

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

RODOLFO DE FREITAS VALLE DRESCH

**ANÁLISE DO EFEITO DA MODELAGEM DA CARGA NAS
ESTIMATIVAS DE PERDAS ELÉTRICAS EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO**

Porto Alegre

2014

RODOLFO DE FREITAS VALLE DRESCH

**ANÁLISE DO EFEITO DA MODELAGEM DA CARGA NAS
ESTIMATIVAS DE PERDAS ELÉTRICAS EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO**

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

Área de concentração: Energia

ORIENTADOR: Prof. Dr. Arturo Suman Bretas

Porto Alegre

2014

RODOLFO DE FREITAS VALLE DRESCH

ANÁLISE DO EFEITO DA MODELAGEM DA CARGA NAS ESTIMATIVAS DE PERDAS ELÉTRICAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

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

Orientador: _____

Prof. Dr. Arturo Suman Bretas, UFRGS

Doutor pela *Virginia Polytechnic Institute and State University*
– *Blacksburg*, Estados Unidos.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, UFRGS

Doutor pela *Chalmers University of Technology* – *Göteborg*, Suécia.

Prof. Dr. Ghendy Cardoso Junior, UFSM

Doutor pela Universidade Federal de Santa Catarina – Florianópolis, Brasil.

Prof. Dr. Sérgio Luís Haffner, UFRGS

Doutor pela Universidade Estadual de Campinas – Campinas, Brasil.

Coordenador do PPGEE: _____

Prof. Dr. Arturo Suman Bretas

Porto Alegre, Abril de 2014.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais e a minha avó, a eles devo tudo que sou e tudo que conquistei até hoje.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, pelo suporte e apoio que me proporcionaram ao longo da minha vida e, principalmente, durante o mestrado.

A minha avó Noeli, pelo apoio e orientação ao longo da minha vida.

Aos meus irmãos, pelo incentivo que me deram em todas as minhas conquistas.

A minha namorada Jocelene, pela compreensão, amizade dedicada a mim até hoje.

Ao professor Dr. Arturo Suman Bretas, pela orientação e apoio durante o desenvolvimento deste trabalho.

Aos colegas Aquiles Rossoni, César Arias, César Orozco, Juliana Klas e Lucas Walantus, pelos estudos durante as disciplinas, pela amizade fora da universidade e pelas valiosas contribuições no desenvolvimento deste trabalho.

A todos os colegas do LASEP, por serem mais que colegas de trabalho e sim um grupo de amigos.

A todos os amigos que não foram citados, por fazerem parte da minha vida.

Aos professores do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica UFRGS.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico, pelo suporte financeiro concedido durante boa parte do desenvolvimento deste trabalho.

As empresas Neo Domino Consultoria e Pesquisa Ltda. (NEO DOMINO), CHESP, CERRP, CERPRO, CERNHE, CERIPA, CERAL-DIS, CETRIL, CERIM, CERMC, CERIS, CEDRI, CERES, CEDRAP, ELFSM, EFLJC, COOPERALIANÇA e CERCOS pelo suporte financeiro para o desenvolvimento deste trabalho mediante a realização de um projeto de P&D para a ANEEL (projeto 0103-0002/2011).

RESUMO

As perdas elétricas, que no Brasil giram em torno de 14,4%, são prejudiciais ao desempenho técnico e financeiro das concessionárias de energia elétrica, principalmente em um cenário de uma eminente crise energética e alta regulação. A mitigação das perdas elétricas está diretamente relacionada com sua correta estimação. Para operar um sistema de energia elétrica, é de fundamental importância definir a correta modelagem dos elementos do sistema. As metodologias de estimação das perdas de energia, para sistemas de distribuição, vigentes não levam em conta possíveis erros na correta modelagem das cargas conectadas. Desta forma, este trabalho tem o objetivo de analisar a influência causada pela utilização dos modelos de carga, na estimação das perdas elétricas em sistemas de distribuição. Esta análise abrange as metodologias de fluxo de carga *backward-forward sweep* por soma de corrente, por soma de potência e Newton-Raphson. A perda de energia é calculada pela diferença entre a energia injetada no sistema, menos a energia entregue. O estudo de caso é realizado em um sistema de distribuição teste de 13 barras da IEEE. No caso proposto, são realizados cálculos das perdas de energia para o sistema de distribuição, considerando diferentes modelos de carga. Desta maneira, o trabalho estimou a diferença no cálculo das perdas para cada tipo de modelo de carga, em relação a perdas calculadas com o padrão original das cargas. Outro ponto analisado foi o desempenho das metodologias de fluxo de carga, frente à alteração dos modelos de carga. Os resultados demonstram que a alteração dos modelos de carga influencia a estimação das perdas elétricas nos sistemas de distribuição, e o desempenho dos fluxos de carga.

Palavras-chave: Perdas Elétricas; Sistema de Distribuição; Modelos de Carga; Fluxo de Carga.

ABSTRACT

Electrical losses, which in Brazil are around 14.4%, are harmful to the technical and financial performance of electric utilities, especially in a scenario of an imminent energy crisis and high regulation. Mitigation of electrical losses is directly related to its correct estimation. To operate an electric power system, it is of fundamental importance to define the correct model of the system elements. The methodologies for estimating energy losses, for the existing distribution systems, do not take into account possible errors in the correct model of connected loads. Thus, this study aims to examine the influence caused by the use of different load models, in the estimation of electrical losses in distribution systems. This analysis covers the backward-forward sweep load flow methodologies by the sum of current, by the sum of power and Newton-Raphson. The energy loss is calculated by the difference between the energy injected into the system, minus the energy delivered. The case study is performed on the IEEE 13 Node Test Feeder. In the proposed case, calculations of energy losses in the distribution system are performed considering different load models. Therefore, the study has estimated the difference in the calculation of energy loss for each type of load model, for the losses calculated with the original pattern of loads. Another point discussed is the performance of load flow methodologies, related to the change of load models. The results have shown that the change in load models influence the estimation of electrical losses in distribution systems and in the performance of load flows.

Keywords: Power Losses; Distribution System; Load Models, Load Flow

SUMÁRIO

LISTA DE TABELAS	11
LISTA DE ABREVIATURAS.....	12
1 INTRODUÇÃO	13
1.1 OBJETIVOS	14
1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO.....	15
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	16
2.1 ANÁLISE DE FLUXO DE CARGA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO.....	16
2.1.1 Método Backward Forward Sweep (BFS)	17
2.1.1.1 Soma de Corrente	19
2.1.1.2 Soma de Potência.....	21
2.1.2 Método Newton-Raphson.....	23
2.2 CÁLCULO DAS PERDAS DE ENERGIA.....	28
2.2.1 Segundo o PRODIST	29
2.2.1.1 Perdas de Energia em SDAT	29
2.2.1.2 Perdas de Energia em SDMT	30
2.2.1.3 Perdas de Energia em SDBT	31
2.2.1.4 Perdas de Energia em Unidades Transformadoras	31
2.2.1.5 Perdas de Energia em Ramais de Ligação e Medidores.	32
2.2.2 Por Segmento	32
2.2.2.1 Perdas de Energia nos Medidores de Energia.....	33
2.2.2.2 Perdas de Energia nos Ramais de Ligação.	33
2.2.2.3 Perdas de Energia nas Redes Secundárias e Primárias.	34
2.2.2.4 Perdas de Energia nos Transformadores de Distribuição.	34
2.2.2.5 Perdas de Energia na Subestação de Distribuição.	34
2.2.2.6 Sistema de Alta Tensão.	34
2.2.2.7 Perdas não Técnicas.....	35
2.2.3 Por Coeficiente de Perdas.....	36
2.2.4 Utilizando Fator de Correção	38

2.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	40
3 ANÁLISE PROPOSTA	42
3.1 MODELOS DE CARGA	42
3.1.1 Introdução.....	42
3.1.2 Considerações.....	43
3.1.3 Influência no Fluxo de Carga e no Cálculo das Perdas	45
3.2 INFLUÊNCIA DO DESEQUILÍBRIO NO CÁLCULO DAS PERDAS.....	47
3.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	48
4 DESENVOLVIMENTO DO ESTUDO PROPOSTO E ANÁLISE DOS RESULTADOS	49
4.1 CÁLCULO DOS FLUXOS DE CARGA E DAS PERDAS DE ENERGIA.....	49
4.2 ESTUDO DE CASO	51
4.2.1 Sistema Elétrico de Potência Simulado.....	51
4.2.2 Casos Analisados.....	54
4.3 RESULTADOS.....	56
4.3.1 Validação dos Fluxos de Carga.....	56
4.3.2 Influência dos Modelos de Carga na Estimação das Perdas de Potência Ativa.....	58
4.3.3 Influência dos Modelos de Carga nos Fluxos de Carga	61
4.3.4 Considerações Finais e Estimação do Total das Perdas de Energia.....	63
5 CONCLUSÕES	65
5.1 TRABALHOS FUTUROS.....	67
REFERÊNCIAS.....	68

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 Modelo básico de um segmento de linha.	18
Figura 2.2 Rede radial genérica de distribuição – Método Soma de Corrente.	20
Figura 2.3 Diagrama de blocos do método BFS-SC.	21
Figura 2.4 Rede radial genérica de distribuição – Método Soma de Potência.	22
Figura 2.5 Diagrama de blocos do método BFS-SP.	23
Figura 2.6 Diagrama de blocos do método Newton Raphson.	26
Figura 2.7 Exemplo de carga conectada entre as fases <i>c</i> e <i>a</i>	27
Figura 2.8 Exemplo de uma carga trifásica conectada em delta.	28
Figura 4.1 Sistema teste de 13 barras da IEEE.	52
Figura 4.2 Curva de carga diária – Consumidor Residencial - 301-400 kWh/mês.	55
Figura 4.3 Curva de carga diária – Consumidor Comercial – Comércio Varejista.	56
Figura 4.4 Curva de carga diária – Consumidor Industrial – Fabricação de Peças.	56

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 Coeficientes dos modelos de carga.....	44
Tabela 4.1 Dado das cargas distribuídas.....	52
Tabela 4.2 Dados das cargas concentradas.....	53
Tabela 4.3 Dados dos bancos de capacitores.....	53
Tabela 4.4 Parâmetros dos modelos de carga analisados.....	54
Tabela 4.5 Valores obtidos para a tensão da barra da subestação.....	57
Tabela 4.6 Diferença das tensões estimadas pelos fluxos de carga.....	57
Tabela 4.7 Influência da alteração dos modelos de carga no cálculo das perdas.....	59
Tabela 4.8 Influência da alteração dos modelos de carga na potência de entrada.....	61
Tabela 4.9 Influência da alteração dos modelos de carga nos fluxos de carga.....	62
Tabela 4.10 Soma total das perdas de energia do sistema.....	64

LISTA DE ABREVIATURAS

ABRADEE: Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

BFS: Backward-Forward Sweep

BFS-SC: *Backward-Forward Sweep* por Soma de Corrente

BFS-SP: Backward-Forward Sweep por Soma de Potência

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers

IEEE PES: IEEE Power & Energy Society

NR: Newton-Raphson

PRODIST: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

SDAT: Sistema de Distribuição de Alta Tensão

SDBT: Sistema de Distribuição de Baixa Tensão

SDMT: Sistema de Distribuição de Média Tensão

SED: Subestação de Distribuição

1 INTRODUÇÃO

No Brasil, a cada ano o consumo de energia elétrica vem crescendo, principalmente devido ao crescimento econômico do país e da população. Neste sentido, a qualidade e os serviços das concessionárias de energia elétrica estão cada vez mais sendo exigidas por um mercado competitivo e pelas agências reguladoras. Esta última está sempre exigindo melhorias na qualidade dos serviços, em suas revisões tarifárias.

Segundo a (ABRADEE, 2014), as perdas globais média no Sistema Brasileiro de Distribuição são de 14,4% da energia injetada no sistema. Em janeiro de 2013, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprovou a redução das tarifas de energia elétrica em média de 20%.

