto, cada tape muda a tensão em 5/8% ou 0,00625 por unidade. Portanto, a Equação (2.28) pode ser modificada para dar a taxa de regulação efetiva do regulador em função da posição do tape, conforme a Equação (2.29). Em ambas as equações o sinal de menos é aplicado a posição de elevação do tape e o sinal de mais aplicado a posição de redução do tape.

$$a_R = 1 \pm 0,00625 \text{tape} \quad (2.29)$$

2.5.3 Reguladores de Tensão Trifásicos

Três reguladores de tensão monofásicos podem ser conectados externamente para formar um regulador trifásico. Nesse caso, quando três reguladores monofásicos estão conectados entre si, cada regulador tem seu próprio circuito compensador e, portanto, os tapes em cada regulador são mudados separadamente. Já um regulador trifásico conectado em Y_{aterrado} possui suas ligações entre os enrolamentos monofásicos internos ao alojamento do regulador, sendo operado de modo que os tapes em todos os enrolamentos mudam juntos e, como resultado, apenas um circuito compensador é necessário (KERSTING, 2006).

Três reguladores monofásicos conectados em Y_{aterrado} com as polaridades dos enrolamentos sendo mostradas na posição de elevação são mostrados na Figura 2.8.

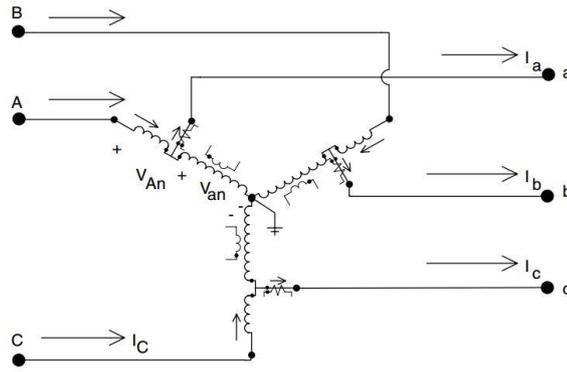


Figura 2.8: Regulador de tensão trifásico (KERSTING, 2006)

Independentemente de que o regulador está elevando ou reduzindo a tensão, aplicam-se as Equações (2.30) e (2.31) para um regulador trifásico (KERSTING, 2006).

$$[V_{LNABC}] = [a][V_{LNabc}] + [b][I_{abc}] \quad (2.30)$$

$$[I_{ABC}] = [c][V_{LNabc}] + [d][I_{abc}] \quad (2.31)$$

Em que para um regulador de tensão trifásico conectado em Y , desprezando-se a impedância em série e a admitância em derivação, têm-se:

$$[a] = \begin{bmatrix} a_{Ra} & 0 & 0 \\ 0 & a_{Rb} & 0 \\ 0 & 0 & a_{Rc} \end{bmatrix} \quad (2.32)$$

$$[b] = [c] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (2.33)$$

$$[d] = \begin{bmatrix} \frac{1}{a_{Ra}} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{a_{Rb}} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{a_{Rc}} \end{bmatrix} \quad (2.34)$$

Onde: a_{Ra} , a_{Rb} e a_{Rc} representam as taxas de regulação efetivas dos três reguladores monofásicos; (A , B e C) são as fases no lado da fonte; (a , b e c) são as fases no lado da carga; e LN é referente a valores de fase.

Nas Equações (2.32) e (2.34), a taxa de regulação efetiva de cada fase do regulador deve ser tal que não seja menor do que 0,9 e maior do que 1,1. Isso ocorre devido ao fato de apenas ser possível elevar ou reduzir o tape do regulador para +16 ou -16, apresentando, assim, 32 passos de 0,0625% por passo, o que representa 0,75V por passo na base de 120V do circuito do compensador (KERSTING, 2006).

2.6 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A Geração Distribuída (GD) é uma expressão usada para designar a geração de energia elétrica por meio de pequenas unidades geradoras instaladas em pontos estratégicos do sistema de energia, e especialmente próximos de centros de carga (BORGES; FALCAO, 2003).

O conceito de GD em si independe da potência, tecnologia e fonte energia. No entanto, as tecnologias de GD tem evoluído para potências cada vez menores e para o uso de fontes mais limpas. Destaca-se a geração por meio de painéis fotovoltaicos, microturbinas de vento e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) (SOCCOL *et al.*, 2016).

As GDs podem resultar em benefícios a todo setor elétrico, visto que a disposição da unidade de geração próxima a carga permite a diminuição das perdas associadas ao transporte de energia elétrica, além de uma maior diversificação das tecnologias empregadas para produção de energia, e assim sua escolha pode ser realizada em função dos requerimentos específicos da carga ou da disponibilidade dos recursos energéticos locais (BARBOSA FILHO, 2013).

Além disso, podem trazer benefícios às concessionárias, tais como nivelar a curva de carga, melhorar o perfil de tensão, a capacidade de geração adicional e proporcionar benefícios ambientais compensando emissões de poluentes (BEGOVIĆ *et al.*, 2001).

Na maioria dos programas de solução de fluxo de potência monofásicos, os geradores são modelados especificando o módulo e o ângulo de sua tensão ($V\theta$), ou o módulo de tensão e a potência ativa injetada (PV), ou a potência ativa e reativa injetadas (PQ) no barramento do gerador.

Em estudos de fluxo de potência trifásicos em sistemas de distribuição, as GDs são geralmente modeladas como barras do tipo PQ ou PV (KHUSHALANI; SOLANKI; SCHULZ, 2007). No estudo realizado neste trabalho serão consideradas apenas essas duas modelagens.

2.7 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

Neste capítulo apresentou-se uma breve conceituação dos modelos adotados neste trabalho para alguns componentes presentes nos sistemas de distribuição que foram considerados relevantes para a análise de fluxo de potência pelo método BFS.

3 CÁLCULO DO FLUXO DE POTÊNCIA PELO MÉTODO *BACKWARD FORWARD SWEEP*

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Os sistemas de distribuição de energia têm adquirido maior dinamismo e complexidade. Em função disso, diversos equipamentos presentes na rede de distribuição devem ser modelados nos métodos de análise de rede para permitir uma análise mais detalhada. Cita-se como exemplos os transformadores trifásicos com diferentes conexões em seus enrolamentos, os reguladores de tensão, os bancos de capacitores e as unidades de GD. Portanto, é evidente a necessidade de se desenvolver algoritmos capazes de lidar com diversos componentes, equipamentos e características comuns dos sistemas de distribuição.

Neste capítulo é apresentado um algoritmo completo baseado no método BFS para solução de fluxo de potência trifásico em sistemas de distribuição de energia, com a presença dos principais desenvolvimentos propostos na literatura. Para isso, um fluxograma geral do algoritmo é utilizado para apresentar o método proposto, sendo cada um dos passos detalhadamente explicado. Os modelos de equipamentos utilizados foram apresentados no Capítulo 2.

Além da implementação computacional do algoritmo proposto, duas melhorias foram propostas e implementadas, em relação ao encontrado em outros métodos apresentados na literatura. A primeira melhoria incorpora no algoritmo o acoplamento eletromagnético (mútuo) que pode ocorrer entre dois ou mais alimentadores considerados em paralelo, questão que é normalmente negligenciada nos trabalhos encontrados. A segunda melhoria é uma proposta para o controle de tape dos reguladores de tensão presentes nos sistemas de distribuição, juntamente com uma explicação detalhada de sua implementação no BFS. Esta questão não é abordada de forma explícita na maioria dos métodos da literatura ou não tem seus resultados comprovados em alguns poucos métodos que a abordam.

3.2 MÉTODO *BACKWARD FORWARD SWEEP*

O método de solução de fluxo de potência denominado como *Backward Forward Sweep* (BFS), ou em português método de Varredura, é um método apropriado para

solução de sistemas elétricos de potência trifásicos desbalanceados e predominantemente radiais, características essas dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Tal método se baseia no princípio de que o sistema de distribuição é modelado conforme uma árvore, em que da seção principal, representada pela subestação (barra de referência), derivam-se diversos ramos. Com base nessa árvore e a partir da aplicação das leis de *Kirchhoff* são calculados os valores de tensão ou de corrente em processos distintos, de modo que enquanto uma grandeza está sendo determinada e, conseqüentemente, corrigida ao longo do processo iterativo do método, a outra se mantém fixa.

De forma simplificada, o método pode ser generalizado através de duas etapas: *Backward Sweep* (BS) e *Forward Sweep* (FS). A primeira etapa é responsável pelo cálculo das correntes em todos os ramos da rede, enquanto a segunda etapa é responsável pelo cálculo das tensões em todos os nós do sistema.

A Figura 3.1 apresenta o fluxograma do método BFS implementado nesta dissertação. Nele são apresentadas todas as etapas do algoritmo desenvolvido.

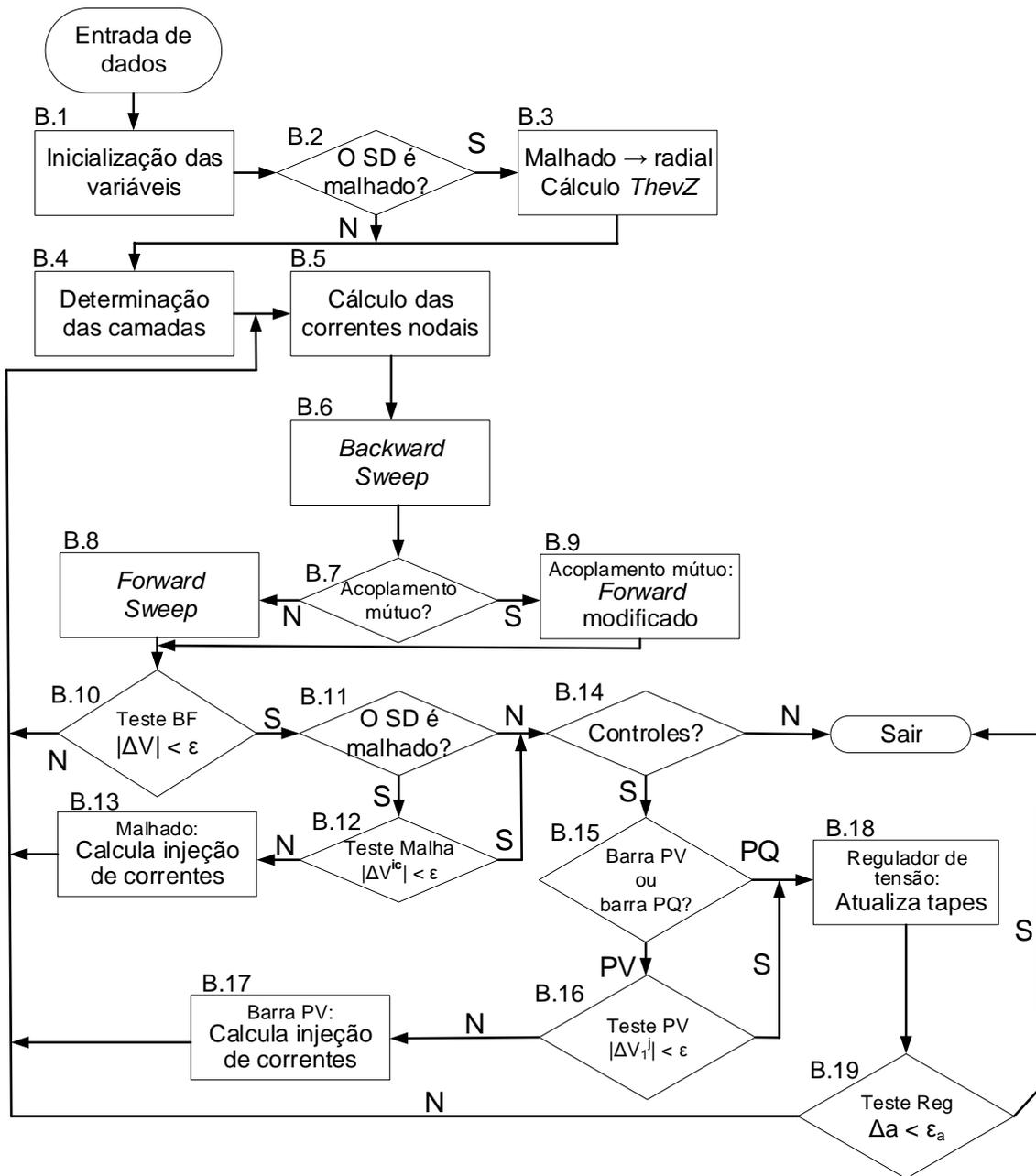


Figura 3.1: Fluxograma com a visão geral do algoritmo BFS

3.2.1 Passo B.1 - Inicialização das Variáveis

Neste passo são inicializadas todas as variáveis do problema. As tensões nodais são inicializadas com as tensões nominais do sistema. Os tapes dos reguladores de tensão são inicializados em suas posições nominais (tapes = 0). Os valores de eventuais injeções de corrente necessárias devido a presença de malhas no sistema ou de GDs representadas por barras do tipo PV são inicializados em zero.

3.2.2 Passo B.2 – Teste Referente ao Tipo de Rede (Radial ou Malhada)

O BFS é um método apropriado para solução de redes radiais. No entanto, alguns sistemas de distribuição podem apresentar uma pequena quantidade de malhas, sendo classificados como sistemas fracamente malhados. Desse modo, neste passo é necessário o teste se o sistema analisado é um sistema radial ou malhado. Caso seja um sistema malhado são necessárias etapas adicionais no algoritmo BFS. A primeira dessas etapas será descrita a seguir.

3.2.3 Passo B.3 - Malhado -> Radial e Cálculo de *ThevZ*

Para sistemas fracamente malhados é necessário utilizar um procedimento para que o método BFS possa ser aplicado. Esse procedimento é detalhado em Kersting (2015).

A etapa inicial desse procedimento envolve a separação da rede (abertura das malhas) e a determinação de uma matriz equivalente de *Thevenin* (*ThevZ*).

Considere o sistema da Figura 3.2a em que existem duas malhas. A separação da rede pode ser realizada por meio da interrupção dessas malhas através da abertura das chaves CH1 e CH2 e da injeção de pares de corrente nos nós associados a essas chaves, conforme a Figura 3.2b.

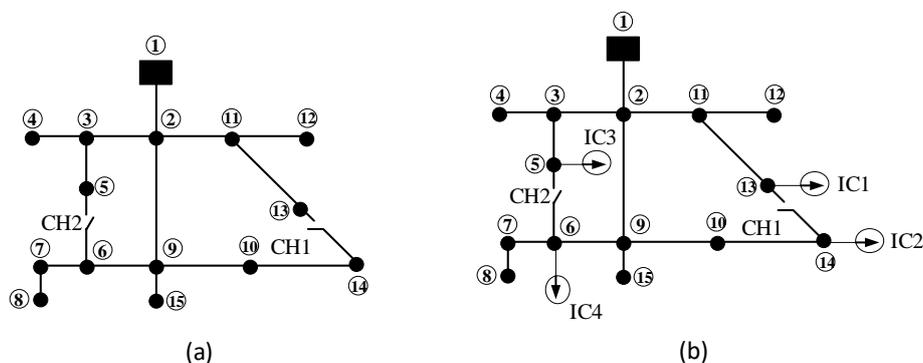


Figura 3.2: (a) Rede fracamente malhada e (b) separação da rede com injeção de correntes

A determinação de *ThevZ* envolve o cálculo da impedância equivalente de *Thevenin* em cada ponto de interrupção de malha para cada uma das fases existentes nesses pontos. Durante o processo de determinação de *ThevZ*, os pares de injeção de corrente devem ser assumidos como 1 pu e devem possuir sinais contrários.

As impedâncias equivalentes de *Thevenin* calculadas formam a matriz equivalente de *Thevenin* (*ThevZ*). A dimensão dessa matriz é correspondente ao número de fases em que há injeção de corrente, analisando cada par de injeções separadamente. Como exemplo, caso *IC1* seja uma injeção trifásica de corrente e *IC3* uma injeção monofásica, *ThevZ* tem dimensão 4×4 .

Para o cálculo de *ThevZ* é necessária a determinação das tensões nos nós em que houve a interrupção de malha, considerando apenas um par de injeção de corrente em apenas uma das fases, sendo as demais injeções e todas as cargas ajustadas em zero. Para isso, é preciso de uma rotina simples de cálculo de fluxo de potência radial, tal como o BFS. Esse processo deve ser realizado de acordo com o número de pares de injeções de corrente e de fases em que há essas injeções, ocorrendo a injeção em apenas uma das fases do sistema por processo. Em cada processo é determinada uma das colunas da matriz de *ThevZ*, dada conforme a Equação (3.1).

$$ThevZ = \frac{-\Delta V_{xy}^{ic}}{IC} \quad (3.1)$$

Onde: ΔV_{xy}^{ic} é um vetor com a diferença de tensão entre os nós x e y em que houve interrupção de malha; e IC é o módulo da corrente injetada nessas barras.

A matriz *ThevZ* será usada posteriormente no algoritmo BFS para o cálculo das correntes injetadas no passo B.13.

Em relação a convergência do método BFS, destaca-se que ela se deteriora à medida que a rede de distribuição vai se tornando mais malhada (WU; ZHANG, 2008). No entanto, a maioria das redes de distribuição, tais como as redes brasileiras e americanas, são predominantemente radiais, sendo estritamente radiais (grande maioria) ou possuindo um número pequeno de malhas perante o tamanho da rede (BARAN; KELLEY, 1995) (KUIAVA *et al.*, 2008).

3.2.4 Passo B.4 - Determinação das Camadas

Antes do início do processo iterativo de varredura do método BFS é necessária uma ordenação em camadas das barras que compõem o sistema.

O objetivo dessa ordenação é o estabelecimento da camada de qualquer barra em relação à subestação. Com essa ordenação encontra-se a sequência de trechos em que o fluxo de potência que parte da subestação deve percorrer até chegar às barras localizadas nos finais dos ramais.

Dada a rede radial mostrada na Figura 3.3, na qual a partir da subestação partem dois alimentadores diferentes, a determinação das camadas desse sistema pode ser dada conforme a Figura 3.4. O método utilizado para realizar a separação de camadas é detalhado em Shirmohammadi *et al.* (1988).

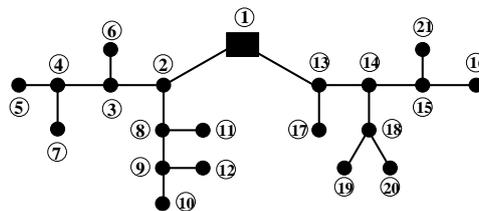


Figura 3.3: Rede radial de um sistema de distribuição

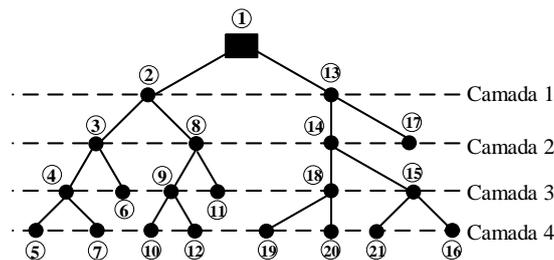


Figura 3.4: Ordenação de um sistema radial em camadas

3.2.5 Passo B.5 - Cálculo das Correntes Nodais

O cálculo das correntes nodais é o primeiro passo do processo de varredura do método BFS. Neste passo são calculadas as correntes injetadas em todos os nós do sistema, considerando as tensões fixas na iteração, devido à contribuição das cargas, banco de capacitores, admitâncias em derivação dos alimentadores de distribuição e GDs. As equações referentes a essas correntes foram apresentadas no Capítulo 2 e por serem dependentes do valor da tensão devem ser atualizadas a cada iteração do processo iterativo do método BFS.

Eventuais injeções de corrente devido a presença de malhas no sistema ou de GDs com controle de tensão também são consideradas neste passo. O cálculo destas injeções será visto ao longo deste capítulo.

3.2.6 Passo B.6 - *Backward Sweep*

Neste passo são atualizadas as correntes em todos os ramos do sistema a partir das correntes nodais encontradas no passo anterior.

De forma sucinta, as correntes requeridas por cada nó são somadas às correntes dos ramos de camadas mais inferiores que incidem no nó analisado. Como trata-se de um processo de varredura que ocorre de trás para frente, ele acontece a partir das barras localizadas na última camada da rede até a barra da subestação que corresponde a camada de referência.

Considerando um alimentador entre um nó k e um nó m , a corrente I_{km} nesse ramo é a soma das correntes dos ramos de camadas mais inferiores que incidem no nó m com a corrente requerida por esse mesmo nó, conforme a Equação (3.2). O processo detalhado é apresentado em Shirmohammadi *et al.* (1988).

$$I_{km} = -I_m + \sum_{n \in \Omega_m} I_{mn} \quad (3.2)$$

Onde: I_{km} é a corrente no ramo km ; I_m é a corrente injetada no nó m ; e $\sum_{n \in \Omega_m} I_{mn}$ é o somatório das correntes dos ramos de camadas mais inferiores que incidem no nó m .

Existe a possibilidade de o ramo analisado ser um regulador de tensão ou então um transformador. Nesses casos, o cálculo realizado na etapa BS apresenta procedimentos adicionais em relação ao cálculo para um alimentador. De forma geral, a corrente no ramo anterior ao ramo do regulador ou do transformador foi calculada a partir da Equação (3.2). Esta é a corrente no lado secundário desses equipamentos. Com isso, atualiza-se a corrente no ramo analisado passando-a para o lado primário a partir das relações de transformação.

3.2.6.1 Regulador de Tensão

Neste caso, para encontrar a corrente I_P no primário do regulador de tensão é necessário apenas o conhecimento de dois valores: a corrente I_S no secundário do transformador, já atualizada, e a taxa de regulação efetiva a_R do regulador, obtida a partir do(s) seu(s) tape(s) que são determinados por meio de um processo iterativo representado pelo passo B.18.

Considerando um regulador trifásico com três diferentes circuitos de controle (um pra cada fase), sendo a_{Ra} , a_{Rb} e a_{Rc} as taxas de regulação efetivas do regulador referentes as fases (a , b , c) do sistema, e uma relação de transformação de corrente dada pela Equação (2.27), têm-se que a corrente no seu primário é dada de acordo com a Equação (3.3).

$$\begin{bmatrix} I_P^a \\ I_P^b \\ I_P^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{I_S^a}{a_{Ra}} \\ \frac{I_S^b}{a_{Rb}} \\ \frac{I_S^c}{a_{Rc}} \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

3.2.6.2 Transformador de Distribuição

Para a determinação da corrente I_P no primário do transformador considera-se que as variáveis do secundário, tensão V_S e corrente I_S , já são conhecidas. As variáveis do primário, I_P e tensão V_P , são desconhecidas.

Dessa maneira, para encontrar I_P é necessário a construção da matriz de admitância Y_T do transformador conforme visto na seção 2.4. Essa matriz pode ser dividida em quatro matrizes, conforme a Equação (3.4).

$$[Y_T] = \begin{bmatrix} Y_{pp} & Y_{ps} \\ Y_{sp} & Y_{ss} \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

A relação de Y_T com as tensões e correntes dos dois lados do transformador é dada de acordo com a Equação (3.5).

$$\begin{bmatrix} I_P \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{pp} & Y_{ps} \\ Y_{sp} & Y_{ss} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_P \\ V_S \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

Ao isolar V_P e I_P na Equação (3.5), têm-se as Equações (3.6) e (3.7).

$$V_P = Y_{sp}^{-1} (I_S - Y_{ss} V_S) \quad (3.6)$$

$$I_P = Y_{pp} V_P + Y_{ps} V_S \quad (3.7)$$

A Equação (3.7) mostra que para a obtenção da corrente no primário do transformador é necessário que o valor de V_P seja conhecido. No entanto, pela Equação (3.6) percebe-se que para a determinação de V_P é necessária a inversão da matriz Y_{sp} . Caso essa matriz seja inversível, como no caso de enrolamento em estrela, o cálculo da corrente no primário do transformador é resolvido de forma simples, apenas pela solução das Equações (3.6) e (3.7). Entretanto, ao analisar a Tabela 2-1 e a

Tabela 2-2, em algumas configurações dos enrolamentos do transformador, a matriz Y_{sp} pode ser singular (enrolamento em delta). Portanto, nesses casos é necessário a utilização de um procedimento para a determinação da corrente I_P .