Desta forma, torna-se importante para as concessionárias de energia a busca constante de melhorias dos seus serviços, em um cenário competitivo e com altas exigências. Dentre essas melhorias, a redução das perdas de energia tornaria o serviço de distribuição mais eficiente e com redução no custo operacional.

Sabe-se que para operar um sistema de energia elétrica de maneira mais econômica e segura é de fundamental importância definir-se um modelo adequado para cada elemento do sistema. A correta modelagem dos componentes possibilita a operação e análise do sistema com menores margens de erro.

As perdas elétricas são classificadas em perdas técnicas e perdas não técnicas. Perda técnica é a energia dissipada no processo de transporte físico, ou seja, um evento intrínseco ao sistema elétrico de potência. Perda não técnica é a energia não faturada, ou seja, perda devido ao processo de comercialização (erro de medição, fraudes e furto de energia elétrica), também chamada de perdas comerciais.

Há muitos estudos que se preocupam com a exatidão da estimativa dessas perdas. Para as perdas técnicas, a exatidão depende da modelagem dos componentes da rede, onde há

metodologias com diferentes graus de detalhamento e informações utilizadas. Há poucos estudos, na área das perdas, que se preocupam com a modelagem da carga dos consumidores conectados no sistema de distribuição.

Neste contexto, abre-se uma perspectiva de trabalho na estimação das perdas técnicas como não técnicas, com foco na modelagem das cargas consumidoras do sistema de distribuição de energia. Este trabalho propõe analisar a influência causada pela utilização dos modelos de carga, na estimação das perdas elétricas. O trabalho propõe, também, analisar esta influência, sobre a ótica de diferentes metodologias de fluxo de carga.

1.1 OBJETIVOS

Buscando contribuir com os estudos referentes à estimação e análise das perdas elétricas em sistemas de distribuição, a presente dissertação de mestrado possui os seguintes objetivos:

- analisar e desenvolver a influência matemática dos modelos de carga no cálculo das perdas elétricas, tendo em vista um sistema de distribuição;
- implementar algoritmos para o cálculo das perdas elétricas que possibilitem alterar a modelagem das cargas, com base em diferentes metodologias de fluxo de carga;
- analisar numericamente a influência dos modelos de carga na estimação das perdas elétricas através de cálculos das perdas, em um sistema de distribuição modelo, utilizando diferentes modelagens para as cargas.

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

A dissertação está estruturada da seguinte forma:

- no capítulo 2 será apresentada uma revisão bibliográfica das principais metodologias de fluxo de carga em sistemas de distribuição e das principais metodologias de cálculo das perdas de energia;
- no capítulo 3 será apresentada a análise proposta por esta dissertação, que é os modelos de carga e sua influência sobre o cálculo das perdas elétricas. Outro ponto apresentado é a influência do desequilíbrio da rede, no cálculo das perdas;
- o capítulo 4 apresentará às formas como serão calculadas as perdas de energia para os diferentes fluxos de carga. O capítulo também apresenta o sistema utilizado nas simulações de cálculo das perdas e os resultados obtidos com o cálculo das perdas de potência com diferentes modelos de carga, para diferentes metodologias de fluxo de carga;
- no capítulo 5 são apresentadas as conclusões finais do trabalho desenvolvido, destacando-se os conhecimentos agregados durante o desenvolvimento deste estudo.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 ANÁLISE DE FLUXO DE CARGA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

O fluxo de carga é uma ferramenta numérica na análise de sistemas elétricos. Esta ferramenta utiliza da tensão da subestação e as cargas da rede, para fornecer as tensões nos barramentos, e as correntes em todas as linhas do sistema. Com estes dados é possível analisar as perdas elétricas e o carregamento do sistema, sendo muito útil nos estágios de projeto, operação, planejamento e controle.

Por volta da década de 60, com o surgimento dos computadores digitais, as técnicas clássicas de solução do fluxo de carga, como Gauss-Seidel e Newton-Raphson, neste trabalho denominados métodos clássicos, foram largamente aplicadas na solução de sistemas de transmissão de alta tensão. Estes métodos se diferenciam pelas equações que descrevem o fluxo de carga ou, pelas técnicas numéricas empregadas na resolução das equações (BALDWIN, 2004).

Buscando melhorias nos métodos de fluxo de carga, no caso para redes de distribuição, pesquisadores propuseram variações dos métodos clássicos. Como exemplo, o trabalho desenvolvido por (TRIPATHY, 1982), que baseado no método de Brown, demonstrou convergência em redes mal condicionadas. Também foram desenvolvidos os métodos da compensação em série e em derivação (DECKMAN, 1980), baseados em variações do método Desacoplado Rápido. Alguns trabalhos atuais são (EXPÓSITO e RAMOS, 1999; TENG e CHANG, 2002).

Durante as últimas décadas, foram propostos diversos métodos de fluxo de carga para sistemas de distribuição. O trabalho apresentado por (BERG, 1966) descreve um método computacional desenvolvido na *Baltimore Gas and Electric Company*, que se tornou de grande

importância por, pioneiramente, desenvolver um algoritmo de varredura, cujo princípio se mantém nos métodos atuais.

O método, inicialmente, obtém as admitâncias equivalentes das cargas, a partir do estado das tensões. Em seguida, por meio de uma varredura dos nós finais até o primeiro nó após a subestação, acumulam-se as admitâncias das linhas e das cargas, para obter as equivalências da rede em cada nó. Por meio destas equivalências, calcula-se a queda de tensão nas linhas, por meio de uma varredura da subestação até os nós finais. Este processo se repete até que haja convergência das tensões nos nós.

Atualmente, dentre os métodos utilizados para análise de redes radiais de distribuição, encontram-se os métodos de varredura *Backward-Forward Sweep* por soma das correntes (SHIRMOHAMMADI 1988) e por soma das potências (BROADWATER 1988; CESPEDES 1990).

Nas próximas seções serão descritas com mais profundidade os métodos de fluxo de carga trifásico por Soma de Corrente e Soma de Potência e o método de Newton-Raphson. Estes métodos servirão de base para este trabalho.

2.1.1 Método Backward Forward Sweep (BFS)

Técnicas de solução do problema de fluxo de carga trifásico baseadas em varredura modelam a rede de distribuição como uma árvore, em que o barramento de referência é a seção principal e os ramos subsequentes são níveis derivados do barramento de referência.

As metodologias BFS consistem basicamente em duas etapas. O *backward sweep* inicialmente soma as correntes ou fluxos de potência das extremidades ao barramento de referência. O *forward sweep* calcula as quedas de tensão, do barramento principal aos terminais, proporcionando atualizações nas tensões de cada barramento baseadas nas correntes ou fluxos de potência estimados anteriormente.

Dado um valor para a magnitude e o ângulo da tensão no barramento de referência (subestação), o algoritmo inicia considerando a rede sem carga, ou seja, a tensão em todos os barramentos da rede é igual à tensão especificada.

Então, de acordo com a Figura 2.1, partindo dos nós terminais da rede, utilizando a soma das correntes que chegam ou o somatório das potências da barra à jusante, o algoritmo calcula as tensões dos nós a montante através das equações (2.1).

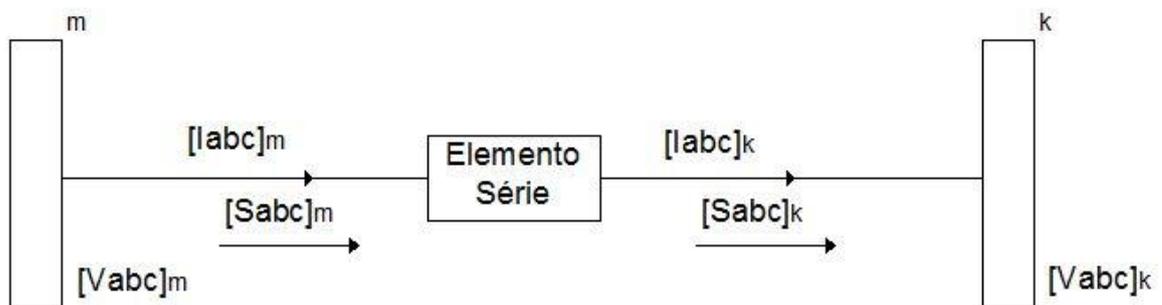


Figura 2.1 Modelo básico de um segmento de linha.

$$[V_{abc}]_m = [a][V_{abc}]_k + [b][I_{abc}]_k \quad (2.1)$$

$[V_{abc}]$ e $[I_{abc}]$ são os vetores 3x1 das tensões de fase e das correntes de linha, em cada fase da rede. $[a]$ e $[b]$ são matrizes gerais 3x3 relacionadas com os tipos de elementos da linha. A construção dessas matrizes pode ser visualizada em (KERSTING, 2002). Esta etapa tem o nome de *backward sweep*.

Após a execução do *backward sweep*, realiza-se o teste de convergência na tensão da subestação. O teste calcula o erro entre o valor nominal (V_{i-sub}^{nom}) e o valor obtido por meio da *backward sweep* (V_{i-sub}^{comp}) para todas as fases, utilizando (2.2). Se o erro em todas as fases for menor que uma determinada tolerância, o algoritmo convergiu, caso contrário, inicia a etapa seguinte.

$$Erro = \frac{|V_{i-sub}^{nom} - V_{i-sub}^{comp}|}{V_{i-sub}^{nom}} \quad (2.2)$$

Posteriormente, partindo do barramento de referência, subestação, utilizando a tensão especificada e as correntes dos ramais, ou os somatórios das potências, calculadas anteriormente, as tensões das barras a jusante são recalculadas através da equação (2.3).

$$[V_{abc}]_k = [A][V_{abc}]_m - [B][I_{abc}]_k \quad (2.3)$$

$[A]$ e $[B]$ são matrizes gerais 3x3 relacionadas com os tipos de elementos da linha. A construção dessas matrizes pode ser visualizada em (KERSTING, 2002). Após varrer a rede recalculando as tensões das barras, da subestação até os nós finais, o algoritmo recomeça. Esta etapa tem o nome de *forward sweep*. O algoritmo para quando um critério de convergência previamente definido for alcançado.

2.1.1.1 Soma de Corrente

Formalizado pela primeira vez por (SHIRMOHAMMADI, 1988), o método BFS por soma de corrente foi muito bem detalhado por (KERSTING, 2002) e (ZIMMERMAN, 1995). O algoritmo iterativo por soma de corrente, para solução de sistemas radiais, funciona em três passos. Primeiramente, o algoritmo calcula a injeção de corrente requerida por cada carga, utilizando (2.4).

$$I_{i-k} = \left(\frac{S_{i-k}}{V_{i-k}} \right)^* \quad (2.4)$$

I_{i-k} é a injeção de corrente da barra k na fase i para uma tensão na mesma fase i na barra k , $V_{i-k} \cdot S_{i-k} = P_{i-k} - jQ_{i-k}$ é a carga complexa da barra k na fase i .

Em seguida, conforme ilustrado na Figura 2.2, o algoritmo obtém as correntes de linha que chegam às barras, somando as correntes das linhas a jusante da barra k e as requeridas pela carga na barra k , pela seguinte equação (2.5).

$$[I_{abc}]_k = [I_{abc}]_{S_k} + \sum_{d \in D_k} [I_{abc}]_d \quad (2.5)$$

$[I_{abc}]$ é um vetor 3x1 da corrente de linha. S_k define a carga conectada na barra k . D_k é o conjunto de todas as linhas a jusante da barras k . Com estes dados, executa-se a etapa de *backward sweep*, conforme detalhado anteriormente.

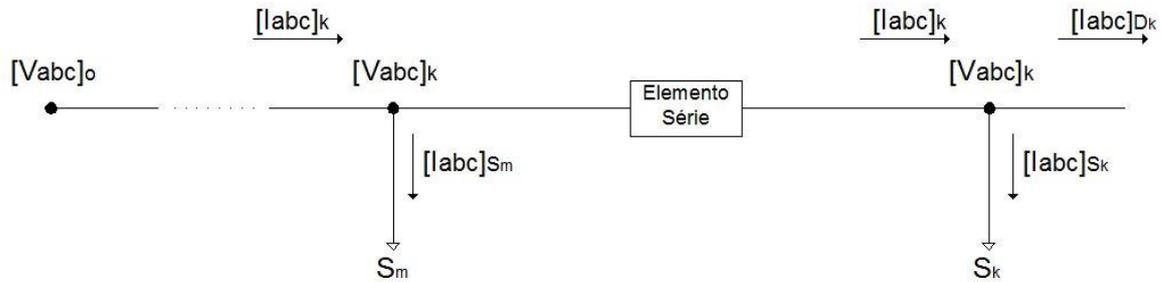


Figura 2.2 Rede radial genérica de distribuição – Método Soma de Corrente.

Ao final da etapa de *backward sweep*, o algoritmo executa o teste de convergência. Assumindo a subestação como barramento de referência angular com tensão constante, pela equação (2.2) calcula-se o erro no cálculo da tensão da subestação. Se em todas as fases da tensão de referência houver erro menor que a tolerância, o algoritmo convergiu, caso contrário, inicia a etapa seguinte.

Na etapa *forward sweep*, utilizando as correntes das linhas calculadas e armazenadas na etapa anterior, calcula-se a queda de tensões da rede pela equação (2.3), conforme detalhado anteriormente. Da mesma forma, após varrer a rede recalculando as tensões das barras, da subestação até os nós finais, o algoritmo recomeça. O algoritmo para quando um critério de convergência previamente definido for alcançado. A Figura 2.3 mostra o algoritmo para o fluxo de cargas pelo método BFS por soma de corrente.

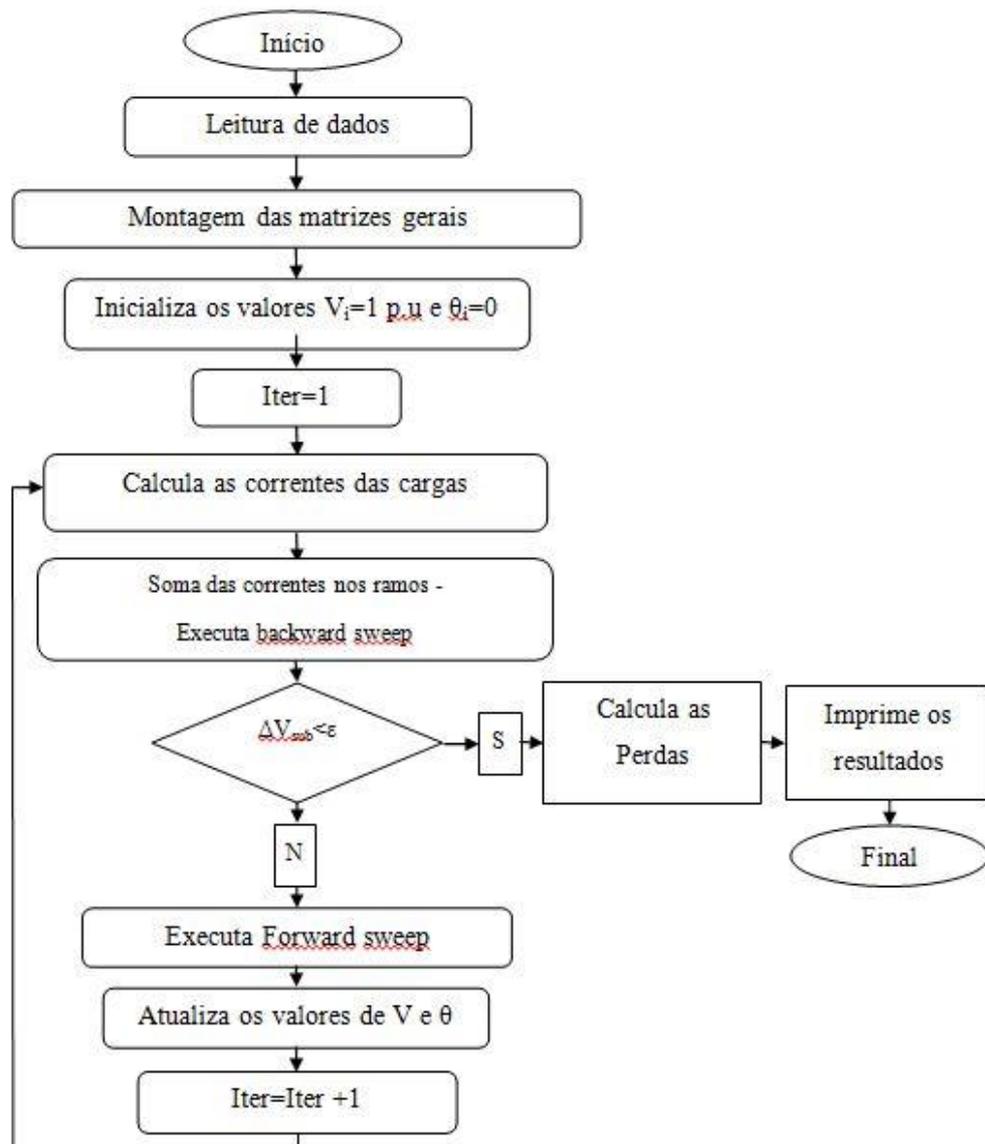


Figura 2.3 Diagrama de blocos do método BFS-SC.

2.1.1.2 Soma de Potência

Desenvolvido na mesma época por (BROADWATER, 1988; BARAN, 1989; CESPEDES, 1990), sendo diferenciado por suas formulações, o método BFS por soma de potência foi bem detalhado por (ZIMMERMAN, 1995) em sua tese de doutorado.

Na metodologia BFS por soma de potência, o algoritmo iterativo busca somar as potências requeridas pela rede, para calcular a queda de tensão na rede. Durante a etapa de *backward sweep*, para calcular a tensões dos nós a montante da barra k , o algoritmo calcula a

potência requerida pela barra (S_k), somando as potências requeridas pela rede à jusante da barra (S_d) e a potência da carga conectada a barra (S_{L_k}), conforme equação (2.6).

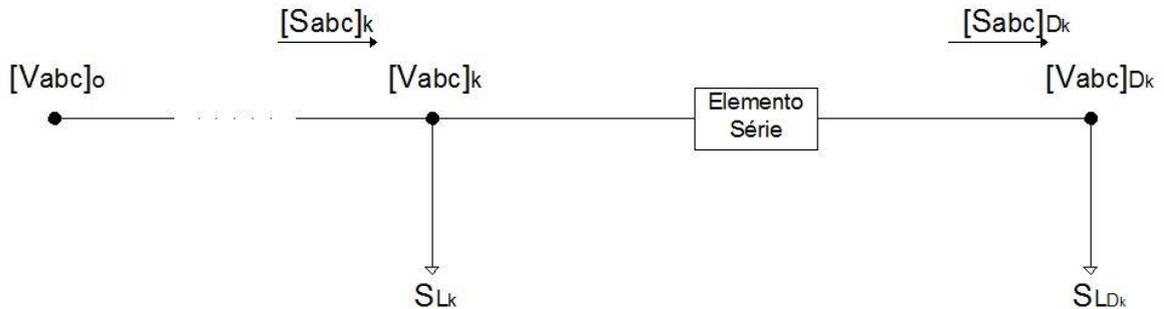


Figura 2.4 Rede radial genérica de distribuição – Método Soma de Potência.

$$S_k = S_{L_k} + \sum_{d \in D_k} S_d = S_{L_k} + \sum_{d \in D_k} S_{L_d} + \sum_{d \in D_k} z_d \left(\frac{S_d}{V_d} \right)^2 \quad (2.6)$$

D_k é o conjunto de todos os nós a jusante da barras k. As potências requeridas pela rede à jusante reúnem às cargas conectadas nas barras a jusante S_{L_d} e a perdas ocorridas nas linhas à jusante. Desta forma os cálculos na etapa *backward sweep* ficam de acordo com a equação (2.7).

$$[V_{abc}]_m = [a][V_{abc}]_k + [b] \left(\frac{[S_{abc}]_k}{[V_{abc}]_k} \right)^* \quad (2.7)$$

Na etapa *forward sweep*, utilizando o somatório de potência em cada nó, calculados na etapa anterior, calcula-se a queda de tensões da rede, partindo da subestação em direção aos nós finais, pela equação (2.8).

$$[V_{abc}]_k = [A][V_{abc}]_m - [B] \left(\frac{[S_{abc}]_k}{[V_{abc}]_k} \right)^* \quad (2.8)$$

O algoritmo para quando um critério de convergência previamente definido for alcançado. A Figura 2.5 mostra o algoritmo para o fluxo de cargas pelo método BFS por soma de potência.

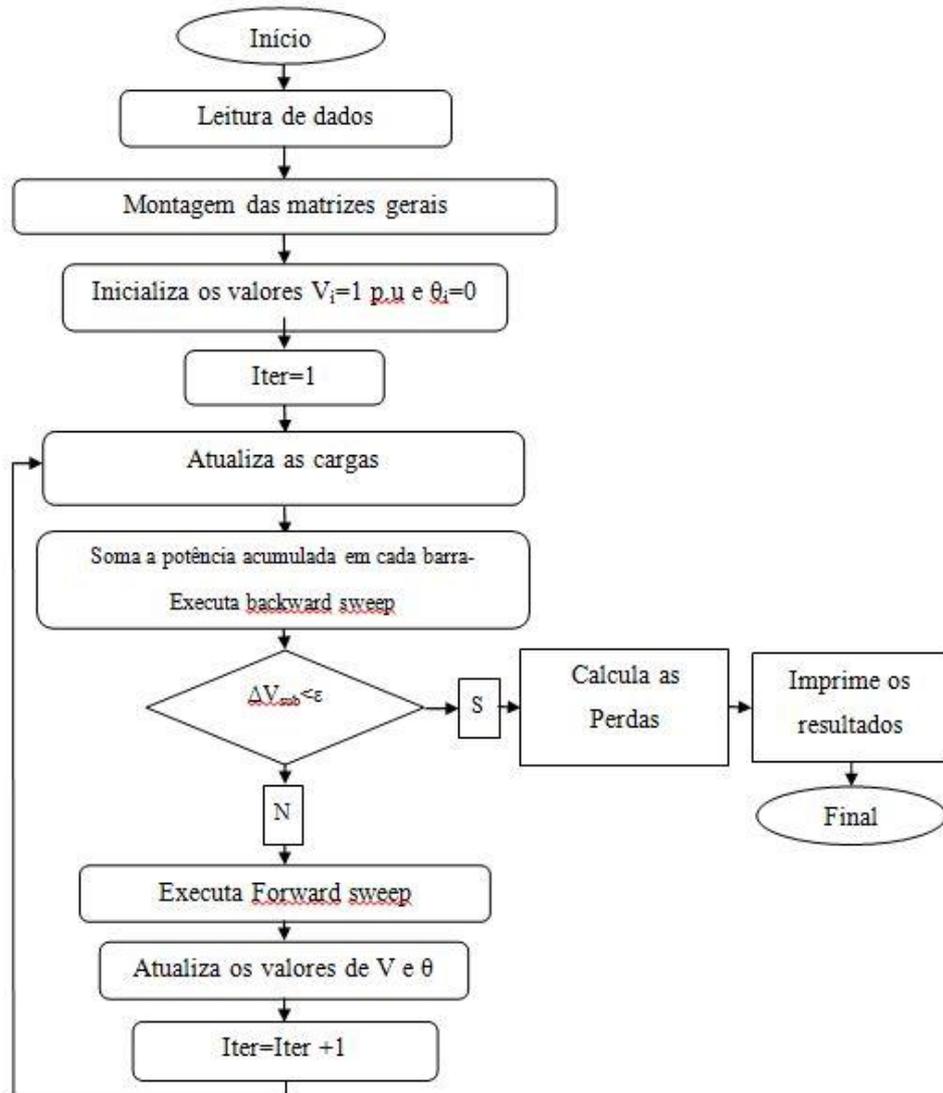


Figura 2.5 Diagrama de blocos do método BFS-SP.