Reescrevendo a Equação (3.6) têm-se as Equações (3.8) e (3.9).

$$I_{ss} = I_S - Y_{ss} V_S \quad (3.8)$$

$$V_P = Y_{sp}^{-1} I_{ss} \quad (3.9)$$

Ao isolar I_{ss} na Equação (3.9), têm-se a Equação (3.10).

$$Y_{sp} V_P = I_{ss} \quad (3.10)$$

Sendo Y_{sp} singular, não é possível sua inversão. Nesta situação, uma das três equações linearmente dependentes da Equação (3.10) é substituída pela Equação (3.11). Essa equação indica que o somatório de tensão nos enrolamentos em delta é sempre igual zero.

$$V_P^a + V_P^b + V_P^c = 0 \quad (3.11)$$

Desse modo, a questão da singularidade da matriz Y_{sp} não afeta a solução. A Equação (3.12) ilustra o novo sistema de equações em forma matricial.

$$\begin{bmatrix} Y_{sp}^{1,1} & Y_{sp}^{1,2} & Y_{sp}^{1,3} \\ Y_{sp}^{2,1} & Y_{sp}^{2,2} & Y_{sp}^{2,3} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_P^a \\ V_P^b \\ V_P^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{ss}^a \\ I_{ss}^b \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

No entanto, destaca-se que ao desmembrar V_P na Equação (3.10) em componentes simétricas, o produto entre Y_{sp} e V_P^0 é sempre igual a zero para as configurações dos enrolamentos do transformador diferentes de $Y_{aterrado}$ - $Y_{aterrado}$. Isso ocorre, pois Y_{sp} é representado por Y_{II} ou Y_{III} , vistos na Equação (2.21), nas demais configurações do transformador. Dessa maneira, o valor encontrado para V_P na Equação (3.12) trata-se apenas das componentes de sequência positiva V_P^1 e negativa V_P^2 , sendo necessário encontrar o valor da componente de sequência zero separadamente. Isso pode ser feito utilizando o valor de V_P obtido da etapa FS na Equação (3.13).

$$V_P^0 = \frac{V_P^a + V_P^b + V_P^c}{3} \quad (3.13)$$

Assim, o valor de V_P na etapa BS, caso a matriz Y_{sp} seja singular, pode ser encontrado a partir da Equação (3.14).

$$[V_P] = \begin{bmatrix} V_P^{a(1+2)} \\ V_P^{b(1+2)} \\ V_P^{c(1+2)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_P^0 \\ V_P^0 \\ V_P^0 \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

Com o valor de V_P determinado é possível a obtenção do valor da corrente I_P no primário do transformador a partir da Equação (3.7). Destaca-se que no procedimento descrito apenas o valor de I_P é atualizado.

Maiores detalhes a respeito da aplicação de transformadores no método BFS podem ser vistos em Wang, Chen e Li (2004) e Xiao, Yu e Yan (2006).

3.2.7 Passo B.7 – Teste Referente ao Acoplamento Mútuo

Os alimentadores de distribuição podem percorrer trechos em paralelo com outros alimentadores ou então podem percorrer trechos individualmente. No primeiro cenário pode ocorrer um acoplamento mútuo entre os alimentadores. Dessa forma, neste passo é necessário o teste se o sistema de distribuição analisado apresenta alimentadores percorrendo caminhos em paralelo com outros alimentadores ou não. Caso presente, uma alteração na etapa FS (passo B.8) é necessária. Essa alteração é representada pelo passo B.9.

3.2.8 Passo B.8 - *Forward Sweep*

Neste passo são atualizadas as tensões em todos os nós do sistema a partir das correntes nos ramos calculadas na etapa BS, considerando que não há alimentadores percorrendo caminhos em paralelo (este caso será abordado na seção 3.2.9).

Como trata-se de um processo de varredura que ocorre de frente para trás, esse processo parte da camada de referência que está relacionada à barra da subestação, cuja tensão é fixa, e são atualizadas as tensões dos nós na direção dos nós localizados nas camadas finais da rede.

Considerando um alimentador entre um nó k e um nó m , como a tensão do nó k já foi atualizada, a tensão do nó m pode ser determinada pela Equação (3.15). O processo detalhado é apresentado em Shirmohammadi *et al.* (1988).

$$V_m = V_k - Z_{km} I_{km} \quad (3.15)$$

Onde: V_m é a tensão no nó m ; V_k é a tensão no nó k ; Z_{km} é a impedância do alimentador; e I_{km} é a corrente no ramo km .

Caso exista um regulador de tensão ou um transformador no ramo em questão, procedimentos adicionais são necessários, explicados a seguir. Nesses casos, as tensões são atualizadas a partir das relações de transformação existentes.

3.2.8.1 Regulador de Tensão

Para a atualização da tensão V_S no secundário de um regulador de tensão são necessários apenas os valores da tensão V_P no primário do regulador, determinada a partir da queda de tensão do ramo anterior ao regulador, e da taxa de regulação efetiva a_R do regulador, obtida a partir do(s) seu(s) tape(s) que são determinados por meio de um processo iterativo representado pelo passo B.18.

Considerando um regulador trifásico com três diferentes circuitos de controle (um pra cada fase), sendo a_{Ra} , a_{Rb} e a_{Rc} as taxas de regulação efetivas do regulador referentes as fases (a , b , c) do sistema e uma relação de transformação de tensão dada pela Equação (2.27), têm-se que a tensão V_S no seu secundário é dada de acordo com a Equação (3.16).

$$\begin{bmatrix} V_S^a \\ V_S^b \\ V_S^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{V_P^a}{a_{Ra}} \\ \frac{V_P^b}{a_{Rb}} \\ \frac{V_P^c}{a_{Rc}} \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

3.2.8.2 Transformador de Distribuição

As variáveis do lado do primário do transformador, corrente I_P e tensão V_P , já são conhecidas. A primeira, pois, foi atualizada na etapa BS, já a segunda, pois, foi determinada a partir da queda de tensão do ramo anterior ao transformador. Além disso, a corrente I_S no secundário também é conhecida, uma vez que ela também foi atualizada na etapa BS.

Logo, o primeiro passo para determinação de V_S é isolá-la na Equação (3.5) que relaciona Y_T com as tensões e correntes dos dois lados do transformador. O resultado pode ser visto na Equação (3.17).

$$V_S = Y_{ss}^{-1} (I_S - Y_{sp} V_P) \quad (3.17)$$

A Equação (3.17) mostra que para o encontro de V_S é necessário a inversão da matriz Y_{ss} . Caso essa matriz seja inversível, a atualização da tensão no secundário do

transformador é resolvida de forma simples. No entanto, como já mencionado na seção 3.2.6.2, assim como Y_{sp} , Y_{ss} pode ser singular em algumas configurações dos enrolamentos do transformador. Nesse caso é necessário a utilização do mesmo procedimento utilizado na etapa BS para determinação de V_S . Assim, realizam-se operações matemáticas conforme descrito nas Equações (3.18) a (3.21).

$$V_S^a + V_S^b + V_S^c = 0 \quad (3.18)$$

Da Equação (3.17), obtêm-se a Equação (3.19).

$$I_{sp} = I_S - Y_{sp} V_P \quad (3.19)$$

Onde:

$$V_S = Y_{ss}^{-1} I_{sp} \quad (3.20)$$

Ao isolar I_{sp} na Equação (3.20) é possível obter a Equação (3.21).

$$Y_{ss} V_S = I_{sp} \quad (3.21)$$

Dessa maneira, o sistema a ser resolvido em forma matricial para o caso da matriz Y_{ss} ser singular é dado pela Equação (3.22).

$$\begin{bmatrix} Y_{ss}^{1,1} & Y_{ss}^{1,2} & Y_{ss}^{1,3} \\ Y_{ss}^{2,1} & Y_{ss}^{2,2} & Y_{ss}^{2,3} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_S^a \\ V_S^b \\ V_S^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{sp}^a \\ I_{sp}^b \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

Como já são conhecidos os valores I_{sp} e Y_{ss} , ao isolar o vetor V_S na Equação (3.22) é possível a determinação do valor da tensão no secundário do transformador.

No entanto, o valor encontrado para V_S trata-se apenas das componentes de sequência positiva e negativa pelos mesmos motivos já apresentados na etapa BS, sendo necessário encontrar o valor da componente de sequência zero separadamente. Isso pode ser feito utilizando o valor de V_S da etapa BS na Equação (3.23).

$$V_S^0 = \frac{V_S^a + V_S^b + V_S^c}{3} \quad (3.23)$$

Então, o valor da tensão atualizada V_S no secundário do transformador na etapa FS, caso a matriz Y_{SS} seja singular, é dado a partir da Equação (3.24).

$$[V_S] = \begin{bmatrix} V_S^{a(1+2)} \\ V_S^{b(1+2)} \\ V_S^{c(1+2)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_S^0 \\ V_S^0 \\ V_S^0 \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

Maiores detalhes a respeito da aplicação de transformadores no método BFS podem ser vistos em Wang, Chen e Li (2004) e Xiao, Yu e Yan (2006).

3.2.9 Passo B.9 - Acoplamento Mútuo entre Alimentadores em Paralelo

Considera-se que a incorporação do acoplamento mútuo entre alimentadores distintos no BFS é uma das contribuições desta dissertação.

Neste passo é realizada a identificação das seções dos alimentadores que possuem acoplamento mútuo. Um exemplo de acoplamento mútuo é apresentado entre as seções S1 e S2 na Figura 3.5. Nota-se que o acoplamento pode ocorrer entre seções de camadas distintas. Essa identificação deve ser feita apenas na primeira iteração do método BFS.

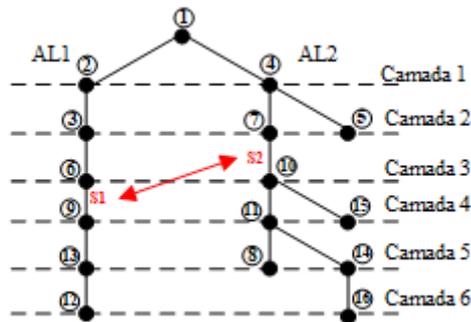


Figura 3.5: Rede de distribuição com acoplamento mútuo entre alimentadores diferentes

Após a identificação, as tensões nodais são atualizadas (etapa FS) conforme apresentado no passo B.8. Caso uma seção seja identificada possuindo um acoplamento mútuo com outra seção, a queda de tensão em ambas as seções deve ser calculada de forma conjunta conforme apresentado na Equação (3.25). Ou seja, se a seção atual do

sistema analisada na etapa FS for a S2, a queda de tensão que ocorre na seção S1, entre as barras 6 e 9, também é calculada. Dessa maneira, ela pode ser armazenada e usada posteriormente.

$$\begin{bmatrix} \Delta V_{abc, AL1} \\ \Delta V_{abc, AL2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{abc, AL1 - AL1} & Z_{abc, AL1 - AL2} \\ Z_{abc, AL2 - AL1} & Z_{abc, AL2 - AL2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{abc, AL1} \\ I_{abc, AL2} \end{bmatrix} \quad (3.25)$$

Onde: $\Delta V_{abc, ALx}$ representa a queda de tensão entre as fases (a, b, c) no alimentador x ; $I_{abc, ALx}$ representa a corrente nas fases (a, b, c) que circula no alimentador x ; e $Z_{abc, ALx-ALx}$ e $Z_{abc, ALx-ALy}$ são matrizes 3×3 que representam o acoplamento mútuo entre fases de um mesmo alimentador e de alimentadores diferentes, respectivamente.

A matriz de impedância dada na Equação (3.25) pode ser calculada de acordo com a seção 2.3.1. Ressalta-se que essa matriz deve ser calculada de forma direta considerando todos os condutores envolvidos.

Como a etapa FS ocorre do ponto de vista da subestação em direção aos nós localizados nas camadas finais da rede, a partir da queda de tensão é possível a atualização da tensão do nó subsequente ao atual, pois a tensão deste último já foi atualizada.

3.2.10 Passo B.10 - Critério de Parada BFS

Este passo envolve o critério de parada do processo de varredura. A cada iteração do processo de varredura do BFS é calculado o desvio de tensão em cada um dos nós do sistema, considerando os valores entre duas iterações subsequentes. A convergência é atingida quando o maior valor do desvio de tensão for menor do que a tolerância, conforme mostrado na Equação (3.26).

$$\begin{aligned} \Delta V_R^{(h)} &= \text{Re} \left\{ \left| V_k^{(h)} - V_k^{(h-1)} \right| \right\} \\ \Delta V_{IM}^{(h)} &= \text{Im} \left\{ \left| V_k^{(h)} - V_k^{(h-1)} \right| \right\} \\ \Delta V^{(h)} &= \text{máx} \left\{ \Delta V_R^{(h)}, \Delta V_{IM}^{(h)} \right\} \leq \epsilon \end{aligned} \quad (3.26)$$

Onde: h é a iteração atual; $V_k^{(h)}$ é o valor da tensão em um determinado nó k na iteração h ; $\Delta V_R^{(h)}$ é o desvio da parte real da tensão na iteração h ; e $\Delta V_{IM}^{(h)}$ é o desvio da parte imaginária da tensão na iteração h .

Enquanto a convergência não é alcançada o processo iterativo de varredura apresentado até este passo se repete.

3.2.11 Passos B.11, B.12 e B.13 – Rede Fracamente Malhada

No passo B.11 é necessário o teste se o sistema analisado é um sistema radial ou malhado. Caso seja um sistema radial, o próximo passo envolve o teste referente a presença de controles (B.14). Caso seja um sistema malhado, dois passos adicionais são necessários.

No passo B.12 é calculada a diferença de tensão entre todos os nós em que houve interrupção de malha e a convergência é alcançada quando o maior valor encontrado for menor do que a tolerância, conforme a Equação (3.27).

$$\begin{aligned} \Delta V_{xy}^{ic} &= |V_x - V_y| \\ \text{máx}\{\Delta V_{xy}^{ic}\} &\leq \epsilon \end{aligned} \quad (3.27)$$

Onde: V_x e V_y são tensões nos nós x e y em que houve interrupção de malha.

Enquanto a convergência não for alcançada é necessário atualizar a injeção de corrente em cada uma dos nós em que houve interrupção da malha (passo B.13). Para isso, soma-se o valor da injeção da iteração anterior com o valor da injeção de corrente adicional dada pela Equação (3.28).

$$IC_{ad} = (ThevZ)^{-1} \Delta V_{xy}^{ic} \quad (3.28)$$

Onde: IC_{ad} é um vetor com o valor da injeção de corrente adicional; ΔV_{xy}^{ic} é um vetor com a diferença de tensão entre os nós x e y em que houve interrupção de malha; e $ThevZ$ é a matriz equivalente de *Thevenin* determinada no passo B.3.

No caso de não convergência, o algoritmo BFS retorna para o processo de cálculo das correntes nodais (passo B.5), enquanto que no caso de convergência, o algoritmo procede para a análise dos controles presentes no sistema (passo B.14).

3.2.12 Passo B.14 – Teste Referente a Presença de Controles

Neste passo é feito o teste se o sistema analisado possui controles, tais como o controle de tensão das GDs representadas por barras do tipo PV e o controle de tape dos reguladores de tensão. Caso o sistema não apresente nenhum controle, o algoritmo BFS termina. No entanto, no cenário oposto são necessárias etapas adicionais que criam *loops* de execuções externos ao BFS. Essas etapas serão descritas nas seções a seguir.

3.2.13 Passos B.15, B.16 e B.17 – Geração Distribuída (GD)

O passo B.15 envolve a verificação do tipo de ação de controle das GDs. GDs sem ações de controle são modeladas como barras do tipo PQ com injeção de potência no nó de conexão, sendo que neste caso não são necessárias etapas adicionais ao algoritmo BFS. No entanto, caso as GDs sejam utilizadas para controlar a tensão terminal em um nível desejado, elas são tratadas semelhantes a barras do tipo PV e são necessárias etapas adicionais ao algoritmo.

Inicialmente, a potência ativa do gerador e a tensão de sequência positiva são especificadas, enquanto que as injeções de reativos a serem injetadas por esses geradores para manter a tensão no valor especificado são inicializadas como zero.

Uma vez que no passo B.15 já existe uma solução para o fluxo de potência, no passo B.16 verifica-se se a diferença entre os valores das tensões de sequência positiva especificada e calculada para cada uma das GDs representadas por barras do tipo PV são menores do que a tolerância, conforme a Equação (3.29). A tensão terminal do gerador é normalmente controlada pela especificação da componente de sequência positiva (KHUSHALANI; SOLANKI; SCHULZ, 2007), portanto o teste é realizado considerando-a.

$$\Delta V_1^j = \left| V_{1esp}^j \right| - \left| V_{1calc}^j \right| \leq \epsilon \quad (3.29)$$

Onde: ΔV_1^j é a diferença da tensão de sequência positiva especificada e calculada da barra PV j ; V_{1esp}^j é a tensão de sequência positiva especificada da barra PV j ; e V_{1calc}^j é a tensão de sequência positiva calculada da barra PV j .

Caso a diferença de tensão de todas as GDs representadas por barras do tipo PV esteja dentro da tolerância especificada, a convergência é alcançada e as tensões nas barras PV convergiram para os valores especificados. Caso contrário, é necessário o cálculo das injeções de corrente adicionais (passo B.17) conforme as Equações (3.30) e (3.31) para buscar realizar o controle da tensão.

$$Z_1^j \Delta I_q^j = \Delta V_1^j \quad (3.30)$$

Onde: Z_1^j é uma matriz de impedância de sensibilidade de sequência positiva cuja dimensão é $nPV \times nPV$, sendo nPV o número de geradores representados por barras do tipo PV. Os elementos da diagonal dessa matriz são os valores absolutos da soma das impedâncias de sequência positiva de todas as seções do alimentador que estão entre uma determinada barra PV e a subestação. Os elementos fora da diagonal são determinados da mesma forma, mas considera-se apenas as seções comuns dos alimentadores que estão entre duas barras PVs e a subestação; e ΔI_q^j é a magnitude da injeção de corrente reativa cuja dimensão é $nPV \times 1$.

$$\begin{aligned} \Delta I_{qa}^j &= \Delta I_q^j e^{j(\pm 90^\circ + \delta V_a^j)} \\ \Delta I_{qb}^j &= \Delta I_q^j e^{j(\pm 90^\circ + \delta V_b^j)} \\ \Delta I_{qc}^j &= \Delta I_q^j e^{j(\pm 90^\circ + \delta V_c^j)} \end{aligned} \quad (3.31)$$

Onde: δV_a^j , δV_b^j e δV_c^j são os ângulos da tensão da barra PV j em graus para as fases (a , b e c), respectivamente.

O sinal da Equação (3.31) varia, pois, uma GD pode operar com fator de potência atrasado ou adiantado. Logo, se o sinal de ΔV_1^j for positivo, a GD fornece potência reativa, e se for negativo, a GD absorve potência reativa.

Os valores calculados para as injeções de corrente adicionais são somados aos valores das injeções da iteração anterior, sendo assim, atualizados e inseridos no cálculo das correntes nodais do sistema, estas determinadas no passo B.5, até que o critério de convergência representado pelo passo B.16 e dado Equação (3.29) seja satisfeito. Enquanto o critério não for satisfeito, é necessário atualizar as injeções de corrente.

Maiores detalhes a respeito dessa implementação podem ser encontrados na literatura em Khushalani, Solanki e Schulz (2006) e Khushalani, Solanki e Schulz (2007).

3.2.14 Passos B.18 e B.19 - Reguladores de Tensão

Outra contribuição deste trabalho é um modo de implementar o controle de tape dos reguladores de tensão nos algoritmos baseados no BFS, bem como uma explicação detalhada de como isso é realizado. No método proposto, esse controle é realizado após a convergência do BFS para uma determinada condição operativa, conforme mostra a Figura 3.1.

A Figura 3.6 ilustra um fluxograma detalhado da proposta do controle de tape dos reguladores de tensão. Para facilitar a explicação, o método BFS foi replicado nesta figura, porém foram deixados apenas os aspectos relevantes para esse processo, ou seja, é uma simplificação do método completo.

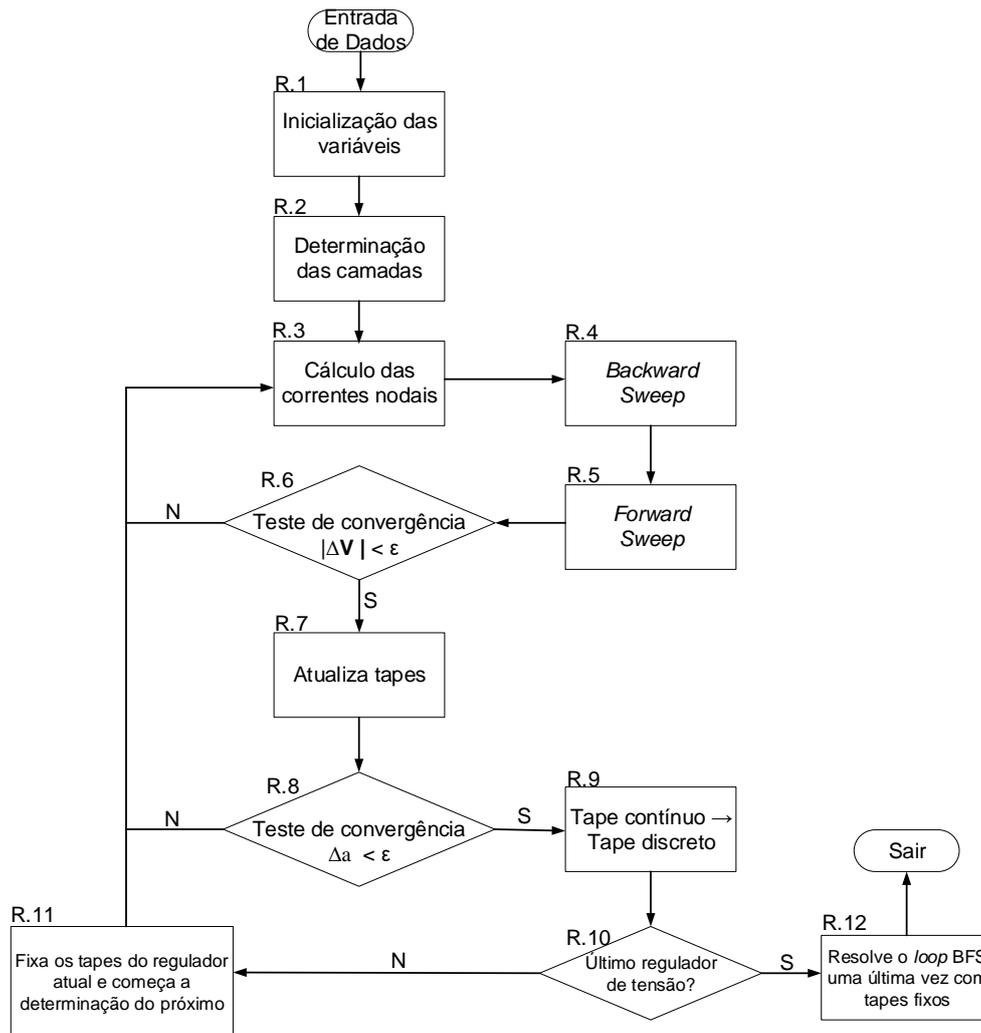


Figura 3.6: Fluxograma BFS com controle do regulador de tensão

Na implementação desenvolvida, os tapes de um determinado regulador são atualizados sempre após a convergência do BFS (R.7). Essa atualização é feita a partir dos valores de corrente e de tensão do sistema e dos parâmetros do regulador e será descrita na seção a seguir.

Por ser um processo iterativo, após a atualização dos tapes há o teste de convergência (R.8). Nesta etapa são calculadas as diferenças entre os valores dos tapes do regulador analisado entre duas iterações subsequentes. Caso a maior diferença entre os tapes de todas as fases do regulador seja maior do que uma tolerância ϵ , as etapas de varredura do BFS são refeitas, mas com os tapes atualizados. Isso é repetido até que o critério de convergência seja alcançado (situação oposta a anterior). Neste caso, por admitirem na realidade apenas valores discretos, os tapes são transformados de valores contínuos para valores discretos no passo R.9. Destaca-se que a partir desse ponto os

tapes do regulador analisado são fixados nos valores discretos, não sendo mais alterados.

A proposta deste trabalho envolve que todo o processo descrito nesta seção seja feito individualmente de regulador por regulador. Destaca-se que esse procedimento tem pouco impacto no tempo computacional total do método BFS, pelos motivos de que o tempo por iteração do método BFS é curto devido a sua elevada velocidade de processamento (ARAUJO *et al.*, 2010) e de que na grande maioria das redes de distribuição são poucos os números de reguladores de tensão com mecanismo automático de mudança de tapes presentes simultaneamente no sistema (CHENG; SHIRMOHAMMADI, 1995).

Desse modo, após a convergência dos tapes de um regulador ter sido alcançada, um último teste é necessário (R.10). Caso o regulador analisado seja o último regulador presente no sistema, o algoritmo BFS é executado uma última vez (R.12) considerando os tapes fixados. Caso contrário, os tapes do regulador analisado são fixados nos valores discretos e o processo descrito para atualização dos tapes do regulador seguinte é realizado (R.11).

3.2.14.1 Atualização dos tapes

Os tapes dos reguladores de tensão são calculados a partir dos parâmetros do regulador (nível de tensão, largura de banda, RTC, I_n e R e X em volts), detalhados na seção 2.5, e dos valores de corrente e de tensão encontrados pela solução do processo iterativo do BFS.

O primeiro passo é a passagem do valor da corrente que sai do regulador para valores do circuito do compensador, conforme a Equação (3.32).

$$[I_{comp}] = \left[\frac{I_{ABC}}{RTC} \right] \quad (3.32)$$

Onde: I_{comp} é a corrente do sistema referida no circuito do compensador; e I_{ABC} é a corrente em valores do sistema.

Em seguida é calculada a queda de tensão V_{queda} que ocorre entre o regulador e o centro de carga do sistema (ponto de regulação) na própria base do circuito do

compensador. Essa queda de tensão é obtida a partir dos parâmetros R e X e da corrente que circula no compensador, conforme a Equação (3.33).

$$[V_{queda}] = \left| \left[(R + jX)_{comp} \right] [I_{comp}] \right| \quad (3.33)$$

Onde:

$$\left[(R + jX)_{comp} \right] = \frac{1}{TC_S} \left[(R + jX)_{volts} \right] \quad (3.34)$$

O valor da tensão no secundário do regulador na base de 120V é calculado a partir da soma do valor especificado do circuito de regulação, dado pelo nível de tensão pretendido e da largura de banda aceitável, com o valor da queda de tensão que ocorre no circuito do compensador (com o intuito de compensá-la), conforme a Equação (3.35).

$$[V_{sec120}] = \left[\left([V_{nível}] \pm \left[\frac{L_{banda}}{2} \right] \right) + V_{queda} \right] \quad (3.35)$$

Onde: V_{sec120} é a tensão no secundário do regulador na base de 120V; $V_{nível}$ é o nível de tensão programado pelo regulador; e L_{banda} é a largura de banda aceitável do regulador.

Conforme a Equação (2.27), após a passagem da tensão do secundário do regulador para o nível de tensão do sistema, Equação (3.36), o valor da taxa de regulação efetiva a_R do regulador é calculado a partir da Equação (3.37).

$$[V_S] = [V_{sec120}] RTP \quad (3.36)$$

$$[a_R] = \frac{[V_P]}{[V_S]} \quad (3.37)$$

Dessa forma, da Equação (2.29), têm-se que os valores dos tapes do regulador de tensão são atualizados conforme a Equação (3.38).

$$[tape] = \frac{[1 - a_R]}{0,00625} \quad (3.38)$$

Caso o valor de a_R seja maior do que 1, o tape é negativo, estando sua posição no sentido de redução, e caso seja menor do que 1, o tape é positivo, estando sua posição no sentido de elevação. Dessa maneira, em ambos os casos a Equação (2.29) é respeitada.

3.2.14.2 Tensão no centro de carga

Existe um modo de verificar se os tapes encontrados pelo método estão corretos. Para isso, basta a realização do cálculo da tensão no centro de carga (ponto de regulação) do sistema a partir dos dados do secundário do regulador de tensão e da impedância equivalente vista entre o próprio regulador e o centro de carga, conforme a Equação (3.39).

$$V_{ccrg} = V_S - (R + jX)_{reg} I_S \quad (3.39)$$

Onde: V_{ccrg} é a tensão no centro de carga do sistema; e $(R + jX)_{reg}$ é a impedância equivalente vista entre o regulador e o centro de carga.

Os tapes podem ser considerados como corretos se a tensão no centro de carga do sistema estiver sendo mantida no nível de tensão desejado (na base do circuito do compensador de 120V). O nível de tensão desejado pode variar dentro da faixa do nível de tensão \pm a metade da largura de banda.

Vale destacar que, como o nível de tensão desejado trata-se de uma faixa de valores, é possível que mais de uma combinação de tapes faça com que a tensão no centro de carga do sistema seja mantida no nível de tensão pretendido.

3.3 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

Neste capítulo foi apresentado um algoritmo de fluxo de potência baseado no método *Backward Forward Sweep* para solução de sistemas de distribuição. Para isso foi apresentado um fluxograma contendo as principais etapas do método tradicional,

bem como alguns desenvolvimentos propostos na literatura e duas melhorias. A primeira melhoria está relacionada ao acoplamento eletromagnético entre alimentadores em paralelo e a segunda melhoria diz respeito ao controle de tape dos reguladores de tensão. Cada etapa do algoritmo desenvolvido foi detalhadamente explicada.

4 RESULTADOS

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Neste capítulo serão apresentados resultados obtidos na simulação de sistemas de distribuição com os modelos e melhorias propostas nesta dissertação.

Na Tabela 4-1 são mostrados os sistemas elétricos que foram analisados, assim como o número de barras e os testes realizados. O sufixo M após o nome do sistema indica que o mesmo foi modificado em relação ao original (Distribution Test Feeders - Distribution Test Feeder Working Group - IEEE PES Distribution System Analysis Subcommittee (DSASC), 2006). Os resultados apresentados foram obtidos com o uso da versão 9,0 64 *bits* do *software* Matlab® e um computador Intel Core i5-6200 CPU @2,30GHz, 4,00 GB RAM. Em todos os testes realizados foi considerada uma tolerância de 10^{-4} (pu) para o desvio de tensão e de 10^{-3} para o desvio de tape dos reguladores de tensão.

Os resultados encontrados pelos métodos propostos foram comparados com os resultados fornecidos pelo IEEE (Distribution Test Feeders - Distribution Test Feeder Working Group - IEEE PES Distribution System Analysis Subcommittee (DSASC), 2006). Para fins de simplificação de texto, neste capítulo, tudo que pode ser encontrado nesta referência será indicado como “DSASC” ou “IEEE”.

Tabela 4-1: Sistemas analisados

Sistema	Número de Barras	Estudo realizado
IEEE13	14	Modelo de regulador de tensão
IEEE13M	26	Modelo de acoplamento mútuo -Comprimento dos alimentadores -Distância entre condutores -Sequência de fase e geometria
IEEE34M	67	Modelo de acoplamento mútuo -Comprimento dos alimentadores -Distância entre alimentadores -Sequência de fase e geometria -Aumento do carregamento
IEEE123	123	Modelo de regulador de tensão Modelo de carga

O modelo e o controle de tape dos reguladores de tensão foram testados nos sistemas IEEE13 e IEEE123 e os resultados foram comparados com os valores de referência indicados pelo DSASC. Para a comparação, os resultados referentes ao modelo proposto nesta dissertação estarão associados a sigla BFS e os indicados pelo DSASC associados a sigla IEEE.

Os sistemas IEEE13 e IEEE34 foram modificados para realização de testes com a representação do acoplamento mútuo entre alimentadores. Essa modificação foi necessária para criar alimentadores paralelos e, com isso, ser possível examinar os impactos causados por essa representação. Além disso, diversos fatores relacionados ao acoplamento foram analisados, como o comprimento dos alimentadores e a geometria dos condutores nos postes.

O sistema IEEE123 foi utilizado para avaliação do impacto causado pela modelagem das cargas do tipo potência, corrente ou impedância constante nos algoritmos de fluxo de potência baseados no método BFS. O objetivo é a investigação de como esse modelo de carga pode afetar a convergência desses algoritmos. Evidências analíticas são desenvolvidas para sustentar as análises realizadas e os resultados obtidos, sendo essas evidências e análises consideradas como contribuições do trabalho.

Nas seções a seguir serão apresentados os resultados obtidos com os sistemas em suas formas originais e com modificações realizadas a fim de demonstrar a capacidade de análise dos modelos e métodos propostos frente a diversas condições.

4.2 IEEE13

O sistema IEEE13 é um alimentador de pequeno porte com tensão nominal de 4,16 kV sendo considerado relativamente carregado para esse nível de tensão. Possui alimentadores aéreos e subterrâneos, com diversas configurações (monofásicas, bifásicas e trifásicas), banco de capacitores, transformador de distribuição, regulador de tensão e cargas desbalanceadas localizadas em pontos específicos do sistema e distribuídas ao longo de alguma seção do alimentador.

A configuração desse sistema é apresentada na Figura 4.1. A barra 60 foi adicionada ao sistema original.

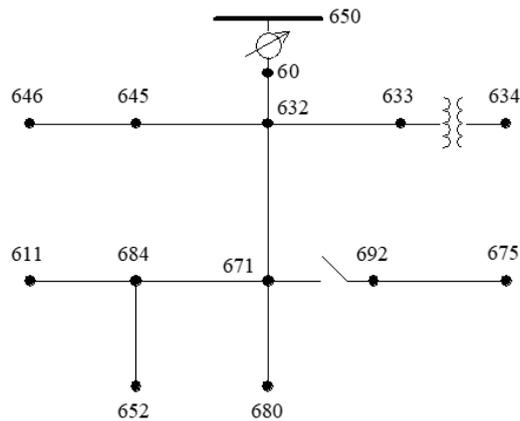


Figura 4.1: IEEE13

Caso 13-1:

Para verificar o método proposto para controle de tape (seção 3.2.14) foi utilizado o sistema IEEE13 em sua configuração original. Na Tabela 4-2 são apresentados os valores dos tapes do regulador de tensão, localizado entre as barras 650 e 60, encontrados pelo método proposto e os valores informados pelo DSASC. Nota-se que os valores são iguais.

Tabela 4-2: Tapes IEEE13

	Fase A	Fase B	Fase C
BFS	+10	+8	+11
IEEE	+10	+8	+11

Para alcançar a convergência foram necessárias treze iterações no *loop* interno do BFS e três iterações no *loop* externo (controle de tape). Três iterações adicionais foram necessárias para execução do BFS com os tapes transformados de valores contínuos em valores discretos. O tempo total de processamento foi de 497 ms.

As iterações referentes ao *loop* interno estão relacionadas ao processo de varredura do método BFS, enquanto que as iterações no *loop* externo são necessárias para atualização dos tapes dos reguladores de tensão. Sempre que o processo de varredura é finalizado e com isso há uma solução para o fluxo de potência, os tapes dos reguladores de tensão são atualizados. Desse modo, o processo de varredura é novamente realizado, no entanto com novos valores para os tapes. Esse processo é repetido até que o desvio dos valores dos tapes do regulador analisado seja menor do que uma tolerância. Neste caso os tapes são transformados de valores contínuos para

valores discretos e, como só há um regulador presente neste sistema, o processo de varredura é realizado uma última vez com os tapes fixados nesses valores discretos.

Nas Figura 4.2, Figura 4.3 e Figura 4.4 são apresentados os perfis de tensão obtidos pelo método proposto e comparados com os resultados do DSASC. Observa-se que os valores encontrados foram os mesmos. Outros testes também foram feitos com o modelo de regulador, comprovando, assim, a aplicabilidade do método proposto para regulação de tensão.

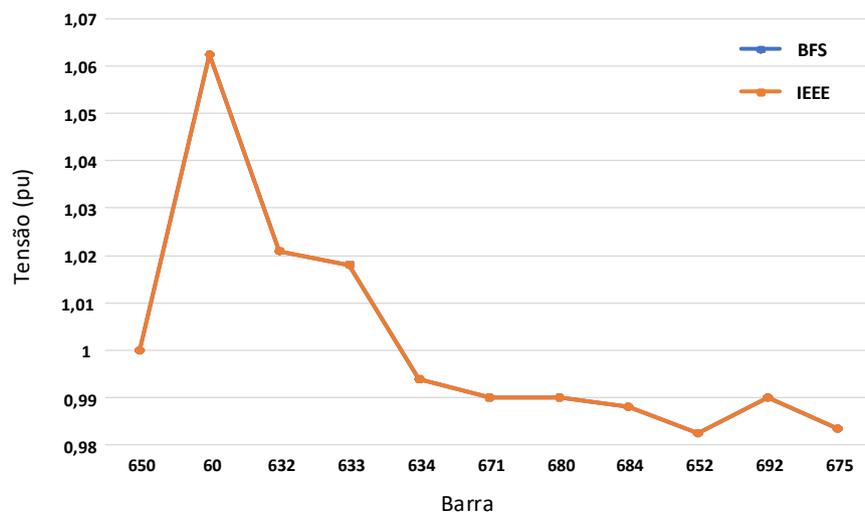


Figura 4.2: Perfil de tensão com reguladores de tensão – Fase A - IEEE13

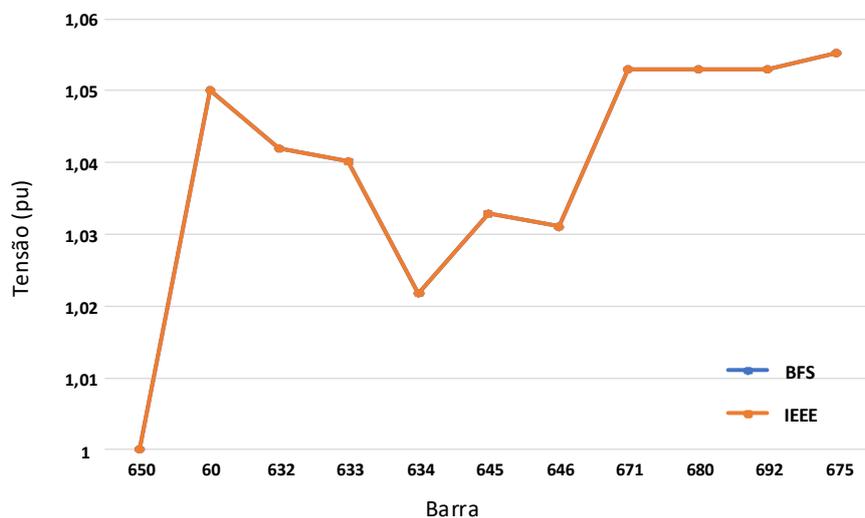


Figura 4.3: Perfil de tensão com reguladores de tensão – Fase B - IEEE13

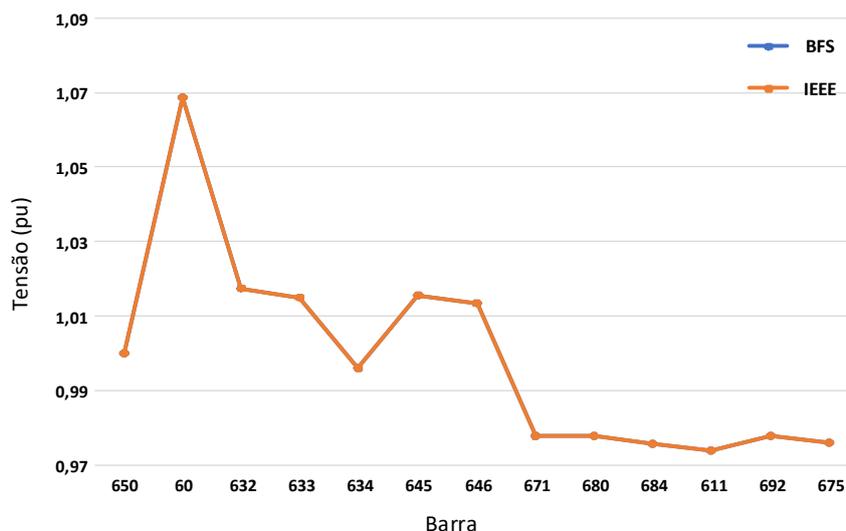


Figura 4.4: Perfil de tensão com reguladores de tensão – Fase C - IEEE13

4.3 IEEE13 MODIFICADO

Foram realizadas modificações no sistema IEEE13 para verificar o impacto da representação do acoplamento mútuo entre dois ou mais alimentadores em paralelo. O sistema IEEE13 foi duplicado e considerou-se que as seções 60-632 e 632-671 (numeração do sistema original) seguem em paralelo no mesmo poste. As capacidades dos equipamentos da subestação foram duplicadas. Ressalta-se que o regulador de tensão do sistema foi considerado como desabilitado com tapes na posição nominal (tapes = 0) para não haver interferência da regulação nos resultados e permitir verificar mais claramente a questão do acoplamento mútuo.

Caso 13-2:

O sistema IEEE13M é apresentado na Figura 4.5, onde as seções dos alimentadores consideradas em paralelo, possuindo um acoplamento mútuo entre elas, podem ser identificadas por meio de elipses pontilhadas.

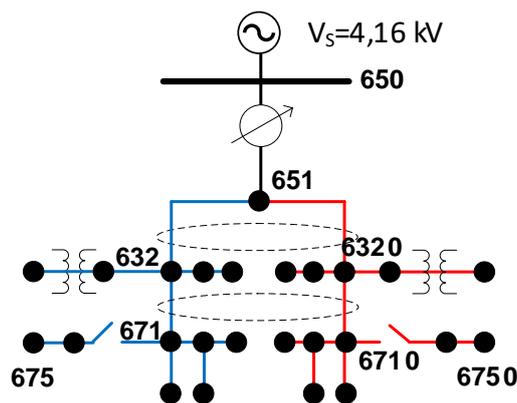


Figura 4.5: IEEE13M

A geometria dos condutores no poste utilizada nas simulações para os alimentadores em paralelo é a mesma apresentada na Figura 2.4 e as distâncias consideradas entre os condutores relativas à essa mesma configuração é mostrada na Tabela 4-3. Considerou-se uma sequência de fases para os condutores em paralelo de BAC para o primeiro circuito e $B'A'C'$ para o segundo circuito ($BAC-B'A'C'$).

Tabela 4-3: Distância padrão utilizada entre os condutores de um mesmo poste

Dist_AB (m)	Dist_BC (m)	Dist_AA' (m)	Dist_A'n (m)
0,76	1,37	0,6	0,6

Para investigar o efeito do acoplamento mútuo entre alimentadores em paralelo no sistema, o algoritmo BFS proposto foi executado duas vezes. Na primeira execução não foi considerado o efeito das impedâncias mútuas entre alimentadores distintos, ou seja, os valores foram iguais ao sistema original. Na segunda execução, o efeito dessas impedâncias mútuas foi considerado, dessa forma, procurando simular com maior precisão sistemas com alimentadores distintos em um mesmo poste.

Os valores de tensão nas barras do sistema IEEE13M considerando uma análise sem e com a presença das impedâncias mútuas entre alimentadores distintos são apresentados nas Figura 4.6, Figura 4.7 e Figura 4.8.

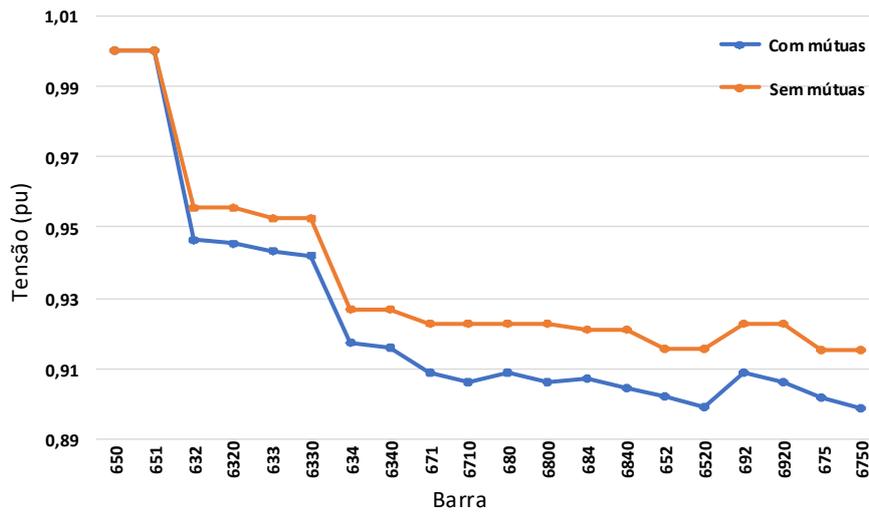


Figura 4.6: Efeito do acoplamento mútuo – Fase A - IEEE13M

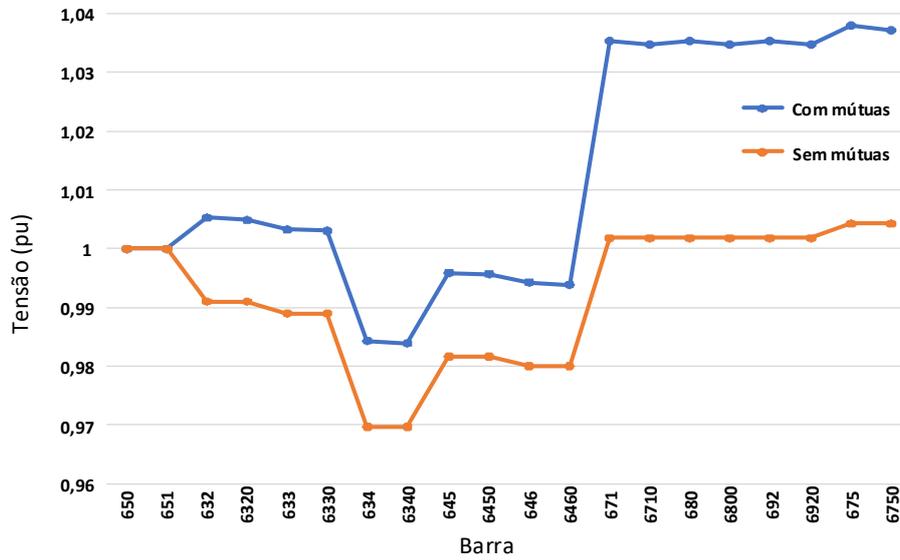


Figura 4.7: Efeito do acoplamento mútuo – Fase B - IEEE13M

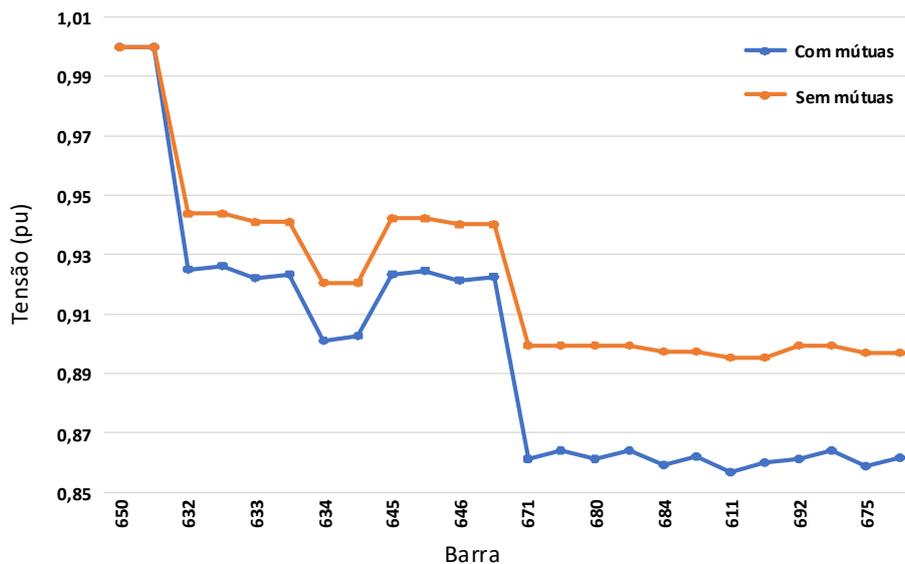


Figura 4.8: Efeito do acoplamento mútuo – Fase C - IEEE13M

Nota-se que o efeito do acoplamento mútuo é diferente nas três fases. As fases *B* e *C* apresentam as maiores diferenças de tensão quando comparadas as duas condições. Outro efeito observado consiste no fato de que a representação das impedâncias mútuas contribuíram para a redução dos valores de tensão nas fases *A* e *C*, mas na fase *B* ocorreu o oposto. A máxima diferença de tensão entre os dois casos considerados para uma mesma barra foi de 1,84%, 3,37% e 4,29% para as fases *A*, *B* e *C*, respectivamente, considerando o resultado sem as impedâncias mútuas entre alimentadores como base.

Dessa maneira, através dos resultados apresentados, é possível concluir que para o sistema IEEE13M, o efeito do acoplamento mútuo entre alimentadores foi considerável e não deve ser desconsiderado.

Para continuar a investigação dos efeitos desse acoplamento, o sistema IEEE13M foi novamente modificado para testar o impacto de outros fatores, como: (i) a variação do comprimento dos alimentadores e da distância entre os condutores; e (ii) a alteração das sequências de fase e geometria dos condutores nos postes. O objetivo desses testes é a avaliação do grau de impacto da representação do acoplamento mútuo entre alimentadores no sistema, e conseqüentemente, a determinação de quais são as situações que apresentam as maiores diferenças.

Para fins de comparação calculou-se a diferença entre os valores absolutos de uma mesma variável (tensão, corrente ou perdas elétricas) obtidos a partir de cada condição, conforme o exemplo da Equação (4.1) onde a variável é a tensão. Os valores obtidos

para várias situações são apresentados a seguir, considerando a condição sem o acoplamento mútuo como resultado base.

$$\Delta V_k = \frac{|V_k^{CM}| - |V_k^{SM}|}{|V_k^{SM}|} \quad (4.1)$$

Onde: V_k^{CM} é a tensão no nó k ao se considerar as impedâncias mútuas entre alimentadores distintos no sistema; e V_k^{SM} é a tensão no nó k sem considerar as impedâncias mútuas entre alimentadores distintos no sistema.

4.3.1 Comprimento dos Alimentadores

Caso 13-3:

Neste caso, os comprimentos das seções dos alimentadores em paralelo foram multiplicados por um fator k . A Figura 4.9 mostra a maior diferença de tensão encontrada entre todas as barras do sistema (considerando o regulador de tensão desabilitado). Para cada fator k foi plotada a maior variação de tensão obtida. Notou-se que a barra 675 foi a mais sensível na grande maioria das execuções. Esse comportamento também se repetiu nos demais testes.