2.1.2 Método Newton-Raphson

O método de Newton-Raphson (NR) consiste em resolver um sistema de equações não lineares por meio das suas expansões por séries de Taylor. A formulação do problema possui quatro variáveis: V e θ que são, respectivamente, a magnitude e o ângulo da tensão, a potência ativa P e a reativa Q .

O problema do fluxo de carga trifásico por Newton-Raphson tem como objetivo principal obter os estados do sistema que reduzem a diferença (ΔP e ΔQ) dada pela equação (2.9). Os valores P^{esp} e Q^{esp} são, respectivamente, as cargas ativas e reativas conectados ao

sistema. As injeções de potência ativa (P) e reativa (Q) nas barras do sistema são calculadas por (2.10) e (2.11).

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ \Delta \mathbf{Q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{P}^{esp} \\ \mathbf{Q}^{esp} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \mathbf{P} \\ \mathbf{Q} \end{bmatrix} = 0 \quad (2.9)$$

$$P_{i-k} = V_{i-k} \sum_{j \in \phi} \sum_{m \in K} V_{j-m} \left(G_{ij-km} \cos \theta_{ij-km} + B_{ij-km} \text{sen } \theta_{ij-km} \right) \quad (2.10)$$

$$Q_{i-k} = V_{i-k} \sum_{j \in \phi} \sum_{m \in K} V_{j-m} \left(G_{ij-km} \text{sen } \theta_{ij-km} - B_{ij-km} \cos \theta_{ij-km} \right) \quad (2.11)$$

Considerando segmento de linha ilustrado na Fig. 1, V_{i-k} representa a magnitude da tensão na fase i da barra k . P_{i-k} e Q_{i-k} são as injeções de potência ativa e reativa na fase i da barra k . θ_{ij-km} é a diferença angular entre o ângulo da tensão na fase i da barra k (θ_{i-k}) e o ângulo da tensão na fase j do barra m (θ_{j-m}). ϕ representa o conjunto de fases existente no trecho entra as barras k e m . K representa o conjunto de barras conectadas na barra k e a própria barra k . G_{ij-km} e B_{ij-km} são, respectivamente, os elementos condutância e susceptância da matriz admitância da linha, $Y_{ij-km} = G_{ij-km} + jB_{ij-km}$, entre as fases i e j das barras k e m .

Os elementos da matriz admitância são calculados por (2.12) e (2.13).

$$Y_{ij-kk} = bsh_{i-k} + \sum_{m \in \Omega_k} \left(y_{ij-km} + bsh_{ij-km} \right) \quad (2.12)$$

$$Y_{ij-km} = -y_{ij-km} \quad (2.13)$$

Onde y_{ij-km} e bsh_{ij-km} são, respectivamente, a admitância série e a susceptância shunt entre as fases i e j , relacionado ao seguimento de linha entre as barras k e m . bsh_{i-k} é a susceptância shunt da fase i da barra k , relacionado ao banco de capacitores.

Após calcular a diferença entre a injeção de potência nas barras e as cargas conectadas nas barras, o algoritmo realiza o teste de convergência. Caso esta diferença seja menor que

uma determinada tolerância, o algoritmo convergiu, caso contrário, o algoritmo irá atualizar os estados da rede e refará os cálculos até que haja convergência.

Como estado inicial, o sistema é usualmente considerado sem carga. Durante o algoritmo a variação dos estados é obtida pelo sistema de equações (2.14). A matriz Jacobiana do sistema (J) é obtida por (2.15) e seus elementos são calculados pelas equações de (2.16) a (2.23).

$$\mathbf{J} \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\theta} \\ \Delta \mathbf{V} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ \Delta \mathbf{Q} \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

$$\mathbf{J} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \boldsymbol{\theta}} & \frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \mathbf{V}} \\ \frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \boldsymbol{\theta}} & \frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \mathbf{V}} \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

$$\frac{\partial P_{i-k}}{\partial \theta_{i-k}} = -(V_{i-k})^2 B_{ii-kk} - Q_{i-k} \quad (2.16)$$

$$\frac{\partial P_{i-k}}{\partial \theta_{j-m}} = V_{i-k} V_{j-m} (G_{ij-km} \text{sen } \theta_{ij-km} - B_{ij-km} \text{cos } \theta_{ij-km}) \quad (2.17)$$

$$\frac{\partial P_{i-k}}{\partial V_{i-k}} = V_{i-k} G_{ii-kk} + \frac{P_{i-k}}{V_{i-k}} \quad (2.18)$$

$$\frac{\partial P_{i-k}}{\partial V_{j-m}} = V_{i-k} (G_{ij-km} \text{cos } \theta_{ij-km} + B_{ij-km} \text{sen } \theta_{ij-km}) \quad (2.19)$$

$$\frac{\partial Q_{i-k}}{\partial \theta_{i-k}} = -(V_{i-k})^2 G_{ii-kk} + P_{i-k} \quad (2.20)$$

$$\frac{\partial Q_{i-k}}{\partial \theta_{j-m}} = -V_{i-k} V_{j-m} (G_{ij-km} \text{cos } \theta_{ij-km} + B_{ij-km} \text{sen } \theta_{ij-km}) \quad (2.21)$$

$$\frac{\partial Q_{i-k}}{\partial V_{i-k}} = -V_{i-k} B_{ii-kk} + \frac{Q_{i-k}}{V_{i-k}} \quad (2.22)$$

$$\frac{\partial Q_{i-k}}{\partial V_{j-m}} = V_{i-k} (G_{ij-km} \text{sen } \theta_{ij-km} - B_{ij-km} \text{cos } \theta_{ij-km}) \quad (2.23)$$

Em seguida os estados, da próxima iteração v , são atualizados por (2.24), e o algoritmo retorna aos cálculos.

$$\begin{bmatrix} \boldsymbol{\theta} \\ \mathbf{V} \end{bmatrix}^{v+1} = \begin{bmatrix} \boldsymbol{\theta} \\ \mathbf{V} \end{bmatrix}^v + \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\theta} \\ \Delta \mathbf{V} \end{bmatrix}^v \quad (2.24)$$

O algoritmo do fluxo de carga pelo método do Newton-Raphson é descrito pela Figura 2.6.

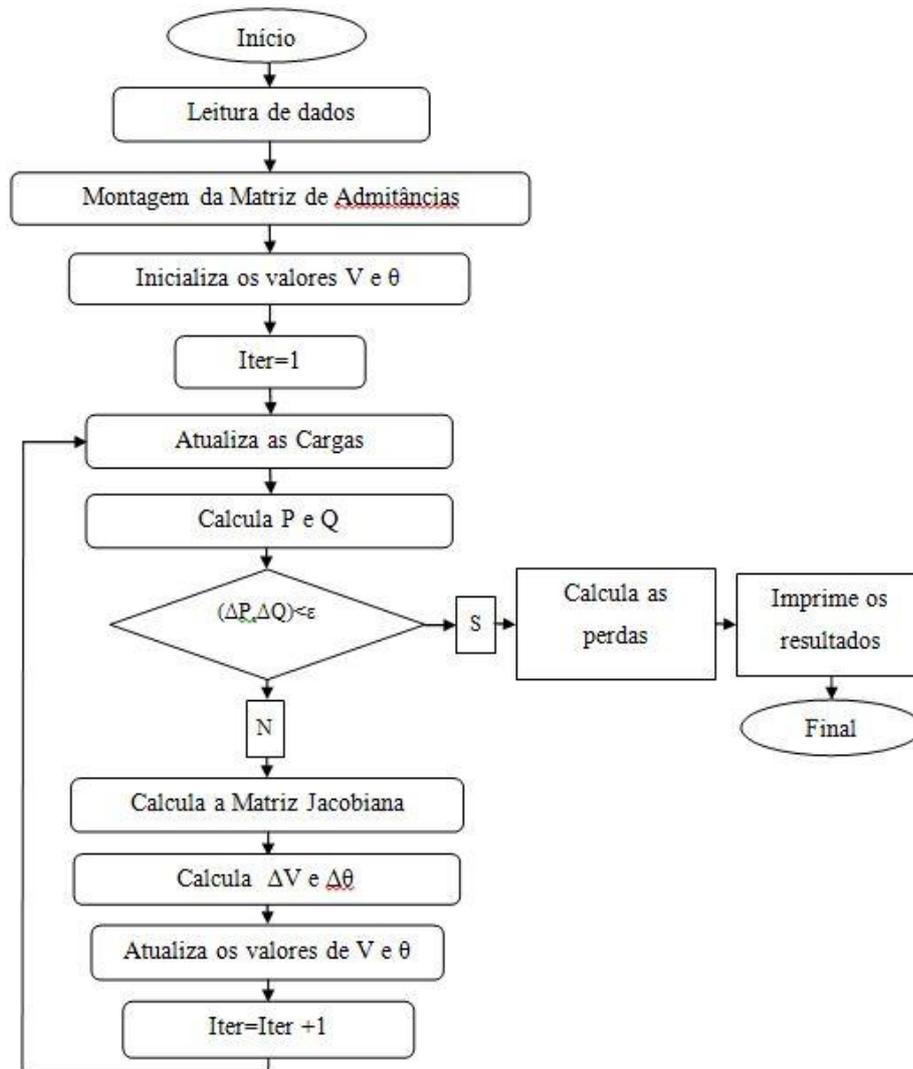


Figura 2.6 Diagrama de blocos do método Newton Raphson.

A metodologia de fluxo de carga por Newton-Raphson considera as cargas conectadas entre fase e neutro. Quando há cargas conectadas entre fases, ou quando há cargas trifásicas conectadas em delta, devem-se realizar transformações para obter os valores equivalentes das cargas por fase.

A Figura 2.7 exemplifica uma carga conectada entre as fases c e a . Para calcular os equivalentes das cargas por fase, primeiro deve-se calcular a corrente que passa pela carga (I_{ca}), conforme equação (2.25).

$$I_{ca} = \left(\frac{S_{ca}}{V_{ca}} \right)^* \quad (2.25)$$

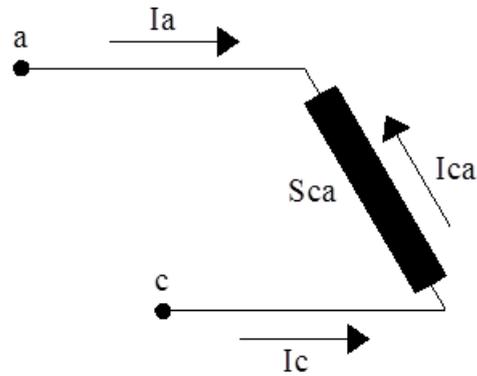


Figura 2.7 Exemplo de carga conectada entre as fases *c* e *a*.

A partir desta informação, o equivalente da carga para cada uma das duas fases (S_c e S_a) deve ser calculado por:

$$S_c = (I_c)^* V_c = (I_{ca})^* V_c \quad (2.26)$$

$$S_a = (I_a)^* V_a = (-I_{ca})^* V_a \quad (2.27)$$

A Figura 2.8 exemplifica uma carga trifásica conectada em delta. Conforme o exemplo anterior, para calcular os equivalentes das cargas por fase, primeiro deve-se calcular as correntes que passam pelas cargas, conforme as equações:

$$I_{ab} = \left(\frac{S_{ab}}{V_{ab}} \right)^* \quad (2.28)$$

$$I_{bc} = \left(\frac{S_{bc}}{V_{bc}} \right)^* \quad (2.29)$$

$$I_{ca} = \left(\frac{S_{ca}}{V_{ca}} \right)^* \quad (2.30)$$

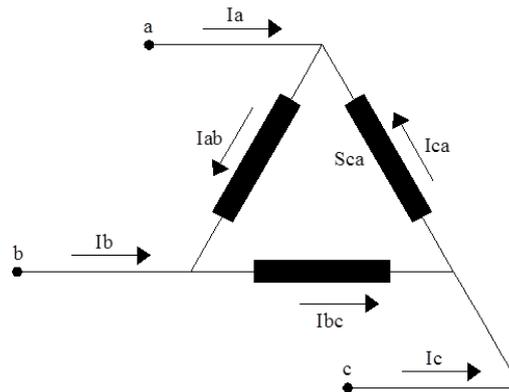


Figura 2.8 Exemplo de uma carga trifásica conectada em delta.