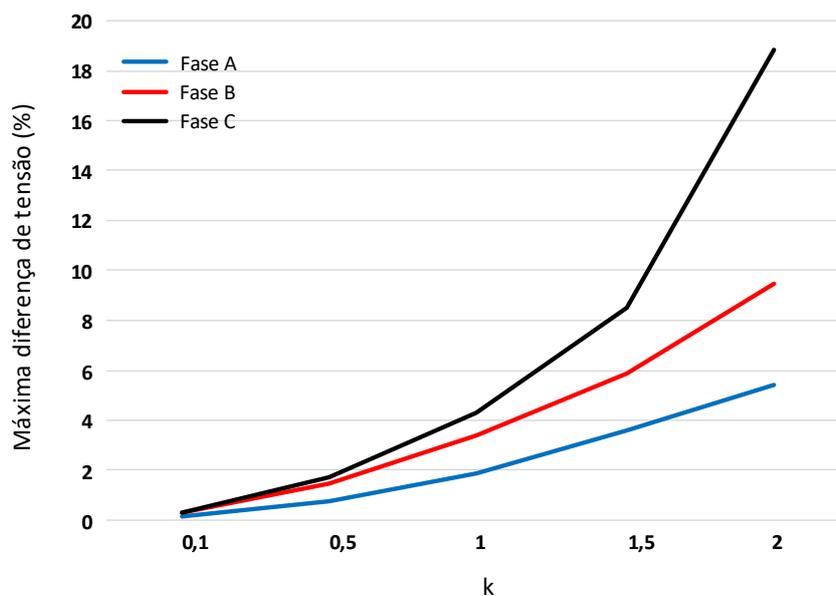


Figura 4.9: Impacto do acoplamento mútuo ao variar o comprimento dos alimentadores em paralelo no IEEE13M.

Observou-se, conforme esperado, uma considerável influência do comprimento dos alimentadores, pois quanto maior o comprimento, maior é a influência do acoplamento mútuo. Notou-se também que não existe uma correlação linear entre a variação do comprimento e a variação da tensão. As curvas apresentaram formas exponenciais. Isso é evidenciado pelo fato de que nos dois pontos extremos do gráfico, a influência do acoplamento mútuo foi bastante distinta, sendo praticamente nula para $k = 0,1$ e acarretando em uma diferença de tensão de aproximadamente 19% na fase C da barra 675 para $k = 2$.

4.3.2 Distância entre Condutores de um Mesmo Alimentador

Caso 13-4:

Neste caso foi analisado o impacto do acoplamento mútuo ao variar a distância horizontal dos condutores de um mesmo alimentador, distância Dx na Figura 4.10. Os condutores localizados nos extremos da estrutura que os sustentam no poste foram considerados fixos, sendo somente variada a posição do condutor central.

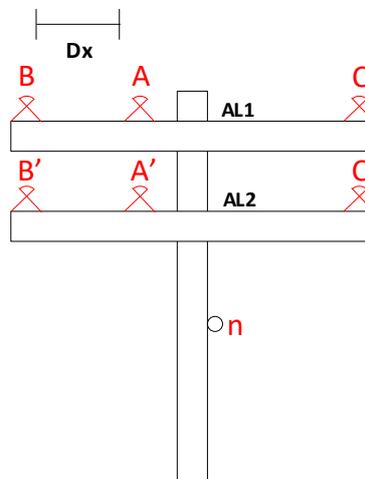


Figura 4.10: Distância entre condutores de um mesmo alimentador

Considerando uma sequência de fase $BAC-B'A'C'$ para os alimentadores em paralelo, a Figura 4.11 mostra o impacto do acoplamento mútuo ao variar a posição do condutor central nas seções dos alimentadores do sistema IEEE13M que estão em paralelo (considerando o regulador de tensão ativo). Os resultados apresentados são referentes a barra 675.

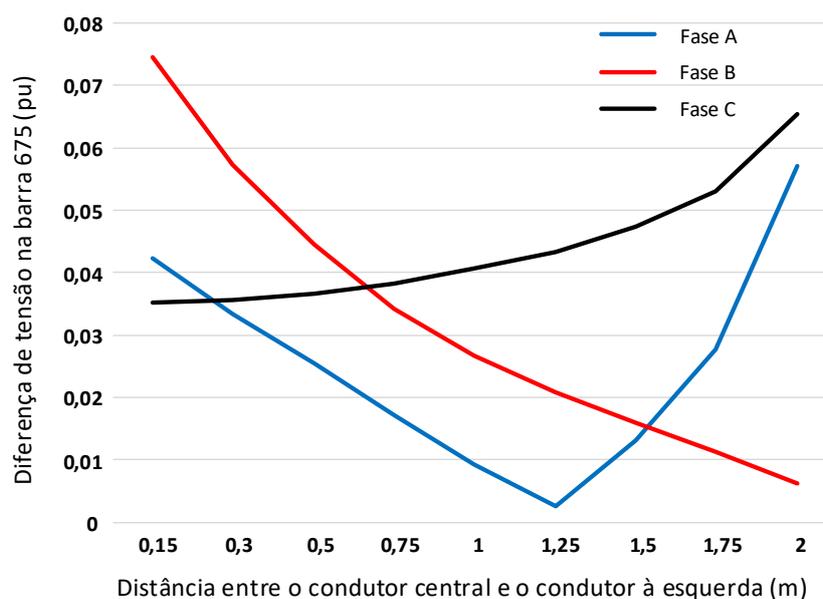


Figura 4.11: Impacto do acoplamento mútuo ao variar a distância horizontal entre os condutores de um mesmo alimentador no IEEE13M para uma sequência $BAC-B'A'C'$.

Na sequência BAC , o condutor B é o condutor localizado mais à esquerda do poste e o condutor A é o condutor central. Nota-se que quanto mais próximo o condutor A está do condutor B , maior é o efeito do acoplamento mútuo nessas duas fases e menor é o efeito na fase C . Desse modo, a medida que o condutor A se afasta do condutor B e, conseqüentemente, se aproxima do condutor C , o efeito do acoplamento mútuo na fase B diminui, enquanto que na fase C aumenta. Nessa mesma situação, o efeito desse acoplamento na fase A diminui somente até o ponto em que o condutor A está a uma distância próxima o bastante do condutor C que provoque um aumento na influência do acoplamento nessa fase.

Logo de forma geral conclui-se que quanto mais próximo um condutor está do outro, maior é o efeito do acoplamento mútuo no caso analisado.

4.3.3 Diferentes Sequências de Fase e Geometria dos Condutores no Poste

Existe uma gama de combinações de sequências de fase possíveis para os condutores em um poste – ABC , BAC , BCA , CBA , ACB e CAB . Considerando que cada uma dessas sequências pode ser combinada com qualquer outra no caso de dois alimentadores paralelos em um mesmo poste, o número de situações que podem existir é ainda maior.

A Figura 4.12a mostra um exemplo de uma topologia para os condutores no poste em que um dos alimentadores está na sequência ABC e o outro na sequência CBA ($ABC-C'B'A'$). A Figura 4.12b ilustra uma geometria diferente em que os condutores de fase formam um triângulo equilátero. Ou seja, o número de situações possíveis ainda cresce considerando diferentes geometrias de condutores também.

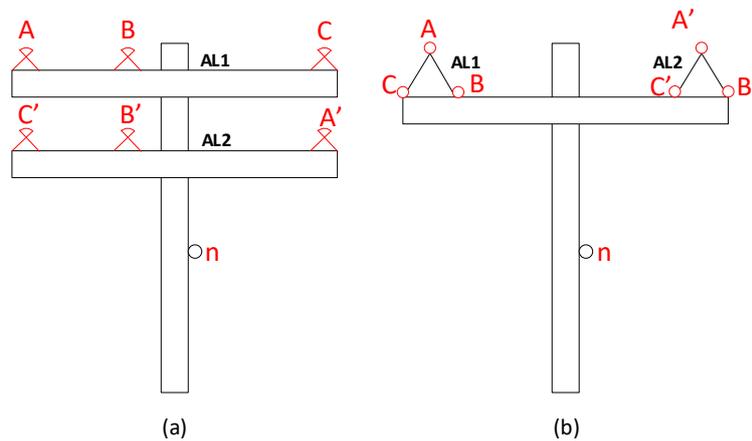


Figura 4.12: Diferentes geometrias de condutores em um mesmo poste

Caso 13-5:

Neste caso, foram simuladas as seguintes topologias que envolvem as sequências de fase ou geometrias dos condutores dos alimentadores em paralelo no mesmo poste: (i) $BAC-B'A'C'$; (ii) $BAC-C'A'B'$; (iii) $ABC-A'B'C'$; (iv) $ABC-C'B'A'$; e (v) triângulo equilátero.

A Figura 4.13 mostra a maior diferença encontrada para a tensão, corrente e perdas elétricas ao se comparar as duas condições estudadas (considerando o regulador de tensão desabilitado). Foram analisadas todas as barras e ramos do sistema e os valores com as maiores diferenças foram plotados.

Para a configuração em triângulo equilátero foi considerado uma separação de 60cm entre os condutores de um mesmo alimentador e de 2,13m entre condutores de alimentadores diferentes.

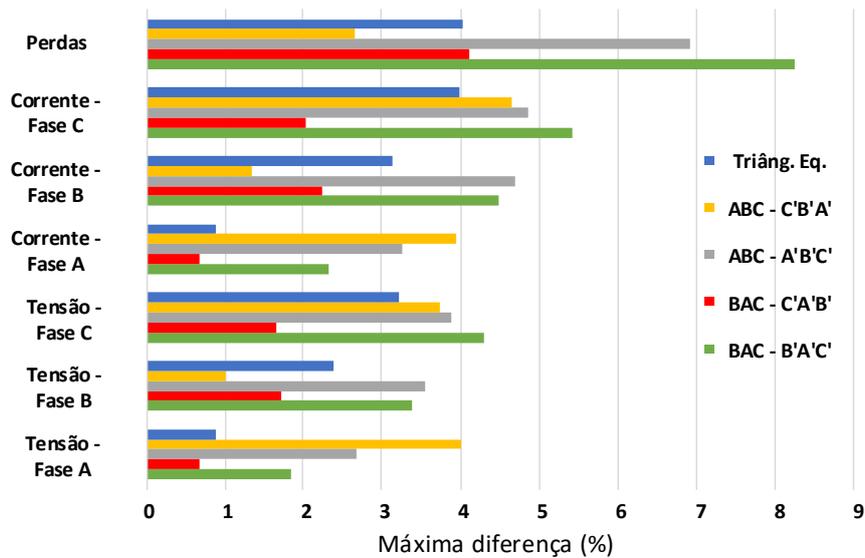


Figura 4.13: Impacto do acoplamento mútuo ao variar as sequências de fase ou geometria dos condutores no IEEE13M

Nota-se que a configuração dos condutores no poste interfere de forma considerável em todas as variáveis consideradas. De maneira geral, dentre as configurações analisadas, o efeito do acoplamento apresentou-se de forma menos evidente na topologia $BAC-C'A'B'$ e na configuração em triângulo equilátero. De forma oposta, as topologias $BAC-B'A'C'$ e $ABC-A'B'C'$ apresentaram uma maior influência do acoplamento mútuo entre alimentadores.

Em termos de valores, as perdas elétricas apresentaram a maior influência desse acoplamento, com uma diferença entre os valores das duas condições consideradas que ultrapassa os 8% para a topologia $BAC-B'A'C'$. Para as demais variáveis, as diferenças encontradas variaram entre aproximadamente 0,5 a 5,5%.

4.4 IEEE34 MODIFICADO

O IEEE34 é um alimentador real pertencente a uma cooperativa localizada no estado do Arizona nos EUA, cuja tensão nominal é de 24,9 kV. Caracteriza-se pelo fato de ser um alimentador muito longo e levemente carregado. Possui cargas desbalanceadas localizadas em pontos específicos do sistema e distribuídas ao longo de alguma seção do alimentador, banco de capacitores, transformador de distribuição e dois reguladores de tensão para manter o perfil de tensão do sistema. A configuração desse sistema é apresentada na Figura 4.14.

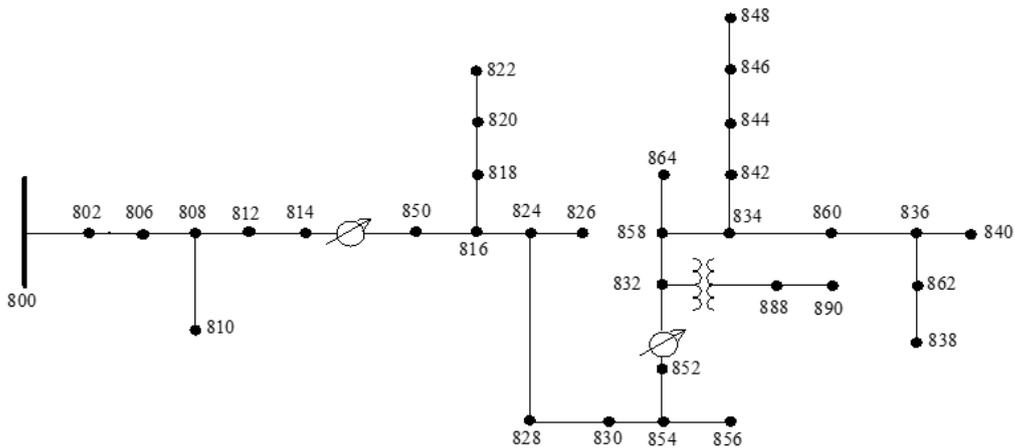


Figura 4.14: IEEE34

O sistema IEEE34 foi modificado para analisar o efeito do acoplamento mútuo entre alimentadores. O sistema IEEE34M é apresentado na Figura 4.15. As seções dos alimentadores consideradas em paralelo, possuindo um acoplamento mútuo entre elas, podem ser identificadas por meio de elipses pontilhadas.

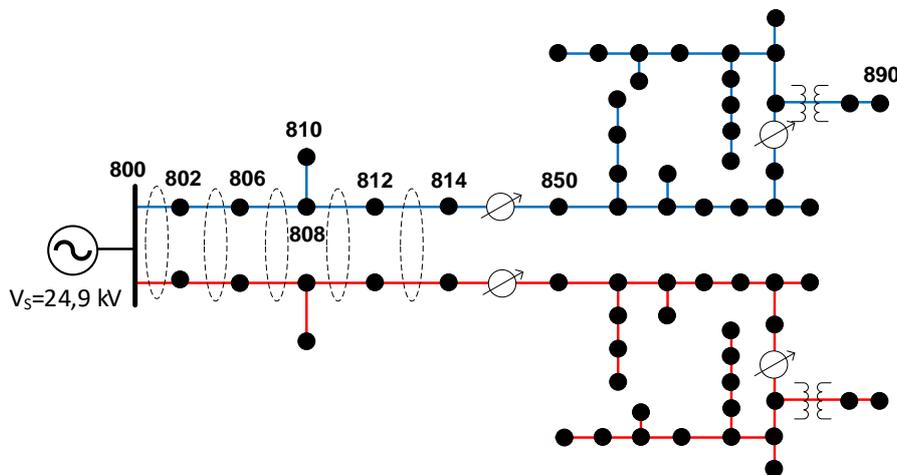


Figura 4.15: IEEE34M

Caso 34-1:

A geometria dos condutores no poste utilizada nas simulações para os alimentadores em paralelo é a mesma da Figura 2.4 e as distâncias consideradas entre os condutores relativas à essa mesma configuração é mostrada na Tabela 4-3 (mesma do caso IEEE13M). Considerou-se uma sequência de fases para os condutores em paralelo de $BAC-B'A'C'$.

Os valores de tensão nas barras do sistema IEEE34M considerando uma análise sem e com a presença das impedâncias mútuas entre alimentadores distintos são apresentados nas Figura 4.16, Figura 4.17 e Figura 4.18. Vale destacar que os reguladores de tensão do sistema foram considerados como desabilitados com tapes na posição nominal para que não interferissem nos resultados.

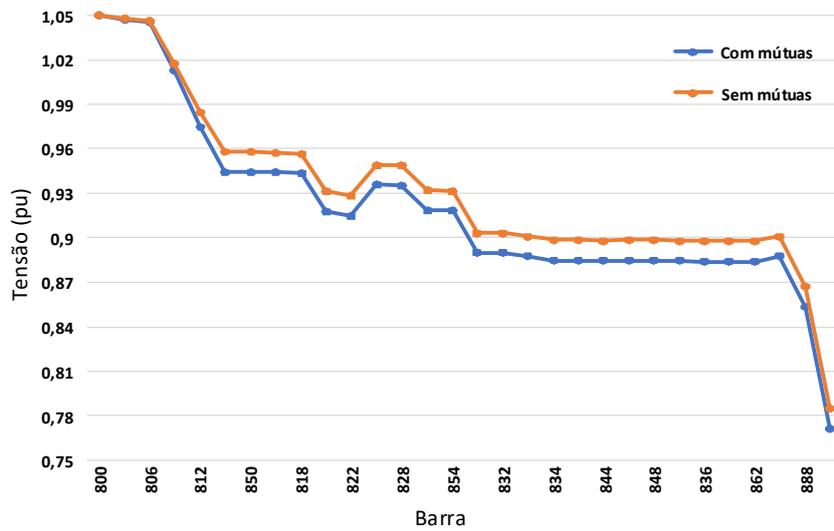


Figura 4.16: Efeito do acoplamento mútuo – Fase A - IEEE34M

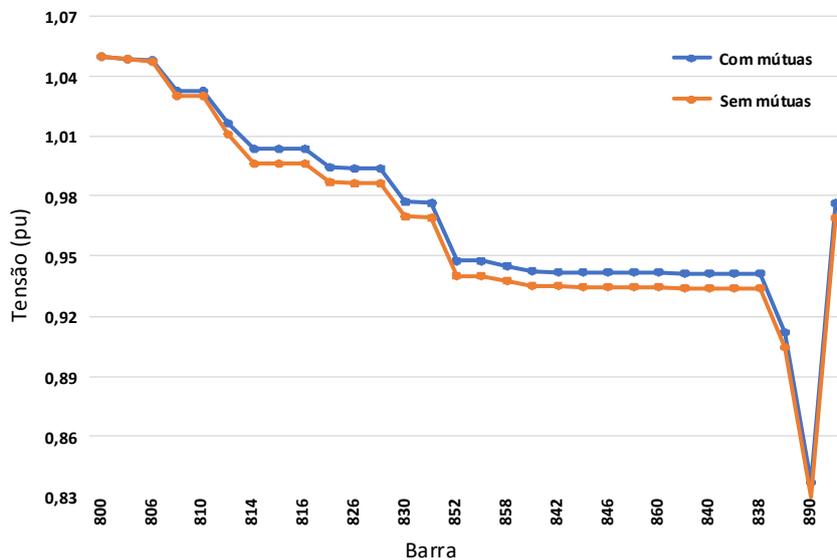


Figura 4.17: Efeito do acoplamento mútuo – Fase B - IEEE34M

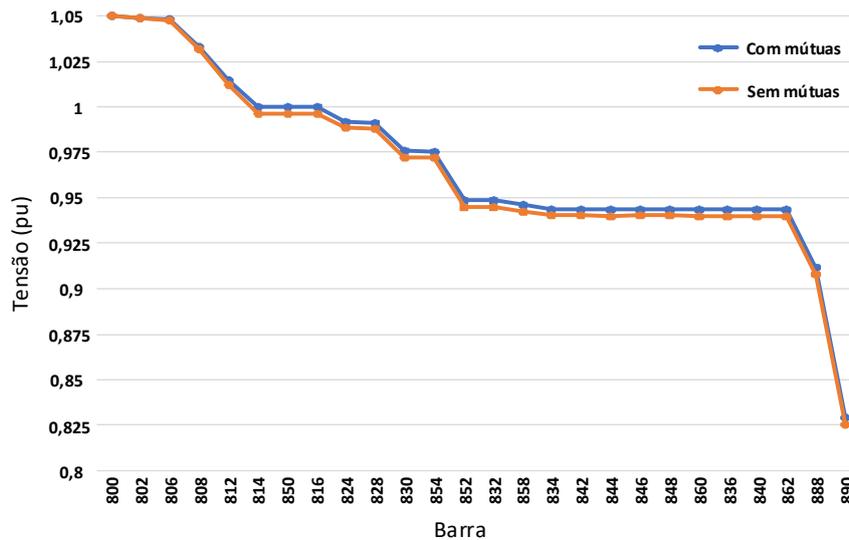


Figura 4.18: Efeito do acoplamento mútuo – Fase C - IEEE34M

Nesse sistema foi verificado que o grau da influência do acoplamento mútuo é inferior ao verificado no IEEE13M. No entanto, observa-se novamente algumas características com a inclusão da representação desse acoplamento, como a existência de fases em que há um aumento de tensão no perfil do alimentador e de fase em que o perfil de tensão diminui e o fato de que o efeito do acoplamento se apresenta em graus diferentes para cada uma das fases.

A máxima diferença de tensão entre as duas condições consideradas para uma mesma barra foi de 1,69%, 0,91% e 0,41% para as fases A, B e C, respectivamente, considerando o resultado sem a representação das mútuas entre alimentadores como base.

Conforme feito no IEEE13M, outros testes foram realizados no IEEE34M para investigar em detalhes o efeito do acoplamento mútuo. Para apresentação dos resultados, os mesmos dois cenários foram considerados. No primeiro cenário não existe acoplamento mútuo entre os alimentadores. No segundo cenário, esse acoplamento foi considerado para todos os efeitos.

Para fins de comparação foi calculada a diferença entre os resultados obtidos dos dois cenários considerando uma mesma variável, conforme o exemplo da Equação (4.1). Os valores obtidos são apresentados a seguir, considerando o cenário sem o acoplamento mútuo como resultado base para comparação.

4.4.1 Comprimento dos Alimentadores

Caso 34-2:

Neste caso, os comprimentos das seções dos alimentadores consideradas em paralelo foram multiplicados por um fator k . A Figura 4.19 mostra a maior diferença de tensão encontrada entre todas as barras do sistema (considerando os reguladores de tensão desabilitados). Para cada fator k foi plotada a maior variação de tensão obtida. Notou-se que a barra 890 foi a mais sensível na grande maioria das execuções. Esse comportamento se repetiu nos demais testes.

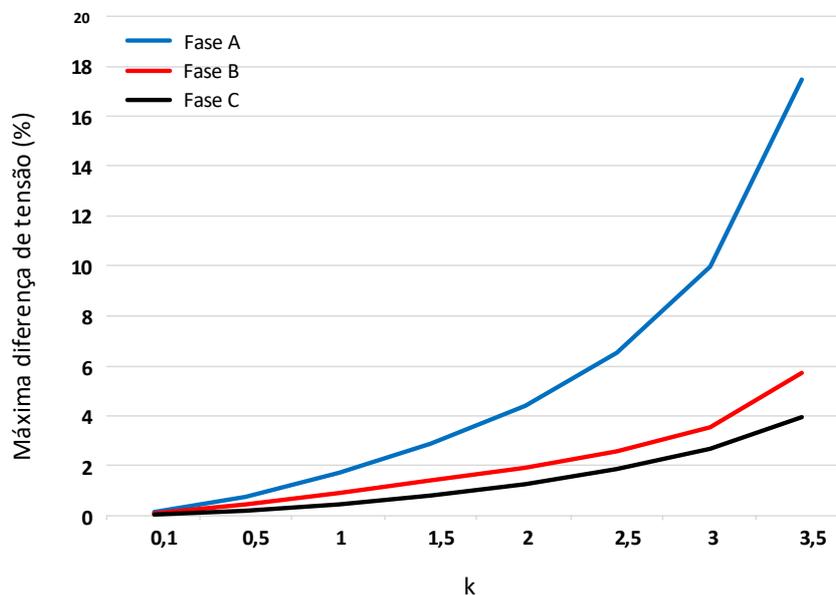


Figura 4.19: Impacto do acoplamento mútuo ao variar o comprimento dos alimentadores em paralelo no IEEE34M

O resultado encontrado é análogo ao encontrado na simulação do IEEE13M. Quanto maior é o comprimento dos alimentadores, maior é a influência do acoplamento mútuo no perfil de tensão do sistema, sendo o formato das curvas encontradas similares a uma função exponencial. A influência desse acoplamento foi praticamente nula para $k = 0,1$ e acarretou em uma diferença entre os resultados de tensão de aproximadamente 18% na fase A da barra 890 para $k = 3,5$.

4.4.2 Distância Vertical entre os Alimentadores

Caso 34-3:

Neste caso foi verificado o impacto do acoplamento mútuo ao variar a distância vertical dos condutores nos postes que contêm alimentadores em paralelo, distância D_y na Figura 4.20 (considerando os reguladores de tensão ativos). O resultado encontrado na barra 890 é apresentado na Figura 4.21.

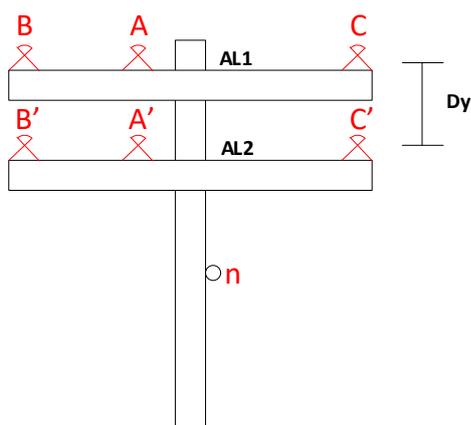


Figura 4.20: Distância vertical entre os alimentadores

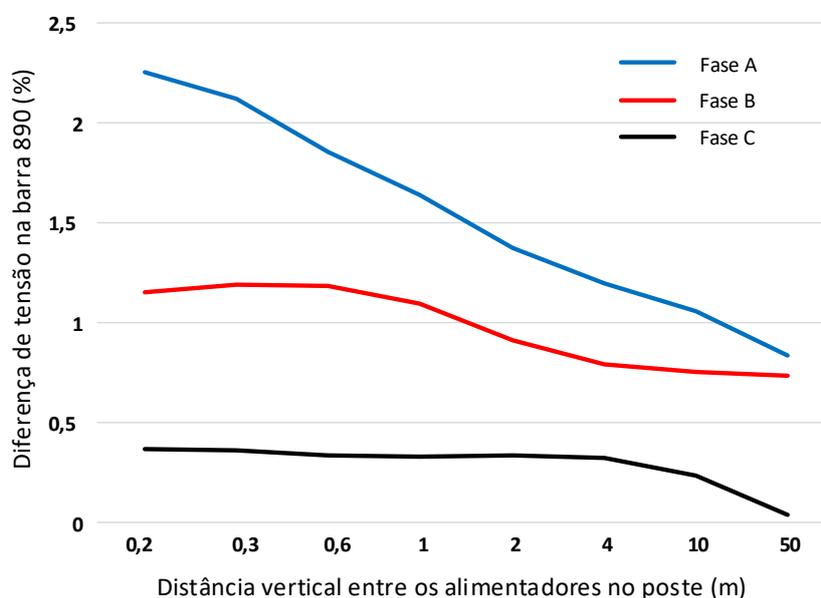


Figura 4.21: Impacto do acoplamento mútuo ao variar a distância vertical entre os alimentadores em paralelo no IEEE34M

Percebe-se que a diferença encontrada entre os valores da tensão na barra 890 nos dois cenários considerados diminui à medida que a distância vertical entre os

alimentadores no poste aumenta. Dessa maneira, no caso realizado, quanto mais afastados estão os alimentadores, menor é a influência do acoplamento mútuo e, assim, maior é a aproximação dos valores encontrados pelos dois cenários.

Caso 34-4:

Neste caso, o mesmo teste foi realizado em que foi variado a distância vertical dos condutores nos postes que contêm alimentadores em paralelo, distância D_y na Figura 4.20 (considerando os reguladores de tensão ativos). No entanto, neste caso em ambos os cenários considerados, os alimentadores foram considerados estando no mesmo poste. A diferença é que enquanto em um cenário a matriz de impedância foi considerada como cheia, tendo sido considerado todos os condutores envolvidos, no outro cenário não foram consideradas as impedâncias mútuas entre os alimentadores distintos. O intuito deste caso é verificar possíveis diferenças com os resultados obtidos no caso 34-3 em que o resultado foi comparado com os resultados do sistema base. O resultado encontrado na barra 890 é apresentado na Figura 4.22.

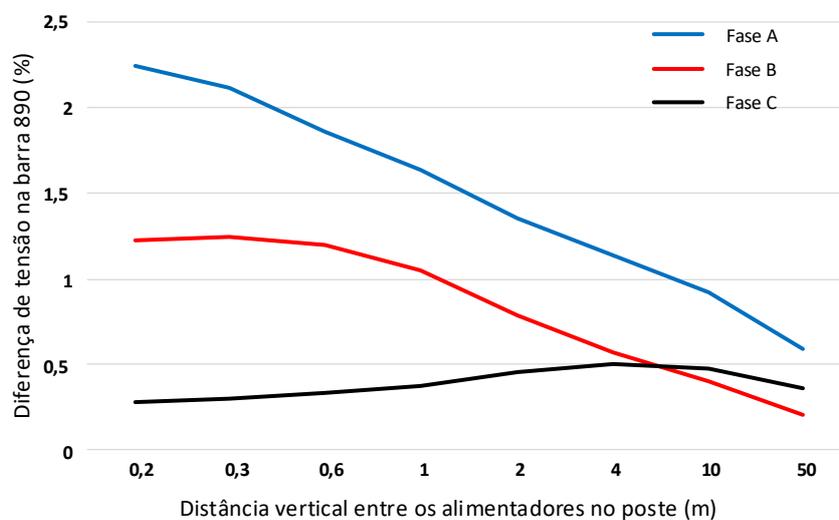


Figura 4.22: Impacto do acoplamento mútuo ao variar a distância vertical entre os alimentadores em paralelo no IEEE34M considerando sempre dois alimentadores em um mesmo poste

Nota-se uma semelhança com o resultado encontrado pelo caso 34-3 mostrado na Figura 4.21. Assim, o impacto do acoplamento mútuo apresentou-se de modo similar, de maneira que existe uma tendência de que quanto mais afastados estão os alimentadores, menor é a influência desse acoplamento. Não foram constatadas

diferenças significativas para o caso realizado neste teste em uma comparação com o caso 34-3.

4.4.3 Diferentes Sequências de Fase e Geometria dos Condutores no Poste

Caso 34-5:

Neste caso, foram simuladas as seguintes topologias que envolvem as sequências de fase ou geometria dos condutores dos alimentadores em paralelo no mesmo poste: (i) *BAC-B'A'C'*; (ii) *BAC-C'A'B'*; (iii) *ABC-A'B'C'*; (iv) *ABC-C'B'A'*; e (v) triângulo equilátero.

A Figura 4.23 revela a maior diferença encontrada para a tensão, corrente e perdas elétricas ao se comparar os resultados encontrados nos dois cenários estudados (considerando os reguladores de tensão desabilitados). Foram analisadas todas as barras e ramos do sistema e os valores com as maiores diferenças foram plotados.

Para a configuração em triângulo equilátero foi considerado uma separação de 60 cm entre os condutores de um mesmo alimentador e de 2,13 m entre condutores de alimentadores diferentes.

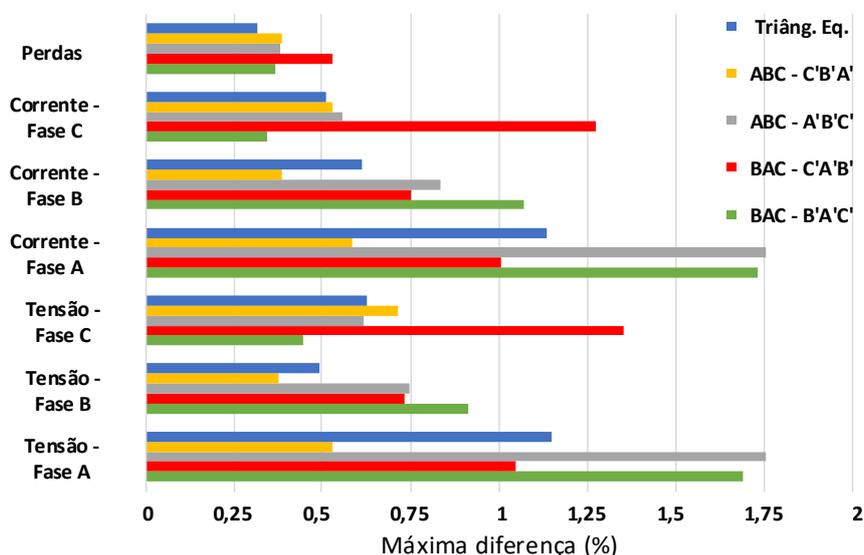


Figura 4.23: Impacto do acoplamento mútuo ao variar as sequências de fase ou geometria dos condutores no IEEE34M

Assim como acontece no IEEE13M, a Figura 4.23 mostra que a configuração dos condutores no poste interfere de forma considerável em todas as variáveis consideradas. De forma geral, dentre as configurações analisadas, o efeito do acoplamento mútuo

entre alimentadores apresentou-se de forma menos evidente na topologia $ABC-C'B'A'$. De forma oposta, as topologias $BAC-B'A'C'$, $ABC-A'B'C'$ e $BAC-C'A'B'$ apresentaram uma maior influência desse acoplamento.

Considerando todas as variáveis e geometria dos condutores analisados, a influência do acoplamento mútuo nesse sistema foi mais evidente nas variáveis da fase A. A diferença entre os valores dessas variáveis nos dois cenários considerados foi de aproximadamente 1,75% para as topologias $BAC-B'A'C'$ e $ABC-A'B'C'$.

4.4.4 Aumento do Carregamento do Sistema

Caso 34-6:

Neste caso, foi investigado como o acoplamento mútuo entre alimentadores pode interferir no valor do carregamento máximo do sistema. Para isso, todas as cargas do sistema foram transformadas em cargas do tipo potência constante e o carregamento do sistema foi aumentado gradativamente até que o algoritmo BFS divergisse.

A Figura 4.24 mostra o comportamento da tensão na barra 890 ao se aumentar o carregamento do sistema até o limite de convergência do BFS, considerando os reguladores de tensão desabilitados e três diferentes cenários: (i) sem a presença do acoplamento mútuo entre alimentadores; e com a presença desse acoplamento para a configuração dos condutores no poste (ii) $BAC-B'A'C'$ e (iii) $BAC-C'A'B'$.

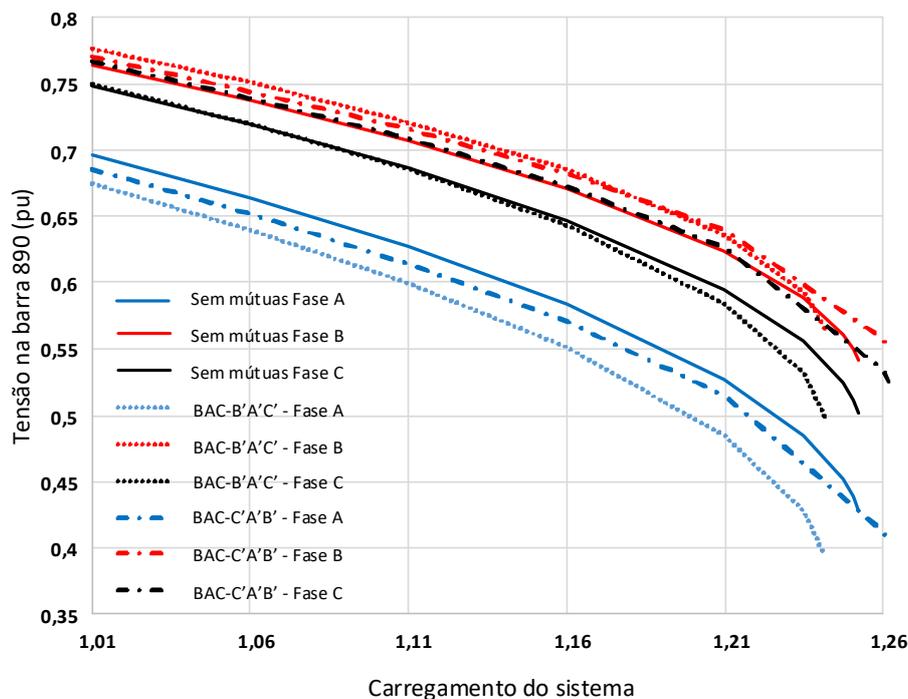


Figura 4.24: Impacto do acoplamento mútuo no carregamento máximo do sistema IEEE34M para cargas potência constante

Nota-se que a diferença encontrada no valor do ponto de máximo carregamento (PMC) do sistema entre os três cenários é muito pequena no IEEE34M. No entanto, os níveis de tensão em que o máximo carregamento foi obtido são bastante diferentes. Sem a representação do acoplamento mútuo, o carregamento do sistema pode ser aumentado até 1,252 vezes o carregamento nominal, enquanto que considerando essa representação esse valor foi de 1,261 para a topologia *BAC-C'A'B'* e 1,241 para a topologia *BAC-B'A'C'*.

4.5 IEEE123

O IEEE123 é um alimentador modificado baseado em um caso real da cidade norte americana Las Cruces e opera com uma tensão nominal de 4,16 kV. Possui como características a presença de alimentadores aéreos e subterrâneos com diversas configurações (monofásicas, bifásicas e trifásicas), banco de capacitores, transformador de distribuição, quatro reguladores de tensão, e um carregamento desbalanceado, contendo todas as combinações de tipos de carga (potência, impedância e corrente constante) em estrela e em delta.

A presença de quatro reguladores de tensão nesse sistema o torna um excelente sistema para testar modelos de reguladores de tensão, uma vez que pode ser testada inclusive a coordenação entre reguladores, ou seja, a coordenação entre os controles de tapes.

O sistema IEEE123 é apresentado na Figura 4.25.

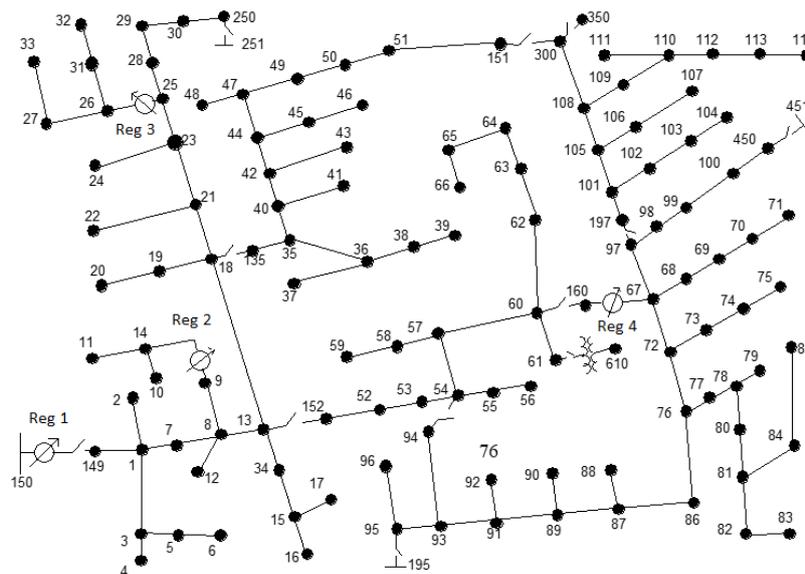


Figura 4.25: IEEE123

4.5.1 Reguladores de tensão

Caso 123-1:

O primeiro teste feito nesse sistema envolve a aplicação do método proposto para o controle de tape dos reguladores de tensão. O sistema foi executado no método desenvolvido e seus resultados foram comparados com os resultados fornecidos pelo DSASC.

A Tabela 4-4 apresenta os valores dos tapes encontrados pelo método proposto e os valores dos tapes fornecidos pelo DSASC para cada um dos reguladores. Para alcançar a convergência foram necessárias vinte e sete iterações no *loop* interno do BFS e dez iterações no *loop* externo (controle de tape). Três iterações adicionais foram necessárias para execução final do BFS com os tapes transformados de valores contínuos em valores discretos. O tempo total de processamento foi de 1275 ms.

Tabela 4-4: Tapes IEEE123

	Reg1	Reg2	Reg3	Reg3	Reg4	Reg4	Reg4
	Fase A	Fase A	Fase A	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
BFS	+7	-3	0	-1	+7	+1	+4
IEEE	+7	-1	0	-1	+8	+1	+5

Nota-se que os valores dos tapes encontrados pelo método proposto e os fornecidos pelo DSASC foram iguais para os reguladores 1 e 3. No entanto, para os demais reguladores existe uma pequena diferença, sendo ela inferior ou igual a duas unidades nos valores dos tapes. Essa diferença não necessariamente caracteriza um erro no algoritmo, pois o circuito de controle do regulador não requer que a tensão no centro de carga esteja em um valor fixo, mas sim dentro de uma faixa de valores permitida. E como existem reguladores em cascata, a posição de um determinado tape impacta na posição dos tapes dos reguladores a montante e/ou a jusante.

Para comprovar a aplicabilidade do algoritmo, considere a Tabela 4-5, onde a linha *Tensão* indica a tensão no centro de carga obtida, a linha *Nível* indica o nível de tensão no centro de carga e programada pelo regulador e a linha *Banda* indica a largura de banda, ou seja, a variação aceitável que o valor de tensão pode se distanciar do *Nível*. Geralmente o valor de *Banda* é metade para cima e metade para baixo.

Tabela 4-5: Dados dos reguladores de tensão após convergência do BFS - IEEE123

	Reg1	Reg2	Reg3	Reg3	Reg4	Reg4	Reg4
	Fase A	Fase A	Fase A	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
Tensão (V)	120,43	119,53	119,75	120,42	123,63	123,63	123,71
Nível (V)	120	120	120	120	124	124	124
Banda (V)	2	2	1	1	2	2	2

Como pode-se observar, todos os valores dos tapes encontrados pelo método proposto acarretam em uma tensão no centro de carga que está dentro da faixa de tensão permitida pelos parâmetros de cada regulador, comprovando, assim, a correta aplicação do método.

As Figura 4.26, Figura 4.27 e Figura 4.28 comparam os valores de tensão nas barras do sistema IEEE123 encontrados pelo método proposto com os resultados fornecidos pelo DSASC para as fases A, B e C, respectivamente.

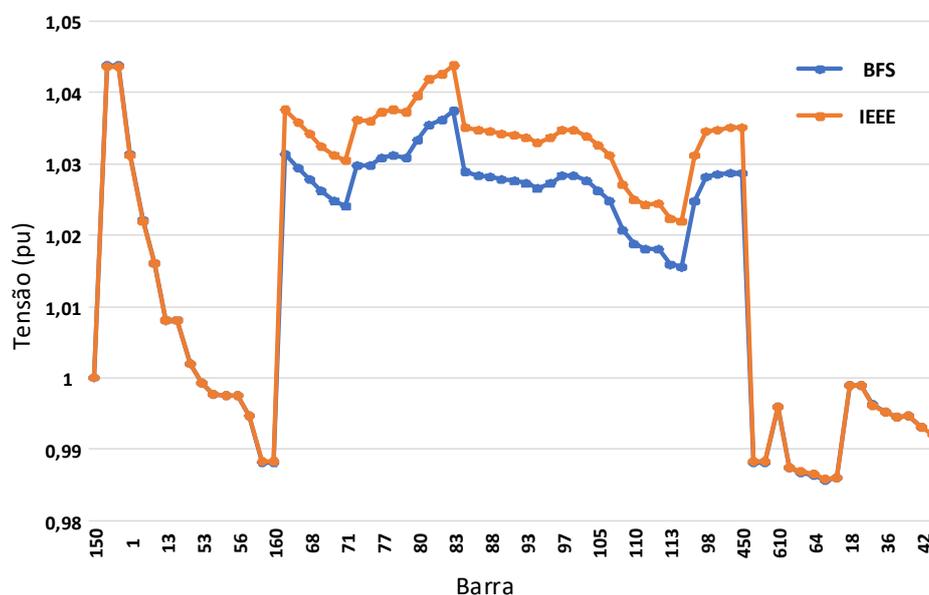


Figura 4.26: Perfil de tensão com reguladores de tensão – Fase A - IEEE123

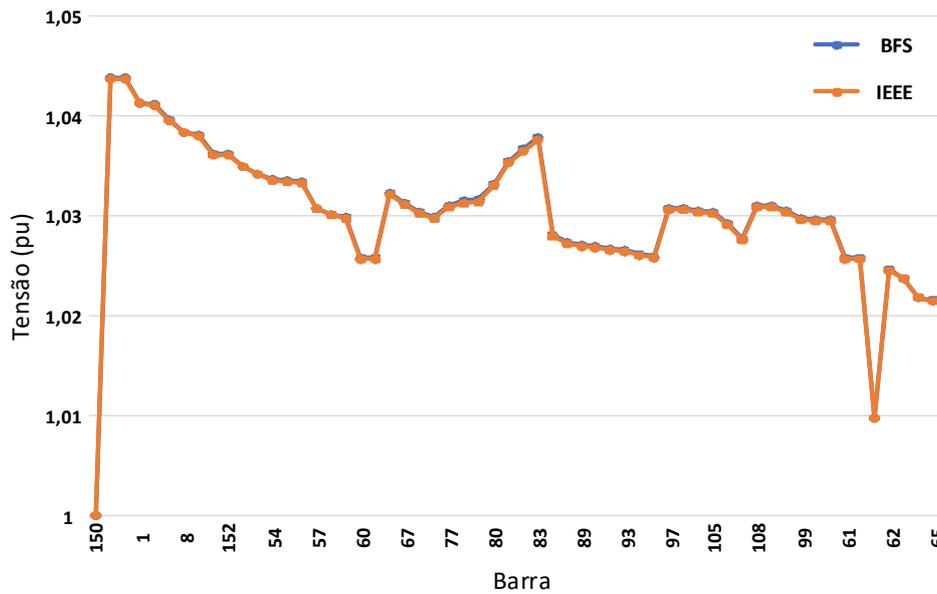


Figura 4.27: Perfil de tensão com reguladores de tensão – Fase B - IEEE123

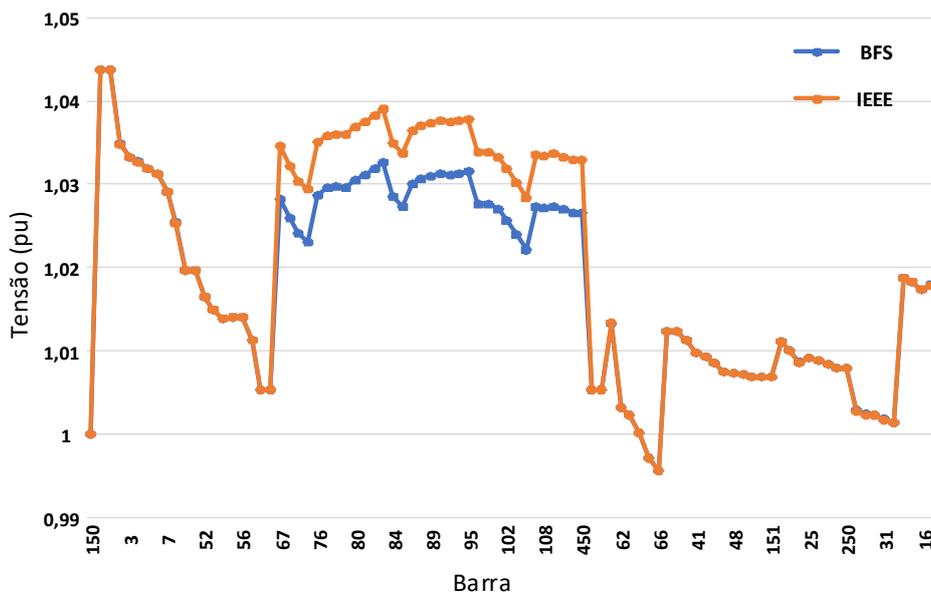


Figura 4.28: Perfil de tensão com reguladores de tensão – Fase C - IEEE123

Conforme esperado por causa da diferença em alguns tapes, nota-se uma pequena diferença nos valores de tensão nas fases A e C das barras do sistema que estão localizadas após os reguladores 2 e 4. Para as demais barras, é possível visualizar que as curvas estão sobrepostas, o que corresponde a um mesmo valor de tensão encontrado pelo método proposto e fornecido pelo DSASC. O mesmo pode-se dizer para as tensões na fase B de todas as barras, uma vez que os valores dos tapes de todos os reguladores são equivalentes para essa fase.

4.5.2 Modelagem de carga

Caso 123-2:

Outro teste realizado no sistema IEEE123 foi o impacto do modelo de cargas na convergência do algoritmo BFS. Considerou-se todos os reguladores de tensão desabilitados com os tapes na posição nominal para que eles não afetassem os resultados encontrados, permitindo observar melhor as diferenças entre os modelos de carga.

Desse modo, o carregamento do sistema IEEE123 foi aumentado até o limite de convergência do BFS em três diferentes cenários. No primeiro cenário, todas as cargas foram transformadas em potência constante, no segundo cenário em corrente constante e no terceiro cenário todas as cargas foram transformadas em impedância constante.

As Figura 4.26, Figura 4.27 e Figura 4.28 mostram o comportamento da tensão na barra 108 (barra crítica) do sistema IEEE123 para as fases A, B e C, respectivamente, ao aumentar o carregamento do sistema até o limite de convergência do BFS.