A partir destas informações, os equivalentes das cargas para cada uma das fases devem ser calculados por:

$$S_a = (I_{ab} - I_{ca})^* V_a \quad (2.31)$$

$$S_b = (I_{bc} - I_{ab})^* V_b \quad (2.32)$$

$$S_c = (I_{ca} - I_{bc})^* V_c \quad (2.33)$$

2.2 CÁLCULO DAS PERDAS DE ENERGIA

Este subitem tem por objetivo apresentar o estado da arte do cálculo das perdas em sistemas de distribuição de energia elétrica. Dentre as metodologias encontradas na literatura, encontram-se: a metodologia aplicada pela ANEEL, segundo os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (ANEEL, 2013b), para calcular as perdas anuais das concessionárias e as metodologias aplicadas pelas concessionárias para calcular as perdas de energia por segmento (MÉFFE, 2001) e (OLIVEIRA, 2001), utilizando coeficiente de perdas (MÉFFE, 2007) e utilizando fator de correção (MÉFFE, 2007) e (CRUZ, 2006).

2.2.1 Segundo o PRODIST

A ANEEL possui um conjunto de documentos que visam normatizar e padronizar as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Dentre esses documentos, o módulo 7 trata sobre o cálculo das perdas na distribuição de energia elétrica.

Neste documento a rede de distribuição é segmentada nos seguintes componentes:

- ✓ Sistema de Distribuição de Alta Tensão - SDAT;
- ✓ Sistema de Distribuição de Média Tensão - SDMT;
- ✓ Sistema de Distribuição de Baixa Tensão – SDBT;
- ✓ Unidades Transformadoras;
- ✓ Ramais de Ligação e Medidores.

Para cada um dos segmentos o documento estabelece uma metodologia para calcular a perdas técnicas de energia através de uma corrente média baseada na demanda média anual. Desse total apurado, excluindo as perdas apuradas por medição, são adicionados 5% devido às perdas técnicas produzidas por efeito corona em conexões, sistemas provisórios, relés fotoelétricos, capacitores, transformadores de corrente e de potencial e por fugas de corrente em isoladores e para-raios.

2.2.1.1 Perdas de Energia em SDAT

Segundo (ANEEL, 2013b), as perdas de energia do SDAT são apuradas pelas distribuidoras a partir dos dados dos sistemas de medição. Estes sistemas de medição deverão estar alocados no lado correspondente à sua tensão primária. Na ausência de medição das subestações do SDAT que não são de fronteira, a discriminação das perdas entre os níveis de tensão dos subgrupos deverá ser estimada.

A apuração das perdas de energia no SDAT da distribuidora deverá considerar a energia dos pontos de fronteira com agentes de transmissão, geração, consumidores e outras

distribuidoras, além da energia medida nas SEDs. As cargas são consideradas equilibradas nas fases das redes.

2.2.1.2 Perdas de Energia em SDMT

Neste caso os sistemas de medição deverão ser instalados no secundário dos transformadores ou na saída de todos os alimentadores do SDMT da SED. As cargas também são consideradas equilibradas nas fases das redes do sistema.

Segundo (ANEEL, 2013b), as perdas de energia estão relacionadas à variação do carregamento (curva de carga) da rede ou equipamento. Assim, o cálculo das perdas de potência é realizado para a condição de carga média. Para o cálculo das perdas de energia é necessário utilizar o Coeficiente de Perdas (CP), que representa a perda média de potência sobre a perda de potência para a demanda média.

As perdas técnicas de energia das N redes do SDMT são calculados pelo somatório dado em (2.34), em MWh. ΔP_{SDMT} representa a s perdas de potência para demanda média no SDMT, calculado pelo modelo de regressão linear dado em (2.35). CP_{SDMT} é o coeficiente de perdas do SDMT. ΔT é o período de tempo analisado.

$$\Delta E_{SDMT} = \sum_{i=1}^N \Delta P_{SDMT_i} \cdot CP_{SDMT} \cdot \Delta T \quad (2.34)$$

$$\Delta P_{SDMT} = 0,95 \cdot \exp \left(\begin{array}{l} -6,34 + 1,82 \cdot \ln(I^{SDMT}) + 0,77 \cdot \ln(CT^{SDMT}) \\ +0,39 \cdot \ln(RT^{SDMT}) + 0,16 \cdot \ln(CR^{SDMT}) \end{array} \right) \cdot 10^{-3} \quad (2.35)$$

Onde I^{SDMT} representa a corrente média no alimentador. CT^{SDMT} e CR^{SDMT} são, respectivamente, os comprimentos do condutor tronco e ramal do alimentador. Sendo RT^{SDMT} a resistência do condutor tronco.

2.2.1.3 Perdas de Energia em SDBT

A perda de energia das N redes do SDBT é calculado pelo somatório dado em (2.36), em MWh. ΔP_{SDBT} representa as perdas de potência para demanda média no SDBT, obtida por (2.37). CP_{SDBT} é o coeficiente de perdas do SDBT.

$$\Delta E_{SDBT} = \sum_{i=1}^N \Delta P_{SDBT_i} \cdot CP_{SDBT} \cdot \Delta T \quad (2.36)$$

$$\Delta P_{SDBT} = r \cdot l \left(\frac{i^2 \cdot l^2}{3} + i \cdot I_j \cdot l + I_j^2 \right) \cdot 10^{-6} \quad (2.37)$$

Onde l é o comprimento do trecho elementar da rede. r representa a resistência por unidade de comprimento. Sendo I_j a corrente total a jusante do trecho elementar e a densidade de corrente (i) é calculada pela corrente máxima do circuito dividido pelo seu comprimento total.

Sobre o total das perdas técnicas, para as redes do SDBT, são adicionados 15% desse valor, devido ao desequilíbrio das cargas e o posicionamento assimétrico dos transformadores na rede.

2.2.1.4 Perdas de Energia em Unidades Transformadoras

As perdas de energia para as NT unidades transformadoras são obtidas pelo somatório dado em (2.38), em MWh. Os dados utilizados neste somatório são: perdas de potência a vazio - ΔP_{fe}^t , do transformador t ; perdas de potência para demanda média no cobre - ΔP_{cu}^t , do transformador t , CP_T é o coeficiente de perdas do transformador.

$$\Delta E_T = \Delta T \cdot \sum_{t=1}^{NT} \left(\Delta P_{fe}^t + \Delta P_{cu}^t \cdot CP_T \right) \quad (2.38)$$

2.2.1.5 Perdas de Energia em Ramais de Ligação e Medidores.

As perdas de energia para os ramais de ligação e pelos medidores (ΔE_R) são obtidas pelo cálculo demonstrado em (2.39), em MWh. ΔP_R representa as perdas de potência do ramal para demanda média, obtida por (2.40). ΔP_M são as perdas de potência nos medidores. CP_R é o coeficiente de perdas do ramal.

$$\Delta E_R = (\Delta P_R \cdot CP_R + \Delta P_M) \cdot \Delta T \quad (2.39)$$

$$\Delta P_R = R \cdot \left(\frac{\Gamma_f}{F_d} \right)^2 \cdot (3 \cdot NUC_3 + 3NUC_2 + 2 \cdot NUC_2 + 2 \cdot NUC_1) \cdot 10^{-6} \quad (2.40)$$

Sendo F_d o fator de diversidade, cujo valor é fixado em 0,7. R representa a resistência média dos condutores dos ramais de ligação. Γ_f é a corrente média de fase. NUC_i significa o número de unidades consumidoras, sendo i o tipo de ligação: trifásica a quatro fios; bifásica a três fios; monofásica a três fios e monofásica a dois fios.

2.2.2 Por Segmento

A metodologia de cálculo por segmento calcula as perdas de energia de forma direta, utilizam em seus cálculos as curvas típicas diárias de carga para cada tipo de consumidor. O sistema de distribuição é dividido em oito segmentos: sistema de alta tensão, subestação de distribuição, rede primária, transformador de distribuição, rede secundária, ramal de ligação, medidor de energia e outros. A metodologia é descrita nos subitens a seguir.

Os consumidores de baixa e média tensão são representados por curvas típicas diárias de carga. Estas curvas são geradas pelas concessionárias, a partir de dados obtidos por meio de medições em campo. Há, basicamente, três tipos de carga presentes nos sistemas de distribuição:

- ✓ consumidores secundários, que são alimentados em baixa tensão;

- ✓ consumidores primários, que são alimentados em média tensão;
- ✓ carga de iluminação pública, que é alimentada em baixa tensão.

As curvas de carga diária apresentam a média e o desvio padrão da demanda em intervalos de 15 minutos. Portanto, para um dado intervalo, a distribuição de probabilidade é bem conhecida.

2.2.2.1 Perdas de Energia nos Medidores de Energia.

A perda de energia nos ramais de ligação é calculada por (2.41), dado em kWh

$$e_m = \frac{p_m \cdot N_m \cdot (i_1 + 2 \cdot i_2 + 3 \cdot i_3) \cdot T}{1000} \quad (2.41)$$

Onde: p_m é a perda média por elemento medidor; N_m é o número total de medidores; i_n representa a porcentagem de medidores n-fases; T é o intervalo de tempo considerado.

2.2.2.2 Perdas de Energia nos Ramais de Ligação.

A perda de energia nos ramais de ligação é calculada por (2.42), dado em kWh

$$e_{rl} = \frac{k \cdot R \cdot L \cdot \Delta t \cdot \sum_{i=1}^{N_t} I_t^2}{1000} \quad (2.42)$$

Onde: R representa a resistência do condutor por km; L é o comprimento médio da lateral; I_t denota a corrente elétrica no intervalo t ; Δt representa a duração do intervalo; N_t é o número de intervalos diários. k é o número de condutores na conexão do consumidor onde há corrente passando em condições normais ($k = 2$ para consumidor monofásico e bifásico alimentado por transformador na ligação delta ou monofásico, $k = 3$ para consumidores trifásicos e bifásicos alimentados por transformador na ligação trifásica).

2.2.2.3 Perdas de Energia nas Redes Secundárias e Primárias.

As perdas de energia nas redes secundárias e primárias são calculadas por (2.43), dado em kWh.

$$e_{rs} = \frac{1}{1000} \cdot \sum_{t=1}^{96} \left(\sum_{i=1}^{N_{cond}} (R_i \cdot I_{i,t}^2) \right) \cdot \Delta t \quad (2.43)$$

Onde: R_i representa a resistência do condutor i ; $I_{i,t}$ é a corrente no condutor i no intervalo de tempo t ; Δt é a duração de cada intervalo da curva de carga, para uma curva de carga diária com 96 pontos; N_{cond} representa o número de condutores no trecho.

2.2.2.4 Perdas de Energia nos Transformadores de Distribuição.

As perdas de energia nos transformadores de distribuição são calculadas por (2.44), dado em kWh.

$$e_t = p_{Fe} \cdot S_N \cdot 24 + p_{Cu,pc} \cdot S_N \cdot \sum_{i=1}^{96} \left(\frac{S_i}{S_N} \right)^2 \cdot \Delta t \quad (2.44)$$

Onde: S_N e S_i representam, respectivamente, a potência nominal do transformador e a potência aparente no instante i ; p_{Fe} é a perda nominal no ferro no transformador; $p_{Cu,pc}$ é a perda no cobre do transformador, à plena carga; Δt denota a duração do intervalo da curva de carga diária.

2.2.2.5 Perdas de Energia na Subestação de Distribuição.

As perdas em uma subestação de distribuição são compostas pelas perdas em seus transformadores. As perdas nos transformadores da subestação de distribuição são calculadas de forma análoga aos transformadores de distribuição.

2.2.2.6 Sistema de Alta Tensão.

As perdas para sistemas de alta tensão podem ser calculadas por três procedimentos diferentes, que dependem da disponibilidade de dados de cada concessionária.

Uma forma de determinar as perdas de energia no sistema de alta tensão é por meio de medições nos pontos de fronteira e nas entradas das subestações de distribuição. A energia perdida no sistema de alta tensão é calculada por (2.45). No cálculo e_c e e_g representam, respectivamente, a energia comprada de outras empresas e a energia gerada. No valor da energia gerada é descontado o consumo interno das unidades geradoras. e_v é a energia vendida para as outras empresas e aos consumidores em alta tensão. e_{SE} é a energia medida na entrada de todas as subestações de distribuição.

$$e_p = e_c + e_g - e_v - e_{SE} \quad (2.45)$$

Não havendo medições suficientes para possibilitar o cálculo das perdas pela fórmula anterior, as concessionárias podem calcular as perdas de energia em sistemas de alta tensão a partir do fluxo de potência. Com os dados obtidos pelo fluxo de potência, as perdas são calculadas de forma análoga ao cálculo das redes secundárias e primárias.

Uma terceira opção para calcular as perdas no sistema de alta tensão seria utilizar os dados provenientes de medições combinados com um estimador de estado. Neste caso os dados que deveriam ser medidos e estimados seriam as correntes das linhas.

2.2.2.7 Perdas não Técnicas.

Em (OLIVEIRA, 2001), considerando um ponto de medição (por exemplo: a medição da subestação), é possível comparar a energia medida, no ponto de medição (E_{med}), com a energia faturada (E_{fat}) e as perdas estimadas. A partir deste conceito, considerando $E_{p,t}$ o total de perdas técnicas de energia, as perdas de energia não técnicas podem ser calculadas por (2.46).

$$E_{p,nt} = E_{med} - E_{fat} - E_{p,t} \quad (2.46)$$

Segundo (MÉFFE, 2007), perdas não técnicas são energias que não foram faturadas e, por este motivo, não foram consideradas durante o cálculo de perdas. O não faturamento pode ocorrer devido a erros de faturamento ou cadastro, erro ou fraude na medição, furto de energia.

2.2.3 Por Coeficiente de Perdas

A metodologia de cálculo de perdas por segmento necessita de uma base de dados de toda a rede primária e secundária, dos transformadores de distribuição e dos consumidores.

Em (MÉFFE, 2007) é ressaltado que houve problemas na aplicação deste método em alguns casos. Normalmente o problema era a rede secundária ser conhecida, mas não haver o conhecimento da localização dos consumidores e, em alguns casos, não há também o conhecimento da rede secundária. Ou seja, há um desafio na aplicação da técnica em concessionárias com a base de dados incompletos das suas redes de baixa tensão.

Devido a este problema, (MÉFFE, 2007) propôs um cálculo alternativo de perdas em redes de baixa tensão, baseado no cálculo de um coeficiente de perdas por trecho de rede padrão. Com base no comprimento do cabo, na distribuição da carga, nos comprimentos de rede a jusante e a montante do trecho considerado, na tensão de linha e na topologia da rede, são obtidas uma estimativa de perda neste trecho selecionado.

O cálculo das perdas em uma rede secundária possui as seguintes etapas:

- Definir padrões de redes típicas. Para isto, é necessário realizar levantamento em campo de várias redes secundárias em quantidade suficiente para ter uma amostra com validade estatística. No final desta etapa, cada padrão de rede tem um representante com comprimento total de rede médio e um coeficiente de perdas médio.

- Classificação de todas as redes em um dos padrões de redes predefinidos, utilizando a técnica de classificação. Nas técnicas de classificação e separação de indivíduos há dois grandes grupos, os métodos estatísticos como a Análise de Clusters e o uso de inteligência artificial como as Redes Neurais Artificiais (RNAs). Para agrupar as redes em padrões ou categorias de redes semelhantes são utilizados alguns atributos como potência nominal e tensão primária do transformador, comprimento da rede, bitola e material de cabo utilizado, entre outros.
- Agregação das curvas de carga dos consumidores (uso de curvas características e da fatura) no transformador de distribuição.
- Cálculo das perdas na rede, utilizando o coeficiente de perdas, o comprimento total e a curva de carga agregada no transformador de distribuição.

A etapa 1 é realizada somente quando há necessidade de caracterizar a rede e as etapas 2 a 4 deverão ser realizadas todas as vezes que o cálculo das perdas for executado.

Conhecendo as características da rede e a curva de carga no transformador nos vários instantes do dia, primeiro calcula-se o carregamento linear médio da rede secundária no instante t por (2.47), dado em kVA/m.

$$\delta_{0,t} = |S_t| \cdot \frac{\alpha + 1}{l^{\alpha+1}} \quad (2.47)$$

Onde: S_t é o carregamento do transformador no instante t . l significa o comprimento total da rede secundária. α representa o coeficiente de distribuição.

O coeficiente de perdas na rede secundária é calculado a partir do somatório dos coeficientes de perdas de cada um dos seus trechos, que por sua vez é calculado por (2.48).

$$k_{ij} = \frac{r_{ij} \cdot l_{ij}^3}{3 \cdot V^2} \lambda_{ij} \quad (2.48)$$

Onde: r_{ij} representa a resistência por unidade de comprimento do trecho ij da rede; l é o comprimento do trecho ij da rede; V é a tensão de linha da rede. Quando não há trechos a jusante do trecho ij , λ_{ij} é igual a um. Caso contrário, λ_{ij} é calculado por:

$$\lambda_{ij} = \frac{(3 \cdot n + \sqrt{3})^2}{3} \quad (2.49)$$

n representa o número de trechos a jusante do trecho ij .

Com estes dados, a perda de demanda no instante do dia t é calculada por (2.50), dado em kW. K representa o coeficiente de perdas na rede secundária, que pode ser dado em $\text{kW}/(\text{kVA}/\text{m})^2$.

$$p_t = K \cdot \delta_{0,t}^2 \quad (2.50)$$

2.2.4 Utilizando Fator de Correção

(MÉFFE, 2007) comparou as curvas de carga estimadas em alguns alimentadores primários com as suas respectivas curvas de carga medidas. Estas comparações demonstrou que as curvas de carga estimadas possuíam perfis muito semelhantes aos perfis das curvas de carga medidas

Porem (MÉFFE, 2007) detectou algumas discrepâncias nas energias, que podem ocorrer nas seguintes situações: curvas estimadas e medidas com perfis semelhantes e energias próximas, curvas estimadas e medida com perfis semelhantes e energias diferentes, curvas estimadas e medida com perfis diferentes. Segundo o trabalho, as origens destas discrepâncias estão principalmente associadas a quatro fatores: possíveis erros de cadastro, perdas não técnicas, base de tempo diferente dos consumos faturados, blocos de cargas manobradas.

Normalmente, quando a discrepância entre as curvas é muito grande, tanto em termos de energia como de perfil de consumo, significa que blocos de carga foram manobrados. Esta

manobra pode ocorrer devido à manutenção corretiva, desligamento programado, ou uma medida permanente para resolver problemas de queda de tensão ou carregamento em uma região. A solução é desconsiderar a medição dos dias em que houve a manobra.

Segundo (MÉFFE, 2007), a maior parcela de discrepância ocorre devido aos erros de cadastro. Os consumidores cadastrados em classes de consumo erradas produzem curvas estimadas e medidas com perfis diferentes. Da mesma forma, curvas características de cargas obtidas sem validade estatística não representam o perfil de consumo dos consumidores atendidos. Outro problema é a não associação de todos os consumidores a seus respectivos transformadores ou mesmo a associação incorreta, resultando em curvas com mesmo perfil, mas com energias diferentes.

As perdas não técnicas podem, entre outros, estar associadas aos consumidores clandestinos conectados à rede e fraudes de medição. Considerando que não há erro de cadastro, a diferença entre a energia da curva medida e a energia da curva estimada poderia ser atribuída às perdas não técnicas. Porém a circulação da energia não faturada também provoca perdas técnicas. Os consumidores clandestinos podem provocar diferença na energia estimada e medida e diferença nos perfis das curvas, dependendo da quantidade de consumidores e de seu comportamento.

A partir deste problema, (MÉFFE, 2007) e (CRUZ, 2006) propuseram metodologias de correção das discrepâncias por um fator de correção. O objetivo de utilizar este fator de correção é obter valores para as cargas e as perdas de forma que sua soma seja igual à energia medida.

Segundo a metodologia proposta por (MÉFFE, 2007), para calcular o fator de correção para a energia mensal (k_e) é necessário igualar a energia medida e a energia estimada multiplicando as cargas pelo fator de correção ainda desconhecido. A perda de energia é

proporcional ao quadrado da energia aparente, logo as perdas variáveis são afetadas por k_e^2 e as perdas fixas independem da carga.

$$E_{med} = k_e \cdot E_{MT} + k_e \cdot E_{BT} + k_e^2 \cdot E_{pvar} + E_{pfixas} \quad (2.51)$$

Onde:

E_{med} : energia medida na saída do alimentador [kWh];

E_{MT} : energia faturada nos consumidores de média tensão [kWh];

E_{BT} : energia faturada nos consumidores de baixa tensão [kWh];

E_{pvar} : energia das perdas variáveis [kWh], que é obtida pela soma das perdas nos ramais de ligação, nas redes secundárias, no cobre dos transformadores de distribuição e na rede primária;

E_{pfixas} : energia das perdas fixas [kWh], que é obtida pela soma das perdas nos medidores de energia e no ferro dos transformadores de distribuição.

O fator de correção da energia mensal é obtido através da raiz positiva de (2.52) e, de forma análoga, pode ser obtido para a demanda (k_d).

$$k_e = \frac{-(E_{MT} + E_{BT}) + \sqrt{(E_{MT} + E_{BT})^2 - 4 \cdot E_{pvar} \cdot (E_{pfixas} - E_{med})}}{2 \cdot E_{pvar}} \quad (2.52)$$

Após o cálculo dos fatores de correção é necessário aplicá-los às energias faturadas das cargas para obter o novo valor das perdas técnicas devido à parcela das perdas técnicas causada pelas perdas não técnicas, bem como, as próprias perdas não técnicas.

2.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo buscou-se apresentar uma revisão bibliográfica dos principais métodos de fluxo de carga para sistemas de distribuição, que servirão de base para os cálculos das perdas elétricas. O método clássico de fluxo de carga, Newton-Raphson. Também, os

métodos de varredura *Backward-Forward Sweep* por soma das correntes e por soma das potências, muito utilizado para redes radiais de distribuição.

Também foram apresentados os métodos de cálculo das perdas elétricas. Primeiro o método de cálculo das perdas de energia utilizado pela ANEEL para calcular anualmente as perdas elétricas das concessionárias. Em seguida, foram apresentadas as metodologias de cálculo das perdas elétricas por segmento, por coeficiente de perdas e utilizando fator de correção.

Segundo (OLIVEIRA, 2001), o método de cálculo das perdas elétricas em sistemas de distribuição por segmento considera as cargas como modelo de corrente constante. Verificou-se que as outras metodologias apresentadas também consideram as cargas desta forma.

No próximo capítulo serão apresentadas as influências dos modelos de carga e do desequilíbrio da rede no cálculo das perdas elétricas.

3 ANÁLISE PROPOSTA

Algumas metodologias de cálculo das perdas no sistema de distribuição de energia elétrica utilizam o modelo de corrente constante para definir as cargas conectadas. Cargas, no entanto, podem assumir diferentes modelos, que dependem da atividade do consumidor e dos dispositivos utilizado. Devido a isto, o capítulo apresentará uma análise numérica da influência da modelagem das cargas conectadas a rede na correta estimação das perdas do sistema de distribuição.

Outro ponto importante é o fato do cálculo das perdas técnicas nas redes primárias e secundárias ser feito a partir da corrente ao quadrado vezes a resistência de fase dos condutores. Segundo (KERSTING, 2002), para sistemas desequilibrados, esta forma de cálculo das perdas técnicas não considera a possibilidade de ocorrer perdas negativas na fase que esteja pouco carregada em relação às outras fases. Este capítulo abordará a questão da influência do desequilíbrio no cálculo das perdas nos condutores da rede.