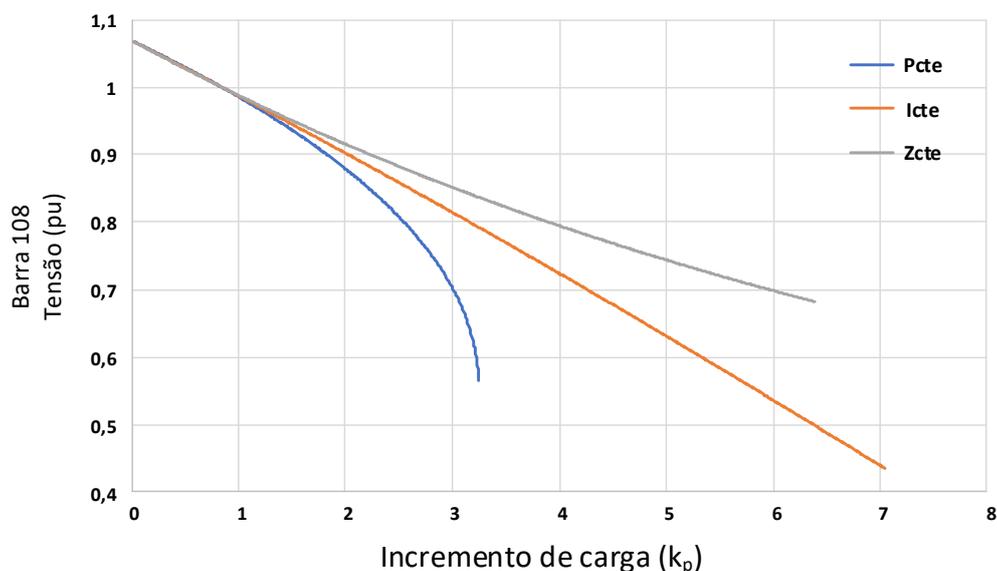


Figura 4.29: Aumento do carregamento do sistema – Fase A - IEEE123

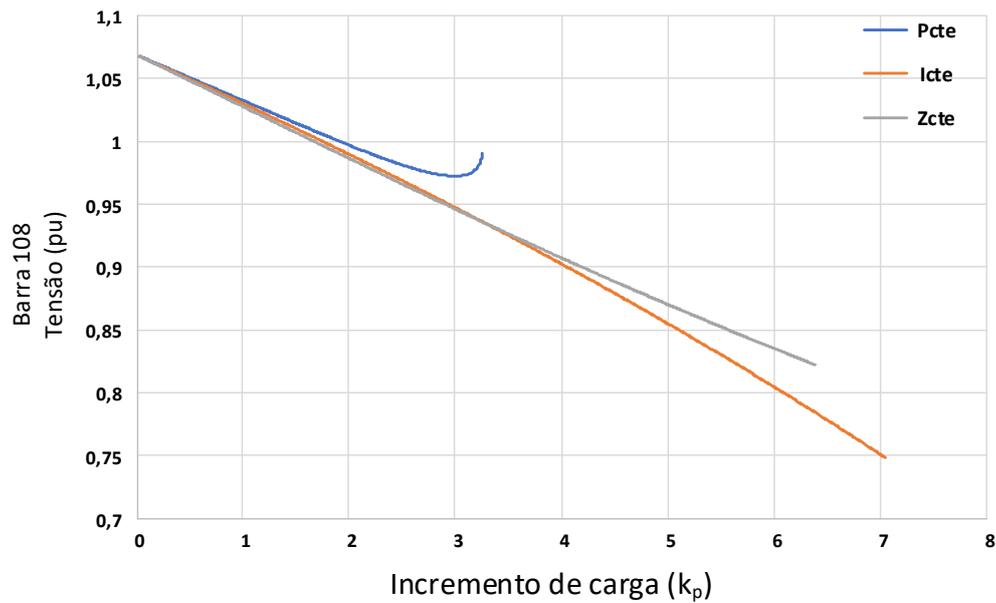


Figura 4.30: Aumento do carregamento do sistema – Fase B - IEEE123

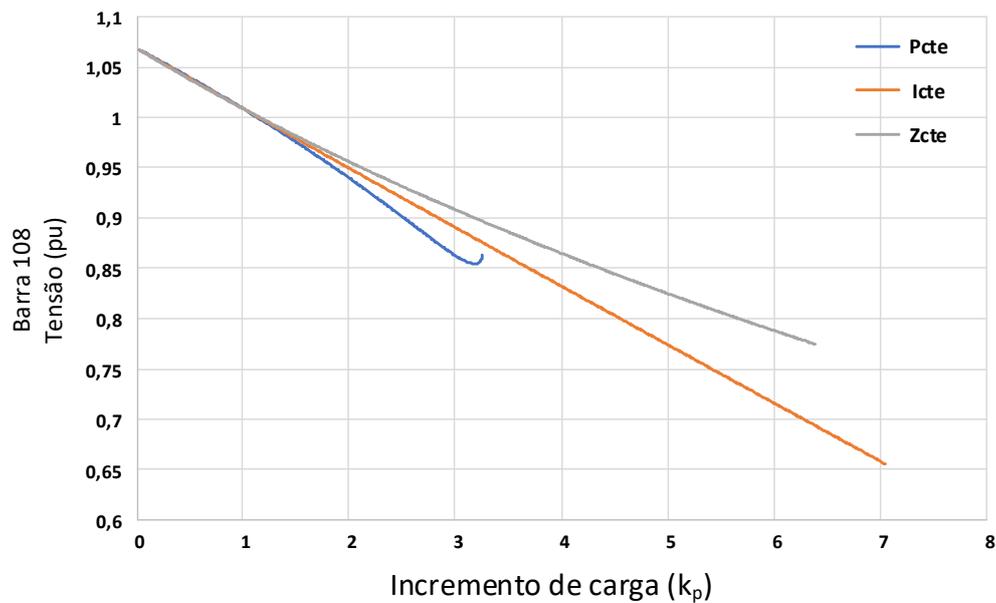


Figura 4.31: Aumento do carregamento do sistema – Fase C - IEEE123

Para o cenário 1 (potência constante), o carregamento do sistema foi aumentado em 3,25 vezes o carregamento nominal. Para o cenário 2, composto apenas por cargas do tipo corrente constante, esse mesmo valor foi de 7,05, enquanto que para o cenário 3, impedância constante, foi de 6,4.

Conforme era de se esperar, o PMC encontrado para cada uma das representações das cargas no sistema é diferente. No entanto, no cenário 3 e sem ação de controles, os métodos de fluxo de potência devem convergir para qualquer valor de carregamento do

sistema, uma vez que as equações descritivas do sistema elétrico são lineares, pois o sistema é composto apenas de resistências, indutâncias e capacitâncias. Dessa maneira, a partir das figuras apresentadas, percebe-se que o método BFS não apresentou o comportamento esperado, convergindo apenas até um certo valor de carregamento (6,4 vezes o carregamento nominal). A explicação para isso é dada a seguir.

De acordo com o Capítulo 3, o método BFS pode ser simplificado através das seguintes operações: (i) cálculo das correntes nas cargas, (ii) soma das correntes em todas as linhas, (iii) cálculo das quedas de tensão no sistema, (iv) atualização das tensões das barras do sistema, (v) cálculo das novas correntes das cargas com as tensões atualizadas, (vi) repetição dos processos até a convergência. Resumidamente, os processos são repetidos de maneira que as correntes e em seguida as tensões do sistema sejam atualizadas até a convergência do algoritmo ser alcançada.

Para uma carga do tipo potência constante, sua tensão é iniciada no valor nominal (1 pu). Então, é calculada sua corrente requerida e, posteriormente, a queda de tensão. Com a nova tensão nodal, a corrente demandada pela carga é recalculada. Esse processo se repete até a convergência do método, de maneira que sempre ocorre um menor desvio de tensão em relação a iteração anterior.

Para uma carga do tipo impedância constante, o processo é semelhante ao tipo potência constante. A diferença ocorre que para alguns valores de carga, o desvio de tensão da iteração atual aumenta em relação ao desvio da iteração anterior. Dessa forma, o gráfico da tensão por iteração apresenta oscilações conforme será mostrado no exemplo a seguir e, dependendo das condições de carga, o sistema diverge.

Para exemplificar, considere o sistema de 2 barras da Figura 4.32. A carga é uma carga do tipo impedância constante com um valor de demanda de 1000 kW na tensão nominal e a impedância do alimentador é de $j2 \Omega$.

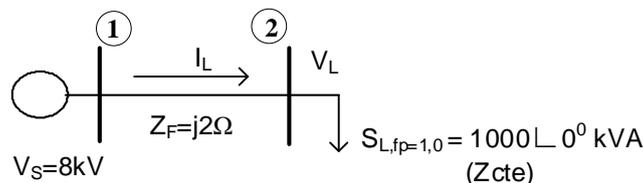


Figura 4.32: Sistema 2 barras

A Figura 4.33 apresenta o valor da tensão V_L da carga ao longo do processo iterativo do BFS para diferentes valores de k_p , onde k_p é o fator multiplicativo do carregamento nominal do sistema.

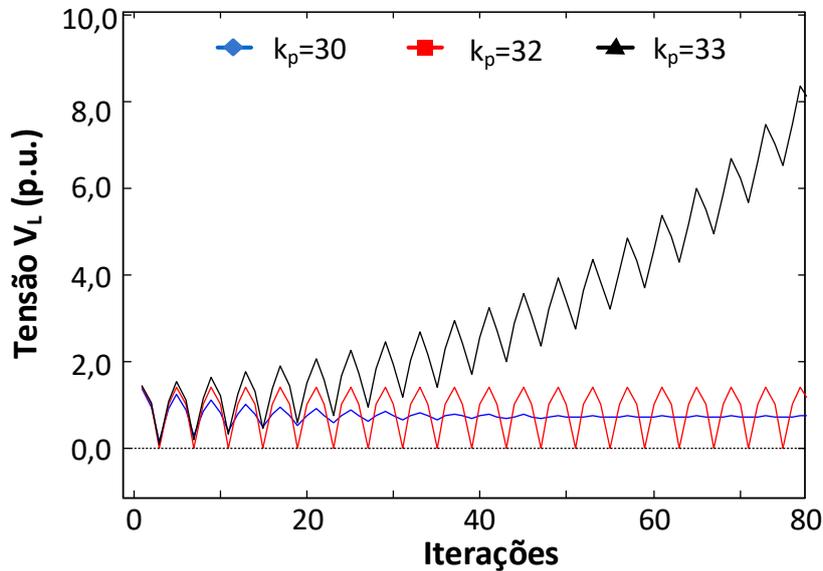


Figura 4.33: Convergência do sistema 2 barras pelo método BFS

Para um valor de $k_p = 30$, a tensão na carga V_L oscila, mas o desvio de tensão diminui ao longo do processo iterativo, sendo assim, o BFS é capaz de alcançar a convergência para esse valor de k_p . Destaca-se que o sistema converge com um número menor de iterações para valores menores que $k_p = 30$.

Já para um valor de $k_p = 32$, o comportamento da tensão V_L é totalmente oscilatório, alternando entre os mesmos valores de tensão. Ou seja, neste caso o desvio de tensão não diminui ao longo do processo iterativo, sendo ele constante. Com isso, o BFS não converge e o método é incapaz de encontrar uma solução para o sistema.

Por fim, para $k_p = 33$ é observada uma alternância nos valores da tensão V_L , onde o desvio de tensão em uma determinada iteração é sempre maior em relação ao seu valor na iteração anterior. Desse modo, os valores de tensão caminham em direção ao infinito à medida que o número de iterações aumenta. Neste caso, o algoritmo BFS diverge.

A prova analítica para essa explicação descrita nos parágrafos anteriores tem como base o fato de que o BFS é um método de aproximações sucessivas. Dessa forma, uma iteração do BFS para o sistema da Figura 4.32 pode ser representada pela Equação

(4.2), que por sua vez pode ser reescrita pela Equação (4.3). A Equação (4.4) é uma condição para a convergência dos métodos de aproximações sucessivas (KREYSZIG, 2011). Aplicando (4.4) em (4.3) tem-se a Equação (4.5). Assim, a Equação (4.5) deve ser obedecida para que haja convergência. No exemplo da Figura 4.32, percebe-se pela Figura 4.33 que a condição da Equação (4.5) não é obedecida para um valor de $k_p \geq 32$, logo para estes valores o sistema não converge, mesmo existindo uma solução.

$$V_L = V_S - Z_F V_L / Z_L \quad (4.2)$$

$$V_L^{k+1} = \varphi(V_L) = V_S - Z_F V_L^k / Z_L \quad (4.3)$$

$$|\varphi'(V_L)| < 1 \quad \forall V_L \quad (4.4)$$

$$|Z_F / Z_L| < 1 \quad (4.5)$$

Onde: V_L é a tensão na carga; V_S é a tensão na fonte; Z_F é a impedância do alimentador; Z_L é a impedância da carga; k é a iteração atual do método; e $\varphi(V_L)$ é o valor da tensão na carga na iteração $k+1$.

Caso 123-3:

O sistema IEEE123 foi escolhido para ilustrar esse aspecto de convergência do BFS para os diversos tipos de cargas. O sistema foi simulado com: (i) todas as cargas como potência constante e $k_p = 3,25$; (ii) todas as cargas como impedância constante e $k_p = 6,3$; e (iii) todas as cargas como impedância constante e $k_p = 6,6$.

A Figura 4.34 mostra a trajetória de convergência do método BFS e a variação da tensão na barra 108 do sistema IEEE123.

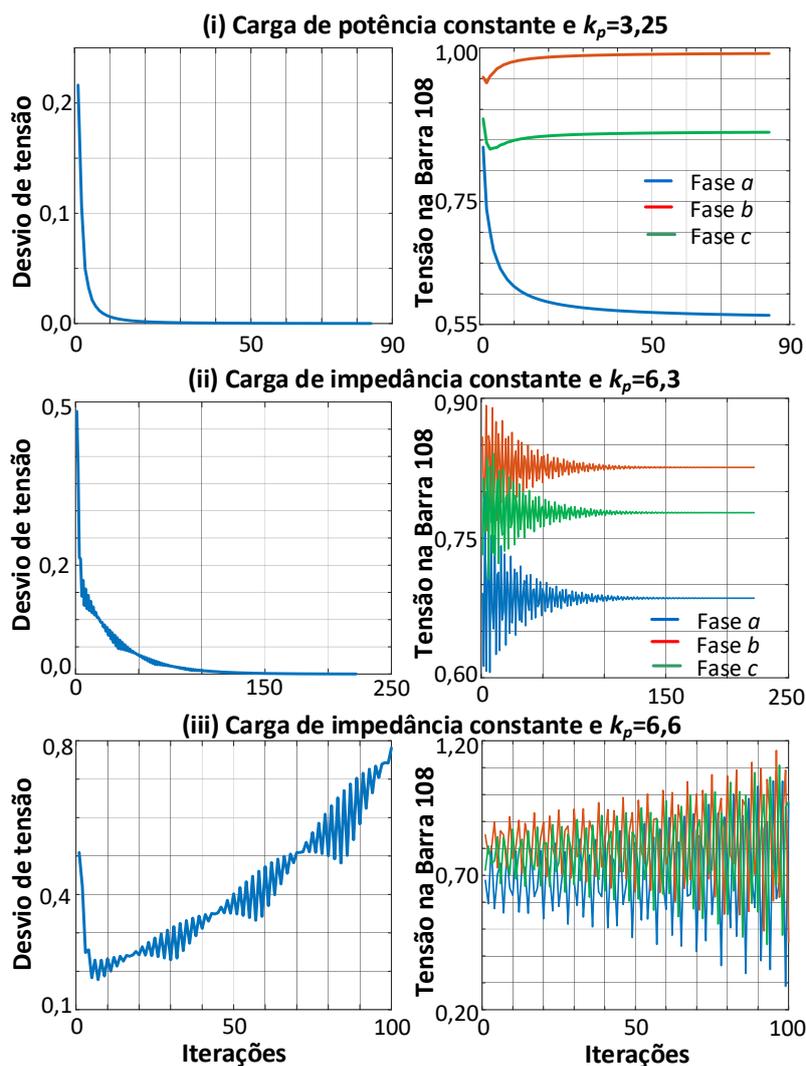


Figura 4.34: Convergência do BFS no IEEE123

Percebe-se que nos testes envolvendo cargas do tipo impedância constante, em (ii) tem-se uma condição de carga em que o BFS converge, enquanto que a condição de carga em (iii) faz com que o método apresente divergência.

Dessa maneira, genericamente vale a regra de que se uma combinação entre alimentador-carga não obedecer às condições indicadas na Equação (4.5), então o BFS pode divergir para este caso, independentemente do tamanho do sistema.

4.6 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

Neste capítulo foram apresentados os resultados obtidos nas simulações realizadas em alguns sistemas de distribuição fornecidos pelo IEEE para testes. Tais simulações tiveram como objetivos a comprovação da aplicabilidade dos modelos e melhorias propostas nesta dissertação.

Comprovou-se que a metodologia proposta para o controle de tape dos reguladores de tensão no método BFS é eficaz e pode ser aplicada mesmo na presença de vários reguladores no sistema. Conclui-se que a representação do acoplamento mútuo entre alimentadores nos algoritmos de análise de fluxo de potência em sistemas de distribuição não deve ser negligenciada, sendo fundamental que ela seja considerada, principalmente nas condições em que sua influência foi vista de forma mais evidente.

Analisou-se, também, o impacto do modelo de cargas na convergência do método BFS. Um problema de convergência foi constatado quando o sistema analisado é formado por cargas do tipo impedância constante e a razão para isso foi analiticamente apresentada. Nesta situação foi observada uma limitação matemática no método que faz com que ele divirja, mesmo existindo uma solução para o problema. Há uma condição necessária relacionada a uma combinação entre alimentador-carga que deve ser respeitada para que o método BFS apresente convergência que independe do tamanho do sistema.

5 COMPARAÇÃO BFS X NEWTON-RAPHSON

5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Especialmente devido aos resultados obtidos pelo BFS no sistema IEEE123 em relação aos modelos de cargas, resolveu-se comparar o método BFS com outro método com ampla aplicação em sistemas elétricos de distribuição, um método baseado em Newton-Raphson (NR) denominado de NCIM (PENIDO *et al.*, 2013).

Poucas comparações a respeito desses dois métodos são encontradas na literatura (ARAUJO *et al.*, 2010) (EMINOGLU; HOCAOGLU, 2008), sendo elas visadas apenas para situações comuns de operação: cargas leves, médias e pesadas. Além disso, problemas aparecem para muitos métodos de fluxo de potência quando a relação X/R diminui (ou a relação R/X aumenta) (EXPOSITO; RAMOS, 1999) (JABR, 2006), o que comumente ocorre nos sistemas de distribuição. Esta situação dificulta ou evita a convergência desses métodos, sendo que alguns autores indicam que o BFS funciona melhor para esse fator do que outros métodos, como aqueles baseados em NR (SHIRMOHAMMADI *et al.*, 1988) (EMINOGLU; HOCAOGLU, 2005) (JABR, 2006). No entanto, testes extensivos e provas analíticas não são apresentados (RAJICIC; BOSE, 1988) (BOMPARD *et al.*, 2000) (BIJWE; KELAPURE, 2003) (EMINOGLU; HOCAOGLU, 2005). Consideram-se esses fatores como outras justificativas para o estudo apresentado neste capítulo.

A comparação realizada neste trabalho tem como intuito a investigação do comportamento dos métodos analisados quando são levados a operar em pontos considerados críticos para convergência. Com isso, seus limites e robustez são testados em alguns aspectos passíveis de apresentarem problemas de convergência, sendo eles: (i) variação da relação X/R, (ii) aumento de carga até o limite de convergência, (iii) impacto do modelo de carga (modelo ZIP) e (iv) impactos dos reguladores de tensão.

Análises detalhadas e evidências analíticas são apresentadas para justificar os resultados encontrados, os quais serão apresentados neste capítulo.

Vale destacar que dois métodos adicionais também foram usados para testes. Um deles é chamado NCIM desonesto (DhCIM), que é semelhante ao NCIM, cuja a diferença está no fato da matriz jacobiana ser montada e fatorada apenas na primeira iteração, sendo usada sem alterações nas iterações subsequentes. Outro método foi

solucionar as equações de *Kirchhoff* dos sistemas, sendo elas escritas e resolvidas por um programa comercial (Lingo). A aplicação desses métodos adicionais tem o objetivo de ajudar a validar os resultados.

Considera-se as análises e resultados deste capítulo como contribuições deste trabalho.

5.2 TEMPO COMPUTACIONAL POR ITERAÇÃO

Os resultados deste capítulo centram-se principalmente no número de iterações ao invés do tempo computacional total. Essa abordagem foi realizada devido ao fato do tempo computacional ser altamente dependente do computador empregado nas simulações e também da qualidade da implementação realizada.

Para ser possível uma comparação de tempos computacionais foi preparada a Tabela 5-1. Nessa tabela são apresentados os tempos médios da leitura dos dados, da inicialização e o tempo médio por iteração de cada um dos métodos testados. Todos os tempos estão em milissegundos e todos os métodos (exceto Lingo) foram implementados no *software* Matlab® e testados em um computador com um processador Intel i7 4790k, 16 GB de RAM e um SSD de 240 GB.

A relação de tempo entre o NCIM e o BFS é apresentada na última coluna. Ela indica que a partir do momento em que a proporção do número de iterações BFS/(NCIM+1) é maior do que o valor indicado na linha *Iterações* e última coluna, o tempo computacional do NCIM se torna menor do que o do BFS. O acréscimo de uma unidade na parcela referente ao NCIM justifica-se pelo fato da diferença entre o tempo de inicialização do NCIM em relação ao BFS ser no geral aproximadamente igual ao tempo de uma iteração do próprio BFS, logo o “+1” é somado para deixar a análise mais justa. Em algumas figuras mostradas ao longo do capítulo, uma linha pontilhada vermelha simboliza até que ponto o método BFS é mais rápido do que o NCIM nos resultados apresentados.

Vale destacar que os métodos de solução de fluxo de potência baseados em NR, como o NCIM, requerem poucas iterações para alcançar a convergência. Para esses métodos, um número elevado de iterações pode estar associado a erros de codificação. O número máximo de iterações considerados foi de 20 no NCIM e 500 no BFS e no DhCIM.

Tabela 5-1: Tempo computacional por iteração em milissegundos

		NCIM	BFS	DhCIM	NCIM/BFS
IEEE34	Leitura dos dados	14,21 (1,77)	13,32 (1,66)	14,21 (1,77)	1,06
	Inicialização	5,63 (0,70)	1,26 (0,16)	5,63 (0,70)	4,47
	Primeira iteração	-	-	9,07 (1,13)	-
	Iterações	8,02 (1,00)	4,57 (0,57)	3,67 (0,46)	1,75
IEEE123	Leitura dos dados	15,03 (0,76)	15,10 (0,76)	15,03 (0,76)	0,99
	Inicialização	11,53 (0,58)	1,58 (0,08)	11,53 (0,58)	7,29
	Primeira iteração	-	-	22,34 (1,13)	-
	Iterações	19,72 (1,00)	9,47 (0,48)	9,77 (0,49)	2,08

Onde: *Leitura dos dados* é o tempo para leitura de dados. Esse tempo é extremamente dependente do tipo de dispositivo de armazenamento utilizado (HD, SSD); *Inicialização* é o tempo referente às operações iniciais. No NCIM e DhCIM as impedâncias são transformadas em admitâncias. No BFS é feita a ordenação das camadas do sistema; *Primeira iteração* é o tempo da primeira iteração no DhCIM, incluindo a fatoração e o armazenamento da matriz jacobiana; e *Iterações* é o tempo médio por iteração de todas as outras iterações do DhCIM e todas as iterações dos outros métodos. Os valores entre parênteses estão normalizados pelo tempo médio por iteração do NCIM.

5.3 RELAÇÃO X/R

Nesta seção é detalhado um método para testar o impacto da variação da relação X/R na convergência dos métodos BFS e NCIM. Vários valores de X/R são testados, com $|Z|$ sendo mantido constante, dentre outras abordagens.

A impedância dos alimentadores de distribuição pode ser calculada conforme as Equações (2.7) e (2.8). A Equação (2.8) mostra que a impedância mútua não está relacionada aos aspectos físicos dos condutores, mas sim com a distância entre eles. Assim, ela é considerada constante no método proposto, sendo alterada apenas a impedância própria dos alimentadores - Equação (2.7).

O mecanismo usado para testar os algoritmos BFS e NCIM é apresentado na Figura 5.1.

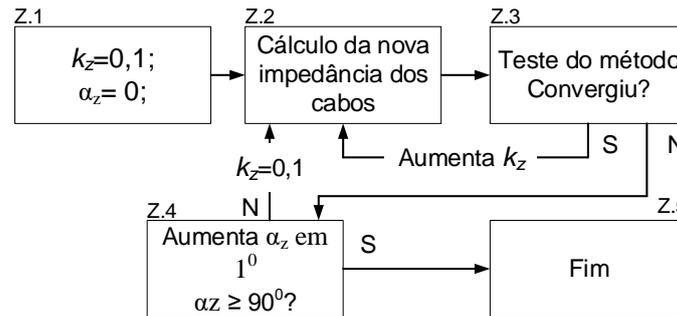


Figura 5.1: Algoritmo de teste X/R

A nova impedância dos cabos no algoritmo da Figura 5.1 é calculada conforme a Equação (5.1). Nota-se que a resistência é a mesma informada no caso base. No entanto, uma nova reatância é calculada sempre que o ângulo é alterado. Destaca-se que vários valores podem não ser viáveis em aplicações no mundo real, mas o objetivo principal da análise realizada neste capítulo é levar os métodos aos seus limites de convergência.

$$Z_{xx} = k_z [R_{ac} + jR_{ac} \tan(\alpha_z)] \quad (5.1)$$

$$Z_{pu} = \frac{|Z_{xx}|}{R_{ac}} \quad (5.2)$$

Onde: R_{ac} é a resistência do alimentador no caso base; α_z é o ângulo de impedância a ser testado; e Z_{pu} é o módulo da impedância do alimentador dividido por R_{ac} .

A seguir, os casos IEEE34 e IEEE123 são testados, aplicando-se o algoritmo apresentado na Figura 5.1. Todos os controles são desabilitados e colocados na posição nominal e a tensão na subestação é ajustada para 1,05 pu. Foi considerada uma tolerância de 10^{-4} (pu) para o desvio de tensão.

5.3.1 IEEE34

A Figura 5.2 mostra um gráfico relacionado à variação da relação X/R no sistema IEEE34 com os limites máximos de convergência alcançados para os métodos BFS, NCIM e Lingo. Destaca-se que o algoritmo ilustrado pela Figura 5.1 mapeia todos os pontos indicados na Figura 5.2.

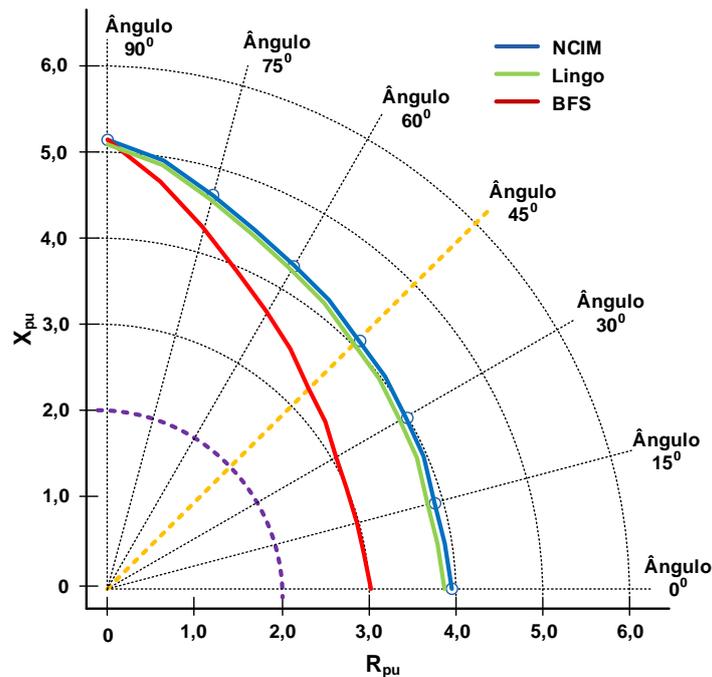


Figura 5.2: Limites máximos de convergência variando a relação X/R no IEEE34

Os resultados dos pontos referentes aos limites de convergência (pontos extremos) dos métodos são apresentados na Tabela 5-2, sendo consideradas apenas duas casas decimais. Um detalhe importante a ser enfatizado é que esses pontos não são condições práticas de operação. Em vez disso, eles são indicadores valiosos da robustez de cada método no que envolve a relação X/R.

Observam-se baixos valores de tensão em todos os pontos independentemente do método. Isso ocorre pelo fato desses pontos estarem relacionados a limites de convergência. Qualquer valor acima de um k_z máximo encontrado para um determinado ângulo representa uma divergência no método analisado.

Como resultado, o NCIM foi o método que teve o melhor desempenho no sistema IEEE34 para esse teste. Em toda a faixa de ângulo, o NCIM convergiu para pontos mais distantes em uma comparação com o BFS, encontrando maiores valores de k_z . Além

disso, seu número de iterações foi quase constante, independentemente da relação X/R, enquanto que o método BFS apresentou uma grande variação no número de iterações.

Tabela 5-2: Limites máximos de convergência variando a relação X/R no IEEE34

Ângulo (graus)	0°	15°	30°	45°	60°	75°	90°
$k_{z,N}$	3,98	3,79	3,43	2,89	2,16	1,22	-
$Z_{pu,N}$	3,98	3,92	3,96	4,09	4,32	4,71	5,20
iter_N	4	4	4	4	5	6	6
$V_{m,N}(pu)$	0,07	0,11	0,11	0,09	0,11	0,11	0,23
$k_{z,B}$	3,04	2,88	2,65	2,32	1,85	1,12	-
$Z_{pu,B}$	3,04	2,98	3,06	3,28	3,70	4,33	5,19
iter_B	306	324	376	308	423	355	440
$V_{m,B}(pu)$	0,41	0,40	0,39	0,37	0,34	0,30	0,23
$k_{z,L}$	3,96	3,77	3,40	2,86	2,14	1,19	-
$Z_{pu,L}$	3,96	3,90	3,93	4,05	4,28	4,60	5,20
iter_L	46	39	36	51	73	160	249
$V_{m,L}(pu)$	0,09	0,11	0,11	0,10	0,08	0,15	0,23

Onde: k_z é o multiplicador da maior impedância alcançada; $iter$ é o número de iterações; e V_m é a menor tensão encontrada na simulação. Os índices N , B e L indicam NCIM, BFS e Lingo, respectivamente.

Para investigar o motivo do método BFS ter encontrado menores valores de k_z para todos os ângulos analisados, dois testes adicionais foram realizados. No primeiro teste, o ângulo de impedância (α_z) foi fixado em 45° e variou-se o valor de k_z (a trajetória realizada é indicada pela linha amarela na Figura 5.2). Os resultados são mostrados na Figura 5.3.

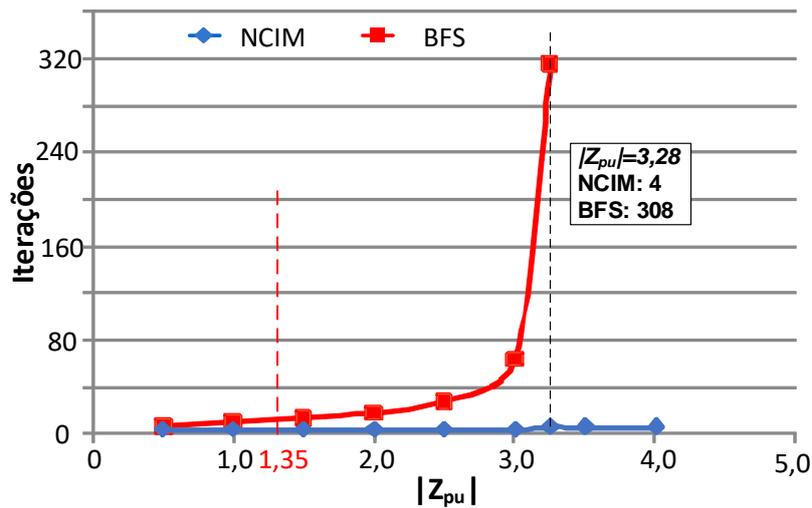


Figura 5.3: arctg(X/R)=45° - IEEE34

Devido a característica de convergência quadrática, o número de iterações encontrado pelo NCIM foi o mesmo em todos os casos. Já o número de iterações do BFS aumentou exponencialmente à medida que o valor de k_Z foi sendo aumentado. Além disso, diferentemente do NCIM, o método BFS não encontrou soluções para um valor de $|Z_{pu}|$ maior do que 3,28.

Em relação ao tempo computacional total gasto por ambos os métodos, para $|Z_{pu}| = 1$, o BFS gastou 37,73ms, enquanto o NCIM gastou 43,9ms. Para $|Z_{pu}| = 2$, esse valor foi de 56,01ms para o BFS, enquanto o NCIM apresentou o mesmo tempo total que o caso anterior. Já no ponto de limite de convergência do método BFS em $|Z_{pu}| = 3,28$, o valor foi de, respectivamente, 1422,44ms e 51,92ms para o BFS e o NCIM.

No segundo teste, o valor de $|Z_{pu}|$ foi fixado em 2,0 e foi feita uma variação angular em α_Z de 0 a 90°, como mostrado na Figura 5.2 por meio da linha roxa. O número de iterações encontrado por cada método é apresentado na Figura 5.4.

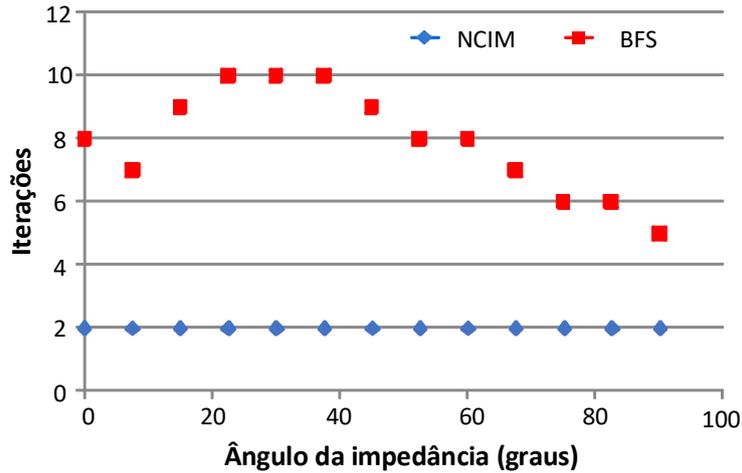


Figura 5.4: Iterações e $|Z_{pu}|=2$ – IEEE34

Nota-se que o número de iterações para cada ângulo da impedância não foi o mesmo no BFS, diferentemente do NCIM. O maior valor do número de iterações não foi encontrado nos pontos extremos - alimentador indutivo puro ($\alpha_z \cong 90^\circ$) e alimentador resistivo puro ($\alpha_z = 0^\circ$). Isso quer dizer que o aumento da relação X/R nem sempre resulta no aumento da dificuldade de convergência. Tal relação não está obrigatoriamente conectada. Para explicar essa condição, considere a Figura 5.5.

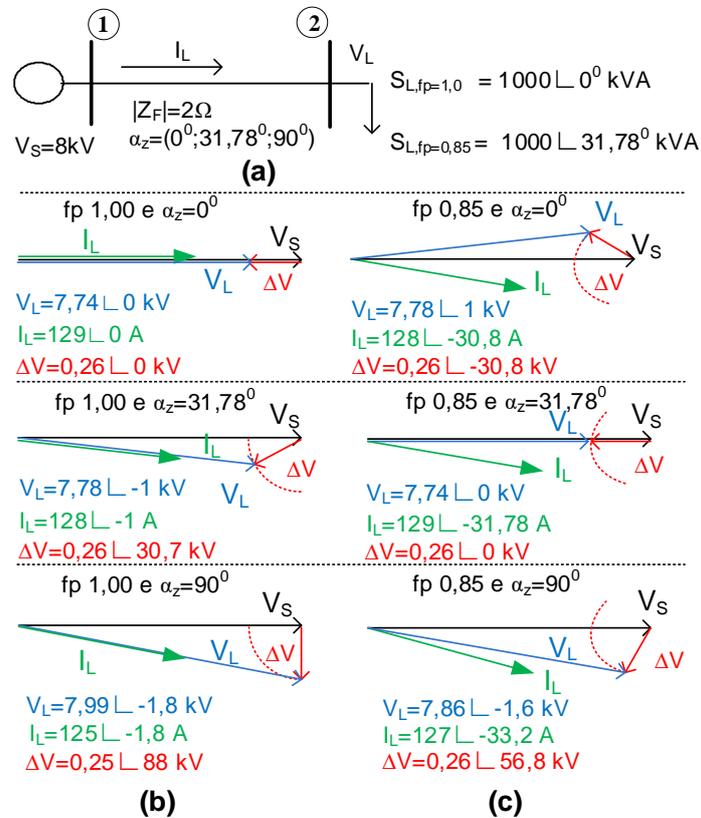


Figura 5.5: (a) Sistema 2 barras (b) localização geométrica de V_L para $fp=1$ (c) localização geométrica de V_L para $fp=0,85$

A Figura 5.5a apresenta um sistema simples de duas barras, onde a impedância do alimentador possui módulo constante e ângulo variável entre 0 e 90°. Na Figura 5.5b e Figura 5.5c, a localização geométrica da tensão V_L é mostrada a partir de vários ângulos de impedância. Na Figura 5.5b, quando a carga apresenta um fator de potência unitário, a menor tensão V_L ocorre quando o ângulo da impedância do alimentador é igual a 0°. Já na Figura 5.5c, a carga tem um fator de potência de 0,85, e a menor tensão V_L ocorre quando o ângulo da impedância do alimentador é de aproximadamente 31,8°. Deve-se ressaltar que, para garantir uma boa legibilidade, alguns valores não estão na escala real.

Portanto, a menor tensão ocorre geralmente quando o ângulo da carga (fator de potência) e o ângulo da impedância do alimentador estão próximos um do outro. Esses resultados são apresentados na Figura 5.6.

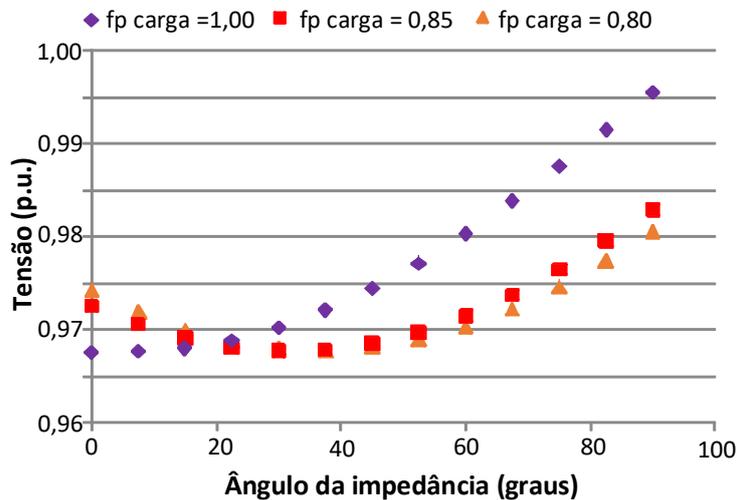


Figura 5.6: Variação da tensão no sistema 2 barras

No sistema IEEE34, o fator de potência médio das cargas é de 0,86. Assim, quando o ângulo da impedância do alimentador se aproxima do valor de arccos (0,86), os menores valores de tensão são obtidos. Como o BFS é um método de aproximações sucessivas, um menor valor de tensão corresponde a um maior número de iterações. Esse fato pode ser observado na Figura 5.4, onde $|Z_{pu}| = 2$. Outros sistemas que foram testados mostraram o mesmo comportamento. Desse modo, pode-se dizer que normalmente a convergência se torna mais difícil quando o ângulo da impedância do alimentador se aproxima do ângulo da carga, e não quando a relação X/R diminui ou aumenta.

A prova analítica é apresentada a seguir. A Equação (5.3) representa a tensão na carga da Figura 5.5a. O módulo da tensão é mostrado na Equação (5.4). Derivando (5.4) em relação a α_z e θ_L , e tornando-os iguais a zero para minimização, após alguns cálculos, a solução é mostrada em (5.5).

$$V_L = V_S \angle \phi - Z_F \angle \alpha_z \cdot I_L \angle -\theta_L \quad (5.3)$$

$$|V_L|^2 = [V_S \cos(\phi) - Z_F I_L \cos(\alpha_z) \cos(\theta_L) - Z_F I_L \text{sen}(\alpha_z) \text{sen}(\theta_L)]^2 + [V_S \text{sen}(\phi) - Z_F I_L \text{sen}(\alpha_z) \cos(\theta_L) + Z_F I_L \text{sen}(\theta_L) \cos(\alpha_z)]^2 \quad (5.4)$$

$$\alpha_z = \theta_L \quad (5.5)$$

Onde: I_L é a corrente no ramo; α_z é o ângulo da impedância do alimentador; θ_L é ângulo da carga; e ϕ é o ângulo da tensão da fonte.

5.3.2 IEEE123

Os resultados dos testes realizados no sistema IEEE123 referentes à variação da relação X/R a partir do algoritmo da Figura 5.1 estão mostrados na Figura 5.7 e na Tabela 5-3. Os dados da Tabela 5-3 são relativos aos pontos no limite de convergência para cada um dos ângulos analisados. Foram consideradas apenas duas casas decimais.

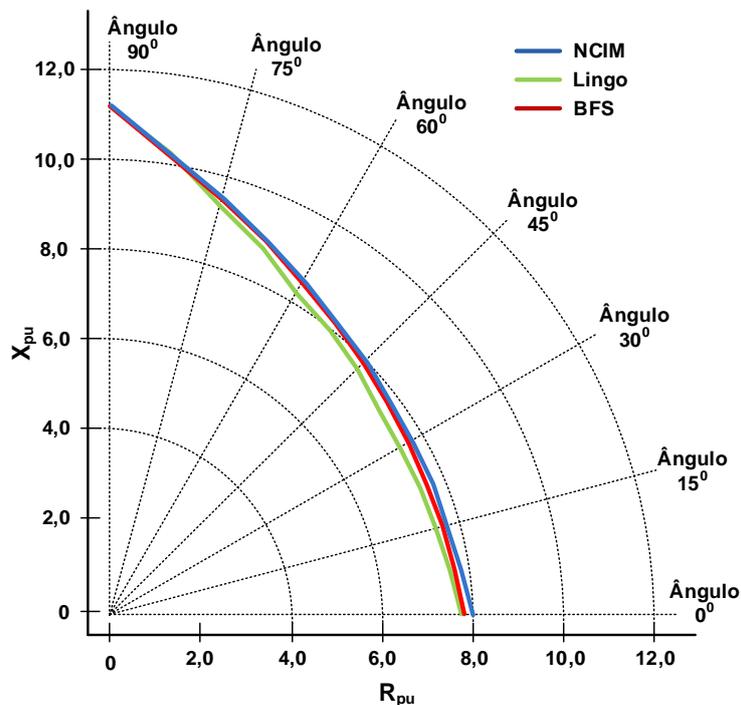


Figura 5.7: Limites máximos de convergência variando a relação X/R no IEEE123

Tabela 5-3: Limites máximos de convergência variando a relação X/R no IEEE123

Ângulo (graus)	0°	15°	30°	45°	60°	75°	90°
k_{z,N}	8,01	7,47	6,70	5,68	4,31	2,51	-
Z_{pu,N}	8,01	7,73	7,74	8,03	8,62	9,70	11,37
iter_N	7	5	5	7	5	5	7
V_{m,N(pu)}	0,38	0,38	0,40	0,41	0,44	0,48	0,55
k_{z,B}	7,91	7,40	6,65	5,63	4,29	2,49	-
Z_{pu,B}	7,91	7,66	7,68	7,96	8,58	9,62	11,37
iter_B	355	202	298	91	55	47	49
V_{m,B(pu)}	0,44	0,42	0,42	0,43	0,45	0,50	0,55
k_{z,L}	7,88	7,31	6,60	5,49	4,22	2,47	-
Z_{pu,L}	7,88	7,57	7,62	7,76	8,44	9,54	11,37
iter_L	244	207	308	254	265	207	185
V_{m,L(pu)}	0,40	0,39	0,39	0,42	0,43	0,48	0,55

Não houve diferenças consideráveis entre os métodos nesse sistema teste. Com isso, é possível notar a diferença entre os resultados encontrados pelo IEEE123 e pelo IEEE34 ao se comparar o BFS e o NCIM (Figura 5.2 x Figura 5.7). No IEEE34, o BFS não foi capaz de apresentar a mesma robustez do NCIM, enquanto que no IEEE123 ambos foram equivalentes nesse quesito. Dessa forma, essa condição foi investigada.

O principal detalhe encontrado está relacionado ao quantitativo de cada tipo de carga nos dois sistemas teste. O IEEE34 possui uma carga total de $1766 + j1044$ kVA, com uma porcentagem de carga do tipo potência constante de 30,7%, corrente constante de 31,6% e impedância constante de 37,7%. Já o IEEE123 possui uma carga total de $3490 + j1920$ kVA, com uma porcentagem de carga do tipo potência constante de 54,6%, corrente constante de 20,7% e impedância constante de 24,7%.

Conclui-se que o valor de carga do tipo potência constante é consideravelmente maior no IEEE123. Assim, foi realizado um teste adicional em que todas as cargas do sistema IEEE34 foram convertidas em cargas do tipo potência constante, e o teste indicado pela Figura 5.1 foi repetido. Os resultados dos pontos relacionados aos limites de convergência estão apresentados na Tabela 5-4.

Tabela 5-4: Limites máximos de convergência variando a relação X/R no IEEE34 apenas com cargas potência constante

Ângulo (graus)	0°	15°	30°	45°	60°	75°	90°
$k_{z,N}$	1,64	1,55	1,42	1,22	0,96	0,57	-
$Z_{pu,N}$	1,64	1,60	1,64	1,73	1,92	2,20	2,74
iter_N	4	4	4	4	3	3	3
$k_{z,B}$	1,63	1,54	1,41	1,21	0,95	0,57	-
$Z_{pu,B}$	1,63	1,59	1,63	1,72	1,90	2,20	2,74
iter_B	32	30	46	29	45	43	63

Como resultado, nota-se que o valor do k_z máximo encontrado em cada um dos métodos para toda a faixa de ângulo analisada foi praticamente o mesmo. A única diferença aconteceu no número de iterações pelas razões já discutidas.

O comportamento destacado foi verificado em vários outros sistemas teste. Portanto, é possível inferir que a relação X/R não é o único fator que afeta a convergência dos métodos. O modelo de carga desempenha um papel importante neste quesito e não é profundamente estudado na literatura.

5.4 AUMENTO DE CARGA E MODELO DE CARGA

As análises apresentadas na seção anterior e no Capítulo 4 indicaram que o modelo de carga também afeta o processo de convergência dos métodos, principalmente do método BFS. Foi visto na seção anterior que quando o sistema é formado apenas ou pela maior parte por cargas do tipo potência constante, os métodos BFS e NCIM chegam a resultados de limites de convergência bastante semelhantes quando seus valores de X/R são variados. No entanto, quando o sistema contém cargas de tipo variadas, o BFS não apresenta a mesma robustez do NCIM nessa mesma situação.

Desse modo, ambos os métodos foram ligeiramente modificados para que um fluxo de potência pseudo-continuado (FPPC) fosse aplicado com o intuito de se analisar o impacto da modelagem de carga. Ao longo dessa seção e das próximas, na realização do FPPC apenas a parte estável da curva PV será plotada para os modelos de carga potência e corrente constante.

Foram executadas duas etapas no FPPC: (i) todas as cargas do caso base são transformadas em um dado tipo de carga (potência, corrente ou impedância constante);

e (ii) o caso é executado repetidamente, aumentando-se as cargas em cada iteração com a mesma proporção até que o algoritmo divirja. O incremento de carga foi realizado de acordo com a Equação (5.6).

$$S = S_0(1 + \gamma) = S_0 k_p \quad (5.6)$$

$$k_r = \frac{P_{Carga}(k_p)}{P_0} \quad (5.7)$$

Onde: S_0 é a potência complexa da carga relativa ao caso base; γ é o incremento de carga; $P_{Carga}(k_p)$ é a potência demandada pela carga na condição k_p ; k_r é o incremento real da carga. Para cargas do tipo potência constante $k_p = k_r$.

A curva PV da barra 108 (fases A, B e C) do sistema IEEE123 contendo apenas cargas do tipo potência constante é mostrada na Figura 5.8. O eixo x inferior corresponde ao valor de k_p e o eixo x superior equivale ao incremento real da carga k_r , conforme mostrado na Equação (5.7).

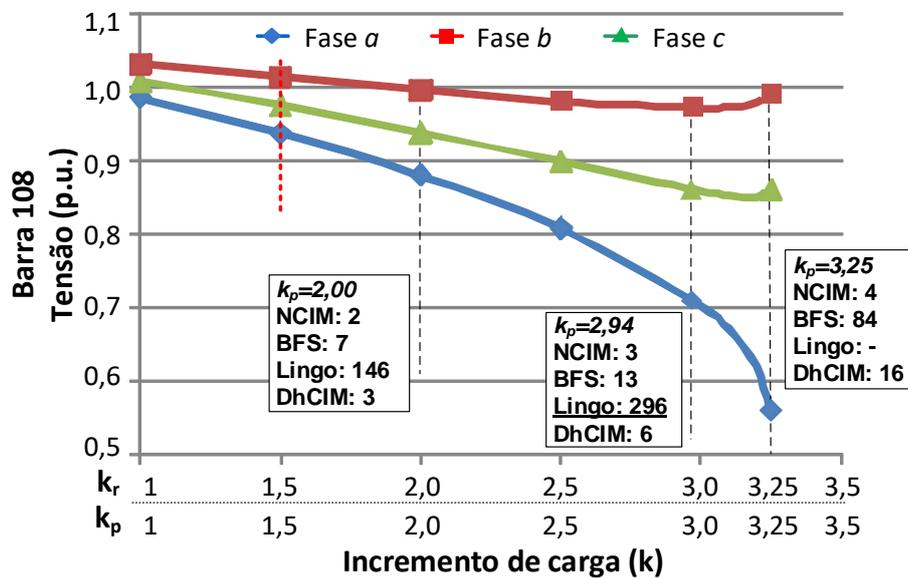


Figura 5.8: Curva PV do IEEE123 apenas com cargas potência constante

As caixas da Figura 5.8 mostram o número de iterações necessárias para a convergência de cada método em um determinado valor de incremento de carga. O valor sublinhado é o último ponto no qual o correspondente método convergiu. Um

ponto que deve ser enfatizado é que, para cada condição de carga, os algoritmos começaram com as condições iniciais de tensão (1,0 pu).

Como resultado, os métodos BFS, NCIM e DhCIM possuem o mesmo valor do PMC. No entanto, o BFS e o DhCIM exigiram um número de iterações elevado para alcançarem a convergência. Do ponto de vista de tempo computacional, o NCIM passou a alcançar a convergência de maneira mais rápida em uma comparação com o BFS para valores de $k_p \geq 1,5$.