3.1 MODELOS DE CARGA

3.1.1 Introdução

Segundo (IEEE Task Force, 1993) as cargas são representadas matematicamente da relação entre a tensão (magnitude e frequência) aplicada nela e a potência (ativa e reativa). Como nos sistemas elétricos de potência os estudos são realizados em estado de regime permanente, os modelos de carga são considerados como dependentes da magnitude da tensão.

No fluxo de carga, a modelagem da carga possui papel importante nos resultados finais. A qualidade dos resultados, no sistema de distribuição, podem sofrer prejuízos significativos, pelo fato da representação das cargas não expressar a realidade. Segundo

[BARBOSA, 1995], em sistemas bem carregados, a incorreta modelagem das cargas pode levar a não convergência do fluxo de carga.

3.1.2 Considerações

Tradicionalmente, as cargas conectadas no sistema de distribuição podem assumir os seguintes modelos: potência constante; corrente constante; impedância constante, polinomial e exponencial. A modelagem polinomial modela a carga pela combinação dos três primeiros modelos, também sendo conhecida por modelo “ZIP”.

Nas cargas modeladas como potência constante, a potência não se altera com a variação da magnitude da tensão. No caso das cargas modeladas como corrente constante, a potência se altera linearmente com a variação da magnitude da tensão. Para as cargas modeladas como impedância constante, a potência varia de acordo com o quadrado da variação da magnitude da tensão.

Estes modelos são casos particulares do modelo exponencial, que é expresso por (3.1) e (3.2), onde k representa a barra em que a carga esta conectada. Os coeficientes np e nq representam, respectivamente, as sensibilidades das potências ativa e reativa em relação à variação da magnitude da tensão. A Tabela 3.1 mostra os valores típicos dos coeficientes para diferentes tipos de consumidores e para os modelos de carga tradicionais.

$$P_k = P_k^{nom} \sum_{i=1}^n a_i \left(\frac{V_k}{V_k^{nom}} \right)^{np_i} \quad (3.1)$$

$$Q_k = Q_k^{nom} \sum_{i=1}^n b_i \left(\frac{V_k}{V_k^{nom}} \right)^{nq_i} \quad (3.2)$$

P_k^{nom} e Q_k^{nom} representam, respectivamente, as potências nominais ativas e reativas da carga. V_k^{nom} é a tensão nominal da carga. a_i e b_i são porções de potência ativa e reativa da

carga relacionados com cada tipo de coeficientes np e nq da carga, sendo $\sum_{i=1}^n a_i = 1$ e $\sum_{i=1}^n b_i = 1$. n representa o número de tipos de coeficientes que compõem a carga.

Tabela 3.1 Coeficientes dos modelos de carga.

Modelo de Carga	np	nq
Potência Constante	0	0
Corrente Constante	1	1
Impedância Constante	2	2
Consumidor Residencial	0,9 a 1,7	2,4 a 3,1
Consumidor Comercial	0,5 a 0,8	2,4 a 2,5
Consumidor Industrial	0,1 a 1,8	0,6 a 2,2

Fonte: (IEEE Task Force, 1993) e (MACHOWSKI, 2008).

A Tabela 3.1 demonstra que os coeficientes das cargas podem apresentar grandes variações para os mesmos tipos de consumidores. As razões para isto são: característica de consumo, características socioeconômicas, climáticas, etc.

De acordo com (IEEE Task Force, 1993), há duas maneiras básicas de se obter os parâmetros dos modelos de carga. A primeira é baseada em um modelo de composição de carga, que considera o conhecimento das características típicas dos dispositivos utilizados pela família de consumidores semelhantes.

Isto pode ser feito através das pesquisas de posse de equipamentos e hábitos de consumo definidas pela ANEEL. Desta forma, sabendo o comportamento da potência dos dispositivos frente à variação de tensão e os equipamentos utilizados, obtém o comportamento da potência dos consumidores. Para (MACHOWSKI, 2008), a carga é composta por frações de carga por cada família de consumidores.

De acordo com (IEEE Task Force, 1993), os motores representam 50% a 70% do consumo de energia, sendo mais relevantes em indústrias do que em residências e comércios. Os condicionadores de ar podem representar até 50% do consumo de energia, em dias de calor. Aquecimento e iluminação podem representar um terço do consumo de energia. As lâmpadas de descarga, incluindo vapor de mercúrio, sódio e fluorescentes podem representar

até 20% do consumo nas áreas comerciais, enquanto que nas residências, há um predomínio das lâmpadas incandescentes. Os dispositivos eletrônicos e os refrigeradores também podem representar parcelas significativas, principalmente nas residências.

A segunda maneira é através de medições diretas da influência da tensão e da frequência nas potências ativa e reativa. Com este objetivo, são instalados dispositivos de medição e aquisição de dados em transformadores que representam um grupo de consumidores semelhantes. Nestes transformadores são medidas as potências ativa e reativa em situações de variação de tensão por distúrbios intencionais ou naturais. Os parâmetros dos modelos são estimados pela aproximação dos pontos medidos, por uma curva exponencial. Esta maneira de obter os parâmetros dos modelos de carga encontra-se bem detalhada por (VINNAL, 2009).

3.1.3 Influência no Fluxo de Carga e no Cálculo das Perdas

Modelos de carga diferentes possuem diferentes influências da tensão nas potências ativa e reativa da carga. Deste modo, na análise do sistema de energia elétrica, o real conhecimento dos tipos de consumidores que estão conectados é crucial, pois, estas informações fornecem condições de calcular o correto desempenho do sistema.

Conforme visto no capítulo anterior, a cada iteração do fluxo de carga, o algoritmo atualiza a estimativa do estado do sistema, que nesse caso são as tensões complexas das barras. Nos métodos BFS as tensões são atualizadas durante a etapa *forward*. No método Newton-Raphson as tensões são atualizadas ao final de cada iteração por (2.24). Com a atualização das tensões das barras do sistema, na próxima iteração do fluxo de carga as potências consumidas pelas cargas também serão alteradas, de acordo com (3.1) e (3.2).

No caso do fluxo de carga pela metodologia BFS por soma de corrente, os modelos de carga tradicionais possuem diferentes formas de calcular/atualizar a cada iteração as correntes

das cargas. A grande maioria dos modelos de carga tem sua corrente calculada pela equação (2.4). Uma carga modelada como impedância constante, primeiro se calcula a impedância da carga por:

$$Z_{i-k} = \frac{|V_{i-k}|^2}{S_{i-k}} \quad (3.3)$$

Onde: Z_{i-k} , representa a impedância na fase i da carga conectada na barra k ; V_{i-k} , representa a tensão da fase i da carga conectada na barra k . Como a impedância da carga é constante, este valor só é calculado na primeira iteração. Após calcular a impedância da carga, a corrente da fase i é calculada pela seguinte equação:

$$I_{i-k} = \frac{V_{i-k}}{Z_{i-k}} \quad (3.3)$$

A carga modelada como corrente constante, primeiramente, tem sua corrente calculada conforme a equação (2.4). Neste tipo de carga, o módulo da corrente permanece constante, variando apenas o ângulo da corrente. Desta forma, após a primeira iteração, as correntes da carga são calculadas por:

$$I_{i-k} = |I_{i-k}| \angle (\delta_i - \theta_i) \quad (3.4)$$

Onde: $|I_{i-k}|$ módulo da corrente da carga associada; δ_i ângulo de tensão; θ_i fator de potência, todos associados à fase i .

Foi visto no capítulo anterior, que em algumas das metodologias de cálculo das perdas técnicas, os consumidores são modelados como corrente constante. Mas, os modelos de cargas possuem diferentes influências da tensão na potência da carga. Esta influência altera as respostas do sistema, que conseqüentemente altera o cálculo das perdas no sistema de distribuição. Este trabalho irá adicionar as metodologias de fluxo de carga, a equação dos

modelos de carga. Desta forma a cada iteração do fluxo de carga, as potências das cargas serão atualizadas conforme a variação da tensão da barra a qual esteja conectada.

Com esta ferramenta, o trabalho buscará analisar a influência da alteração dos modelos de carga no cálculo das perdas. Também serão comparados os dados obtidos para as três metodologias de fluxo de carga demonstradas no capítulo anterior.

3.2 INFLUÊNCIA DO DESEQUILÍBRIO NO CÁLCULO DAS PERDAS.

Nas metodologias de fluxo de carga os segmentos de linhas do sistema de distribuição são modelados conforme a Figura 2.1. Ou seja, o elemento série é modelado por sua matriz geral. Esta matriz é a impedância ou a admitância do elemento série do segmento, que representa os efeitos mútuos e próprios entre as fases, e a capacitância shunt da linha. A partir da matriz geral, o cálculo da perda de energia em cada condutor é calculado pela corrente ao quadrado vezes a sua resistência. A perda de energia total do segmento de linha é a soma das perdas em todos os condutores da linha.

Neste caso, o efeito das perdas causadas pela capacitância shunt da linha não são levados em conta no cálculo das perdas. Para sistemas desequilibrados este cálculo das perdas pode resultar em perdas negativas em algum dos condutores. O erro no cálculo das perdas de energia em sistemas desequilibrados pode ser quantificado por uma das premissas destacadas pela ANEEL, nos procedimentos de cálculo das perdas na distribuição de energia elétrica, (ANEEL, 2013b). Neste documento a ANEEL saliente que são consideradas perdas adicionais de 15% sobre o montante de perdas técnicas calculadas para SDBT, devido, dentre outros motivos, ao desequilíbrio das cargas.

A forma mais simples e efetiva de calcular a perda nos trechos do sistema de distribuição, não importando o elemento conectado no trecho e nem o desequilíbrio da rede, é pela diferença da potência injetada no segmento menos a potência entregue pelo segmento

(KERSTING, 2002). Devido a esta situação, neste trabalho o cálculo das perdas técnicas em cada parte do sistema será efetuado pela diferença entre a potência injetada menos a potência entregue.

3.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS.

Primeiramente, explanou-se sobre a modelagem das cargas conectadas ao sistema de distribuição de energia elétrica. O modelo de carga busca definir a carga pela sensibilidade das suas potências ativa e reativa perante as variações da magnitude da tensão. Desta forma, a modelagem das cargas conectadas nos sistemas de distribuição podem influenciar as respostas obtidas no fluxo de carga. Como o fluxo de carga fornece as correntes que transitam na rede, o modelo de carga também pode influenciar o cálculo das perdas técnicas.

Foi visto que a metodologia, adotado pelas concessionárias, para cálculo das perdas elétricas em sistemas de distribuição considera as cargas conectadas na rede como sendo de corrente constante. Na realidade isto não ocorre, pois, sistemas de distribuição de energia elétrica possuem variados tipos de cargas e, por consequência, diferentes tipos de modelos de carga. Esta definição poderá acrescentar erros nos cálculos das perdas técnicas.

Outra questão abordada por esta capítulo foi o cálculo das perdas técnicas em redes secundárias e primárias. Foi mencionado que a fórmula usual de cálculo das perdas técnicas apresenta possíveis erros devido à capacitância shunt e ao desequilíbrio da rede. Devido a este fato a ANEEL acrescenta perdas adicionais de 15% sobre o montante de perdas calculada para SDBT. A fórmula que será utilizada para o cálculo das perdas nos trechos da rede será a diferença entre a potência injetada no trecho e a potência entregue pelo trecho.

No próximo capítulo serão definidos os casos que serão estudados para analisar os efeitos na estimação das perdas elétricas, em relação à correta aplicação dos modelos de carga conectados no sistema de distribuição.

4 DESENVOLVIMENTO DO ESTUDO PROPOSTO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

Neste capítulo será apresentado o desenvolvimento do estudo proposto e serão analisados os resultados obtidos. Na primeira subseção será apresentado o modo como as perdas de energia em cada trecho do sistema de distribuição foi calculado. Na segunda etapa será apresentado o sistema de distribuição que será estudado e simulado neste trabalho. Na terceira subseção consta a descrição dos casos que serão efetivamente estudados. Na última seção serão apresentados e analisados os resultados obtidos com os casos propostos.