Para exemplificar, o tempo computacional total gasto pelo BFS e pelo NCIM, para $k_p = 1$ foi de, respectivamente, 54,56ms e 66ms. Para $k_p = 2$, o NCIM gastou o mesmo tempo, enquanto o BFS gastou 82,9ms. Já no PMC de ambos os métodos em $k_p = 3,25$, o tempo gasto pelo BFS e pelo NCIM foi de, respectivamente, 812,16ms e 104,44ms.

A Figura 5.9 mostra a curva PV da barra 108 (fases A, B e C) do sistema IEEE123 composto apenas por cargas do tipo corrente constante.

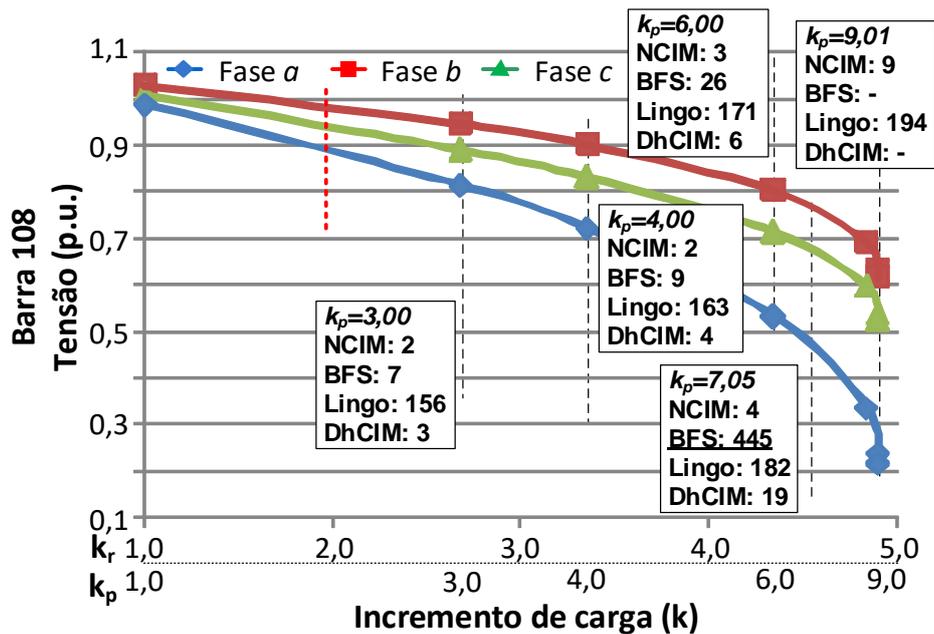


Figura 5.9: Curva PV do IEEE123 apenas com cargas corrente constante

Como resultado, percebe-se que o BFS e o DhCIM não encontraram o mesmo valor do PMC obtido pelo NCIM. O método BFS convergiu até $k_p = 7,05$ e o DhCIM até $k_p = 7,23$.

Em relação ao tempo computacional total gasto pelos métodos, para $k_p = 2$, o BFS gastou 64,03ms, enquanto o NCIM gastou 66ms. Para $k_p = 4$, o NCIM gastou o mesmo

tempo, enquanto o BFS gastou 101,91ms. Já no PMC alcançado pelo BFS em $k_p = 7,05$, o tempo total foi de 4230,83ms e de 105,44ms para, respectivamente, o BFS e o NCIM.

A Figura 5.10 apresenta a curva PV da barra 108 (fases A, B e C) do sistema IEEE123 composto apenas por cargas do tipo impedância constante.

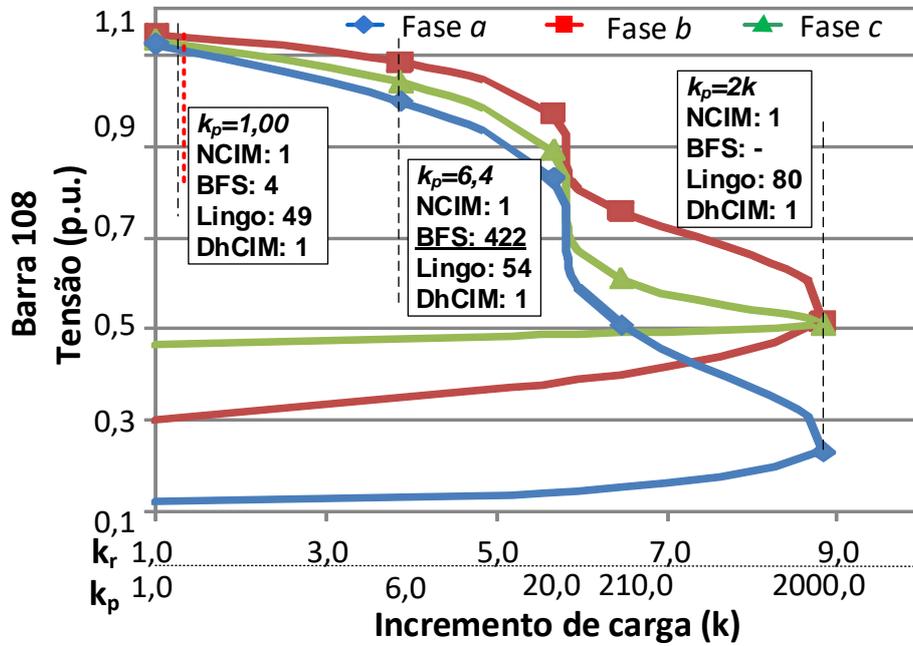


Figura 5.10: Curva PV do IEEE123 apenas com cargas impedância constante

Conforme já apresentado na seção 4.5.2, no caso em que os sistemas são formados apenas por cargas do tipo impedância constante e não há presença de controles, os métodos de fluxo de potência devem convergir para qualquer valor de k_p . No entanto, a Figura 5.10 mostra que o BFS foi o único método dentre os analisados que não se comportou dessa maneira. A convergência alcançada para esse método aconteceu apenas até $k_p = 6,4$.

O principal motivo para esse problema foi abordado e discutido no Capítulo 4 e é uma importante justificativa para o método BFS apresentar uma menor robustez em comparação com o NCIM em situações em que os sistemas de distribuição são formados por cargas variadas, representadas por cargas de diferentes modelos.

Em relação ao tempo computacional total gasto pelos métodos, em $k_p = 2$, o BFS gastou 82,97ms e o NCIM gastou 46,28ms. Já no PMC alcançado pelo BFS em $k_p = 6,4$, o NCIM gastou o mesmo tempo, enquanto o tempo total do BFS foi de 4013,02ms.

5.5 IMPACTO DOS REGULADORES DE TENSÃO

Para que fosse avaliado o impacto da representação dos reguladores de tensão, o mesmo incremento de carga descrito pela Equação (5.6) foi realizado no sistema IEEE123, mas dessa vez com o controle dos reguladores de tensão ativo. A implementação desse controle no método BFS foi descrita na seção 3.2.14.

Para evitar os problemas indicados na seção 5.4, todas as cargas do sistema foram transformadas em cargas do tipo potência constante, visando manter o foco da análise apenas no impacto causado pelos reguladores de tensão na convergência dos métodos.

A curva PV da barra 108 do sistema é mostrada na Figura 5.11.

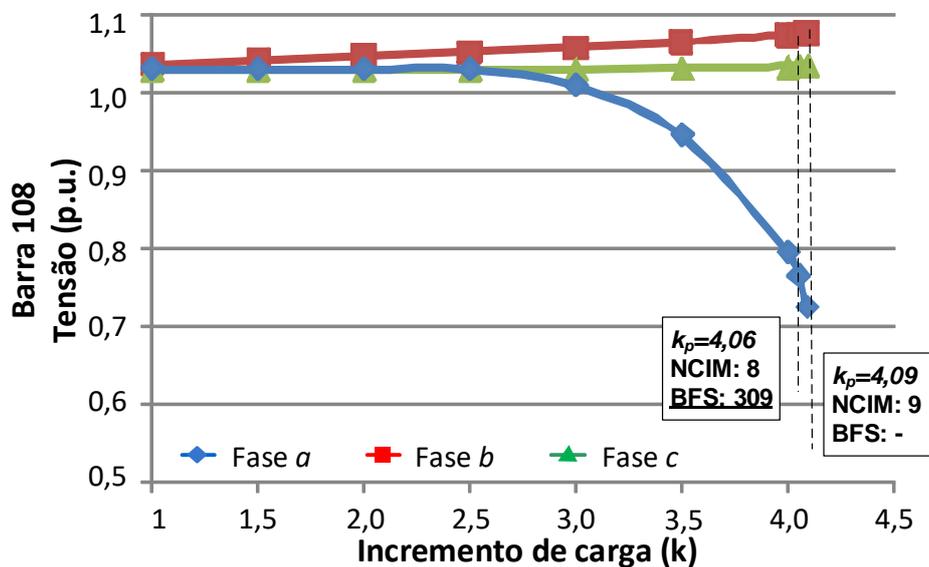


Figura 5.11: Curva PV do IEEE123 apenas com cargas potência constante e reguladores ativos

Nesse teste, o NCIM convergiu até $k_p = 4,09$ com sete iterações e o BFS até $k_p = 4,06$ com trezentos e nove iterações. Além disso, o NCIM levou cinco iterações no caso base e o BFS vinte e duas iterações.

O valor do PMC alcançado por ambos os métodos não apresentou uma diferença considerável, tendo sido pequeno o impacto causado pelos reguladores de tensão nesse aspecto de convergência. A única diferença aconteceu no número de iterações, tendo o NCIM apresentado um número menor tanto no PMC quanto no caso base.

A justificativa para isso tem relação com o fato de que os dispositivos de controle geralmente acarretam em *loops* externos no método BFS que aumentam consideravelmente o número de iterações do método, diferentemente dos métodos

baseados em NR em que a representação de tais dispositivos pouco impactam no número de iterações.

5.6 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

Neste capítulo foi investigado e comparado o comportamento de dois métodos de fluxo de potência comumente utilizados em sistemas de distribuição, o BFS e o NCIM, quando foram levados a operar em pontos considerados críticos para convergência. Dois outros métodos, Lingo e DhCIM, foram utilizados para ajudar a sustentar os resultados. Para realização dos testes foram analisados os sistemas IEEE34 e IEEE123.

De maneira geral, considera-se que vários aspectos relacionados às características de convergência dos dois métodos analisados foram discutidos e evidenciados, destacando-se os seguintes fatores: variação da relação X/R, aumento de carga até o limite de convergência e impacto do modelo de carga e dos reguladores de tensão.

6 CONCLUSÕES

6.1 CONCLUSÕES GERAIS

Neste trabalho apresentou-se um algoritmo completo baseado no método BFS para solução de fluxo de potência trifásico em sistemas de distribuição de energia. No algoritmo foram incorporadas as principais etapas do método BFS tradicional, bem como alguns desenvolvimentos propostos na literatura e duas melhorias que foram negligenciadas nos trabalhos encontrados ou não foram explicitadas nem profundamente detalhadas. A primeira melhoria está relacionada ao acoplamento eletromagnético entre alimentadores em paralelo e a segunda melhoria diz respeito ao controle de tape dos reguladores de tensão. Cada etapa do algoritmo desenvolvido foi detalhadamente explicada. Os modelos dos componentes das redes de distribuição considerados mais relevantes para a análise pelo BFS também foram apresentados.

Através de simulações em sistemas testes disponíveis pelo IEEE comprovou-se a aplicação do algoritmo e dos modelos e melhorias desenvolvidos. Constatou-se que o modelo para o controle de tape dos reguladores de tensão pode ser aplicado e que o efeito do acoplamento mútuo entre alimentadores pode tornar-se bastante significativo para certas condições, como uma determinada configuração do sistema, um comprimento longo das seções dos alimentadores que estão em paralelo, distâncias pequenas entre os condutores de fase, tanto verticalmente, quanto horizontalmente e seqüências de fase específicas. Foram observadas influências não só nas tensões, como também nas correntes e nas perdas elétricas. Desse modo, concluiu-se que a representação do acoplamento mútuo nos algoritmos de análise de fluxo de potência em sistemas de distribuição não deve ser negligenciada.

Outro método com ampla aplicação na análise de sistemas de distribuição é o NCIM (método baseado em NR). Dessa forma, neste trabalho também foi realizada uma comparação entre esse método e o BFS. A comparação focou-se na análise de algumas características de convergência dos métodos quando eles foram levados a operar em situações consideradas críticas para convergência. Como resultado, no que diz respeito a relação X/R , vários testes foram realizados e foi constatado que a variação dessa relação não é o único fator que afeta diretamente a convergência dos métodos. O modelo de carga tem uma forte importância nesse quesito, interferindo também nos valores

alcançados para o ponto de máximo carregamento dos sistemas no caso do método BFS. Foi constatado que este método possui uma limitação matemática que pode o tornar incapaz de encontrar a solução do problema para uma dada condição. Essa condição ocorre quando uma determinada relação entre alimentador-carga não é obedecida em casos de cargas do tipo impedância constante. Em relação aos reguladores de tensão, não foram observadas diferenças consideráveis na dificuldade de convergência entre os métodos quando esses equipamentos estiveram inclusos nos sistemas.

Análises detalhadas e evidências analíticas, que dificilmente são encontradas na literatura, foram apresentadas para justificar alguns resultados encontrados neste trabalho, em conjunto com testes intensivos.

6.2 TRABALHOS FUTUROS

Existem melhorias que podem ser feitas neste trabalho, destacando-se:

- ✓ Análise do impacto do acoplamento mútuo entre redes de média e baixa tensão;
- ✓ Apresentação de estudos de caso em redes de distribuição fracamente malhadas;
- ✓ Apresentação de estudos de caso em sistemas com a presença de GDs;
- ✓ Análise de outros tipos de conexão dos transformadores;
- ✓ Modelos das diversas conexões possíveis dos reguladores de tensão;
- ✓ Modelagem mais detalhada para a GD.

Bibliografia

- Abdel-Akher, M., 2013, “*Voltage stability analysis of unbalanced distribution systems using backward/forward sweep load-flow analysis method with secant predictor*”, IET generation, transmission & distribution, 7(3), pp.309-317.
- Araujo, L.R., Penido, D.R.R., Júnior, S.C., Pereira, J.L.R. e Garcia, P.A.N., 2010, “*Comparisons between the three-phase current injection method and the forward/backward sweep method*”, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 32(7), pp.825-833.
- Araujo, L.R., 2017, “*Representation of Magnetic Coupling in Distribution System Feeders Using BW/FW*”, IEEE Transactions on Power Systems, 32(2), pp.1580-1581.
- Araujo, L. R., Penido, D. R. R., Carneiro, S., Pereira, J. L. R., e Garcia, P. A. N., 2006, “*A comparative study on the performance of TCIM full Newton versus backward-forward power flow methods for large distribution systems.*”, Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE'06. 2006 IEEE PES (pp. 522-526). IEEE.
- Augugliaro, A., Dusonchet, L., Favuzza, S., Ippolito, M.G. e Sanseverino, E.R., 2008, “*A new backward/forward method for solving radial distribution networks with PV nodes*”, Electric Power Systems Research, 78(3), pp.330-336.
- Baldwin, T.L. e Lewis, S.A., 2004, “*Distribution load flow methods for shipboard power systems*”, IEEE transactions on Industry applications, 40(5), pp.1183-1190.
- Baran, M. E. e Kelley, A. W., 1995, “*A branch-current-based state estimation method for distribution systems*”, IEEE Transactions on Power Systems, 10(1), pp.483-491.

- Baran, M.E. e Staton, E.A., 1997, “*Distribution transformer models for branch current based feeder analysis*”, IEEE Transactions on Power Systems, 12(2), pp.698-703.
- Barbosa Filho, W.P. e Azevedo, A.C.S.D., 2013, “*Geração distribuída: vantagens e desvantagens*”, In II Simposio de estudos e pesquisas em ciencias ambientais na Amazonia.
- Begovic, M., Pregelj, A., Rohatgi, A. e Novosel, D., 2001, Janeiro, “*Impact of renewable distributed generation on power systems*”, In System Sciences, 2001. Proceedings of the 34th Annual Hawaii International Conference on (pp. 654-663). IEEE.
- Bijwe, P.R. e Kelapure, S.M., 2003, “*Nondivergent fast power flow methods*”, IEEE Transactions on Power Systems, 18(2), pp.633-638.
- Bompard, E., Carpaneto, E., Chicco, G. e Napoli, R., 2000, “*Convergence of the backward/forward sweep method for the load-flow analysis of radial distribution systems*”, International journal of electrical power & energy systems, 22(7), pp.521-530.
- Borges, C.L. e Falcão, D.M., 2003, Junho, “*Impact of distributed generation allocation and sizing on reliability, losses and voltage profile*”, In Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna (Vol. 2, pp. 5-pp). IEEE.
- Carpaneto, E., Chicco, G. e Akilimali, J.S., 2006, “*Branch current decomposition method for loss allocation in radial distribution systems with distributed generation*”, IEEE Transactions on Power Systems, 21(3), pp.1170-1179.
- Carvalho, R.M.D., 2012, “*Reguladores de tensão e geração distribuída em uma implementação de fluxo de potência a três e a quatro fios*”, Dissertação de Mestrado.

- Cespedes, R.G., 1990, “*New method for the analysis of distribution networks*”, IEEE Transactions on Power Delivery, 5(1), pp.391-396.
- Chang, G.W., Chu, S.Y. e Wang, H.L., 2007, “*An improved backward/forward sweep load flow algorithm for radial distribution systems*”, IEEE Transactions on Power Systems, 22(2), pp.882-884.
- Chassin, F.S., Mayhorn, E.T., Elizondo, M.A. e Lu, S., 2011, Agosto. “*Load modeling and calibration techniques for power system studies*”, In North American Power Symposium (NAPS), 2011 (pp. 1-7). IEEE.
- Chen, T.H., Chen, M.S., Inoue, T., Kotas, P. e Chebli, E.A., 1991, “*Three-phase cogenerator and transformer models for distribution system analysis*”, IEEE Transactions on Power Delivery, 6(4), pp.1671-1681.
- Cheng, C.S. e Shirmohammadi, D., 1995, “*A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis*”, IEEE Transactions on Power Systems, 10(2), pp.671-679.
- Ciric, R.M., Feltrin, A.P. e Ochoa, L.F., 2003, “*Power flow in four-wire distribution networks-general approach*”, IEEE Transactions on Power Systems, 18(4), pp.1283-1290.
- DSASC, 2006, Distribution System Analysis Subcommittee Report, “*Radial Distribution Test Feeders*”, IEEE, <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders.html>
- Dzafic, I., Neisius, H.T., Gilles, M., Henselmeyer, S. e Landerberger, V., 2013, “*Three-phase power flow in distribution networks using Fortescue transformation*”, IEEE Transactions on Power Systems, 28(2), pp.1027-1034.

- Eminoglu, U. e Hocaoglu, M.H., 2008, "*Distribution systems forward/backward sweep-based power flow algorithms: a review and comparison study*", Electric Power Components and Systems, 37(1), pp.91-110.
- Eminoglu, U. e Hocaoglu, M.H., 2005, "*A new power flow method for radial distribution systems including voltage dependent load models*", Electric power systems research, 76(1), pp.106-114.
- Eminoglu, U. e Hocaoglu, M.H., 2009, "*Three-phase transformer and voltage regulator modelling for forward/backward sweep-based distribution system power flow algorithms*", International Journal of Electrical Engineering Education, 46(1), pp.30-46.
- Exposito, A. G. e Ramos E. R., 1999, "*Reliable load flow technique for radial distribution networks.*" IEEE Transactions on Power Systems 14.3 pp. 1063-1069.
- Garcia, P.A., Pereira, J.L.R., Carneiro, S., da Costa, V.M. e Martins, N., 2000, "*Three-phase power flow calculations using the current injection method*", IEEE Transactions on Power Systems, 15(2), pp.508-514.
- Gorman, M.J. e Grainger, J.J., 1992, "*Transformer modelling for distribution system studies. II. Addition of models to Y/sub BUS/and Z/sub BUS*", IEEE transactions on power delivery, 7(2), pp.575-580.
- Haque, M.H., 1996, "*Load flow solution of distribution systems with voltage dependent load models*", Electric Power Systems Research, 36(3), pp.151-156.
- JABR, R. A., 2006, "*Radial distribution load flow using conic programming.*", IEEE transactions on power systems, v. 21, n. 3, pp. 1458-1459.

- Ju, Y., Wu, W., Zhang, B. e Sun, H., 2014, “*Loop-analysis-based continuation power flow algorithm for distribution networks*”, IET Generation, Transmission & Distribution, 8(7), pp.1284-1292.
- Ju, Y., Wu, W., Zhang, B. e Sun, H., 2014, “*An extension of FBS three-phase power flow for handling PV nodes in active distribution networks*”, IEEE Transactions on Smart Grid, 5(4), pp.1547-1555.
- Kersting, W. H., Mendive, D. L., 1976, “*An Application of Ladder Network Theory to the Solution of Three-Phase Radial Load Flow Problems*”, IEEE PES – Winter Meeting, New York, January6.
- Kersting, W.H., 2001, “*Radial distribution test feeders*”, In Power Engineering Society Winter Meeting, 2001. IEEE (Vol. 2, pp. 908-912). IEEE.
- Kersting, W.H., 2005, “*The modeling and analysis of parallel distribution lines*”, IEEE transactions on industry applications, 42(5), pp.1126-1132.
- Kersting, W.H., 2010, “*Distribution feeder voltage regulation control*”, IEEE Transactions on Industry Applications, 46(2), pp.620-626.
- Kersting, W.H., 2015, “*The simulation of loop flow in radial distribution analysis programs*”, IEEE Transactions on Industry Applications, 51(2), pp.1928-1932.
- Kersting, W.H., 2006, “*Distribution system modeling and analysis*”, CRC press.
- Khushalani, S. e Schulz, N., 2006, Maio, “*Unbalanced distribution power flow with distributed generation*”, In IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition (pp. 301-306).
- Khushalani, S., Solanki, J.M. e Schulz, N.N., 2007, “*Development of three-phase unbalanced power flow using PV and PQ models for distributed generation and study of the impact of DG models*”, IEEE Transactions on Power Systems, 22(3), pp.1019-1025.

- Kocar, I. e Lacroix, J.S., 2012, "*Implementation of a modified augmented nodal analysis based transformer model into the backward forward sweep solver*", IEEE Transactions on Power Systems, 27(2), pp.663-670.
- Kreyszig, E., 2011, "*Advanced engineering mathematics*", 10 edition. Hoboken, NJ: Wile.
- Kuiava, R., Ramos R. A., De Oliveira R. V., e Bretas N. G., 2008, "*An analysis of the potential impacts of electromechanical oscillations on the stability and power quality of distributed generation systems.*" Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE, pp. 1-7. IEEE.
- Liu, J., Salama, M.M.A. e Mansour, R.R., 2002, "*An efficient power flow algorithm for distribution systems with polynomial load*", International Journal of Electrical Engineering Education, 39(4), pp.371-386.
- Luo, G.X. e Semlyen, A., 1990, "*Efficient load flow for large weakly meshed networks*", IEEE Transactions on Power Systems, 5(4), pp.1309-1316.
- Penido, D.R.R., Araujo, L.R., Júnior, S.C. e Pereira, J.L.R., 2013, "*A new tool for multiphase electrical systems analysis based on current injection method*", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 44(1), pp.410-420.
- Rajicic, D. e Bose, A., 1988, "*A modification to the fast decoupled power flow for networks with high R/X ratios*", IEEE Transactions on Power Systems, 3(2), pp.743-746.
- Shirmohammadi, D., Hong, H.W., Semlyen, A. e Luo, G.X., 1988, "*A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks*", IEEE Transactions on power systems, 3(2), pp.753-762.

- Silva, F.L., 2004, “*Modelagem de transformadores trifásicos de distribuição para estudos de fluxo de potência*”, Tese de M. Sc., Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, MG, Brasil.
- Soccol, F. J., Pereira, A. L., Celeste, W. C., Coura, D. J. C. e Chaves, G. D. L. D., 2016, “*Desafios Para Implementação da Geração Distribuída de Energia no Brasil: Uma Revisão Integrativa da Literatura.*”, Brazilian Journal of Production Engineering-BJPE, 2(3), pp. 31-43.
- Teng, J.H., 2003, “*A direct approach for distribution system load flow solutions*”, IEEE Transactions on power delivery, 18(3), pp.882-887.
- Wang, S., Han, L. e Wu, L., 2015, “*Uncertainty tracing of distributed generations via complex affine arithmetic based unbalanced three-phase power flow*”, IEEE Transactions on Power Systems, 30(6), pp.3053-3062.
- Wang, Z., Chen, F. e Li, J., 2004, “*Implementing transformer nodal admittance matrices into backward/forward sweep-based power flow analysis for unbalanced radial distribution systems*”, IEEE Transactions on Power Systems, 19(4), pp.1831-1836.
- Wu, W.C. e Zhang, B.M., 2008, “*A three-phase power flow algorithm for distribution system power flow based on loop-analysis method*”, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 30(1), pp.8-15.
- Xiao, P., Yu, D.C. e Yan, W., 2006, “*A unified three-phase transformer model for distribution load flow calculations*”, IEEE Transactions on Power Systems, 21(1), pp.153-159.
- Zhu, Y. e Tomsovic, K., 2002, “*Adaptive power flow method for distribution systems with dispersed generation*”, IEEE Transactions on Power Delivery, 17(3), pp.822-827.