4.1 CÁLCULO DOS FLUXOS DE CARGA E DAS PERDAS DE ENERGIA

O algoritmo para calcular as perdas técnicas em sistema de distribuição possui duas etapas e foram implementados no programa computacional *Matlab* (THE MATHWORKS, 2002). A primeira etapa consiste em executar o fluxo de carga trifásico, para obter os estados de todos os pontos do sistema. Foram implementados os três fluxos de carga conforme relatados no segundo capítulo, os métodos BFS por soma de corrente, por soma de potência e o método Newton-Raphson. A tolerância utilizada para a convergência dos métodos BFS foi de 10^{-4} pu para as tensões das barras. Enquanto, a tolerância utilizada para a convergência do método NR foi de 10^2 W e var para as potências injetadas nas barras. Estes valores foram escolhidos em conformidade aos dados fornecidos pela (IEEE PES, 2004).

A segunda etapa consiste em estimar as perdas técnicas em cada trecho do sistema de distribuição. Pelos métodos BFS as perdas de potência ativa por trecho ($P_{perd_{km}}$) são calculadas por (4.1), onde P_{km} e P_{mk} são, respectivamente, as potências ativa injetada e entregue para um dado trecho entre as barras k e m .

$$P_{perd_{km}} = P_{km} + P_{mk} \quad (4.1)$$

No caso do método por Newton-Raphson as perdas de potência ativa (P_{perd}) e reativa (Q_{perd}) para cada fase são calculadas por (4.2) e (4.3). P_{i-km} e Q_{i-km} são, respectivamente, os fluxos de potência ativa e reativa da fase i , entre as barras k e m , dado por (4.4) e (4.5).

$$P_{perd_{km}} = \sum_{j \in \phi} P_{j-km} + P_{j-mk} \quad (4.2)$$

$$Q_{perd_{km}} = \sum_{j \in \phi} Q_{j-km} + Q_{j-mk} \quad (4.3)$$

$$P_{i-km} = V_{i-k} \sum_{j \in \phi} \left(-V_{j-k} \left(G_{ij-km} \cos \theta_{ij-kk} + B_{ij-km} \text{sen} \theta_{ij-kk} \right) + \right. \quad (4.4)$$

$$\left. + V_{j-m} \left(G_{ij-km} \cos \theta_{ij-km} + B_{ij-km} \text{sen} \theta_{ij-km} \right) \right)$$

$$Q_{i-km} = V_{i-k} \sum_{j \in \phi} \left(-V_{j-k} \left(G_{ij-km} \text{sen} \theta_{ij-kk} - B_{ij-km} \cos \theta_{ij-kk} \right) + \right. \quad (4.5)$$

$$\left. + V_{j-m} \left(G_{ij-km} \text{sen} \theta_{ij-km} - B_{ij-km} \cos \theta_{ij-km} \right) \right)$$

V_{i-k} representa a magnitude da tensão na fase i da barra k . θ_{ij-km} é a diferença angular entre o ângulo da tensão na fase i da barra k e o ângulo da tensão na fase j do barra m . ϕ representa o conjunto de fases existente no trecho entre as barras k e m .

Este trabalho também calculará a perdas técnicas diária de energia, em cada trecho da rede de distribuição. A perda diária de energia no trecho entre as barras k e m (EP_{km}) é calculada pela soma das perdas de potência ativa para cada hora do dia ($P_{d,perd_{km}}$), conforme equação (4.7).

$$EP_{km} = \sum_{d=1}^{24} P_{d,perd_{km}} \cdot 1h \quad (4.7)$$

4.2 ESTUDO DE CASO

A proposta deste trabalho é o de analisar numericamente os efeitos da troca dos modelos de carga no cálculo das perdas técnicas em sistema de distribuição, utilizando diferentes métodos de fluxo de carga, na solução do problema. Com este intuito, serão calculadas as perdas técnicas no sistema de distribuição, considerando diferentes modelagens para as cargas em diferentes metodologias de fluxo de carga.

4.2.1 Sistema Elétrico de Potência Simulado

Para analisar os efeitos dos modelos de carga no cálculo das perdas técnicas os casos foram aplicados no sistema teste da IEEE de 13 barras (KERSTING, 2001), como ilustrado na Figura 4.1. A ideia de utilizar este sistema consiste no fato de se ter acesso a todos os dados do sistema e, principalmente, ter informações sobre as modelagens das cargas. Outro ponto importante é que a (IEEE PES, 2004) fornece todas as informações importantes do sistema. Dentre estas informações estão às tensões nas barras; corrente e perdas de potência em cada trecho; potência injetada e perdas totais de potência no sistema. Estas informações, que servirão de base para o ajuste da simulação da rede, foram obtidas através do método de fluxo de carga BFS-SC.

A rede possui topologia radial, sendo alimentada por 4,16 kV, sendo constituída por linhas aéreas (linhas contínuas) e cabos (linhas tracejadas). A rede possui um regulador de tensão (RT), entre as barras 650 e 632; um transformador 4,16-0,48 kV entre as barras 633 e 634. Os dados referentes às características das linhas, do regulador de tensão e do transformador são fornecidos por (KERSTING, 2001). A IEEE também fornece estes dados através de arquivos em formato “xls” (IEEE PES, 2004).

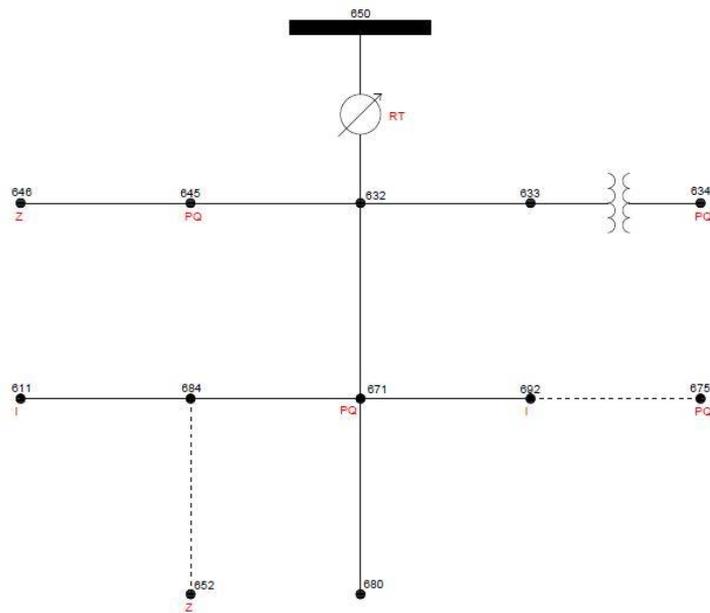


Figura 4.1 Sistema teste de 13 barras da IEEE.

O sistema é caracterizado pelo desequilíbrio devido aos alimentadores não transpostos e variações nas conexões das cargas monofásicas e das cargas trifásicas desequilibradas. As Tabelas 4.1 e 4.2 apresentam as cargas distribuídas e concentradas conectadas à rede. Nas tabelas, Y e Δ representam, respectivamente, os tipos de conexões estrela e triângulo. PQ, Z e I representam os modelos de carga: potência constante, impedância constante e corrente constante.

A Tabela 4.3 apresenta informações sobre os bancos de capacitores presentes na rede. Os bancos de capacitores possuem conexão estrela e, segundo (KERSTING, 2002), são modelados como impedância constante.

Tabela 4.1 Dado das cargas distribuídas.

Cargas Distribuídas								
Nó A	Nó B	Modelo	Fase-1		Fase-2		Fase-3	
			<i>kW</i>	<i>kvar</i>	<i>kW</i>	<i>kvar</i>	<i>kW</i>	<i>kvar</i>
632	671	Y-PQ	17	10	66	38	117	68

Fonte: (KERSTING, 2001).

Tabela 4.2 Dados das cargas concentradas.

Cargas Concentradas							
Nó	Modelo	Fase-1		Fase-2		Fase-3	
		<i>kW</i>	<i>kvar</i>	<i>kW</i>	<i>kvar</i>	<i>kW</i>	<i>kvar</i>
634	Y-PQ	160	110	120	90	120	90
645	Y-PQ	0	0	170	125	0	0
646	Δ -Z	0	0	230	132	0	0
652	Y-Z	128	86	0	0	0	0
671	Δ -PQ	385	220	385	220	385	220
675	Y-PQ	485	190	68	60	290	212
692	Δ -I	0	0	0	0	170	151
611	Y-I	0	0	0	0	170	80

Fonte: (KERSTING, 2001).

Tabela 4.3 Dados dos bancos de capacitores.

Banco de Capacitores			
Nó	Fase-1	Fase-2	Fase-3
	<i>kvar</i>	<i>kvar</i>	<i>kvar</i>
675	200	200	200
611			100

Fonte: (KERSTING, 2001).

Os algoritmos desenvolvidos para estimar os fluxos de carga leem os arquivos “xls” onde constam os dados referentes às características do sistema de distribuição. Estes dados servem para calcular impedância/admitância série e a admitância shunt dos elementos das linhas. Estes elementos podem ser a própria linha, um regulador de tensão ou um transformador. As linhas são modeladas a partir das equações modificadas de Carson e as matrizes de sequência de fase são obtidas através da técnica de redução de Kron. As impedâncias e admitâncias dos elementos das linhas são utilizadas para a construção das matrizes gerais, que conforme descrito no capítulo 2, são utilizadas nos cálculos dos fluxos de carga.

4.2.2 Casos Analisados

Primeiramente, foram utilizados os modelos de carga originais do sistema de 13 barras, conforme demonstrado na Figura 4.1. Com esta simulação, buscaram-se obter, para as três metodologias de fluxo de carga, as condições reais da rede que servirão de base para a realização da análise proposta. Em seguida, para as outras simulações do cálculo das perdas de potência, foram utilizados os modelos apresentados na tabela 4.4. Estes modelos de carga representam, de forma geral, os principais modelos de cargas conectadas em um sistema de distribuição.

Em cada simulação, as cargas foram inicialmente definidas como todas tendo a mesma modelagem. Para os bancos de capacitores foi mantido o modelo de impedância constante. Os valores definidos para os parâmetros dos modelos de carga dos consumidores residencial, comercial e industrial foram os valores mínimos demonstrados na Tabela 3.1. Esta escolha baseou-se em dados levantados em pesquisas bibliográficas apresentadas por (IEEE Task Force, 1995).

Tabela 4.4 Parâmetros dos modelos de carga analisados.

Modelo de Carga	Np	Nq
Potência Constante	0	0
Corrente Constante	1	1
Impedância Constante	2	2
Consumidor Residencial	0,9	2,4
Consumidor Comercial	0,5	2,4
Consumidor Industrial	0,1	0,6

Em um segundo momento foi estimado o total das perdas de energia do sistema de distribuição no período de 24h. Nesta estimação, foram utilizados os modelos de carga originais do sistema, que foram mantidas constantes ao longo do dia. As perdas de energia foram calculadas utilizando o carregamento das cargas, a partir das curvas de carga diária típica dos principais tipos de consumidores: residencial, comercial e industrial. As curvas de

carga típicas dos consumidores são usualmente obtidas através de campanhas de medições (PRODIST, 2013). Nessas campanhas, que são comuns em empresas de energia, são realizadas medições para o planejamento do sistema e pesquisa referente aos hábitos de consumo dos clientes.

Segundo dados fornecidos por (JARDINI, 1999), as Figuras 4.2, 4.3 e 4.4 demonstram, respectivamente, as curvas de carga diária dos tipos de consumidores residenciais, comerciais e industriais. O cálculo das perdas de energia horária do sistema de distribuição será efetuado utilizando o carregamento das cargas neste período, fornecido pela curva de carga associada a cada consumidor/carga conectado no sistema. O cálculo da perda total de energia do sistema será calculado, conforme dito anteriormente, pela equação (4.7).

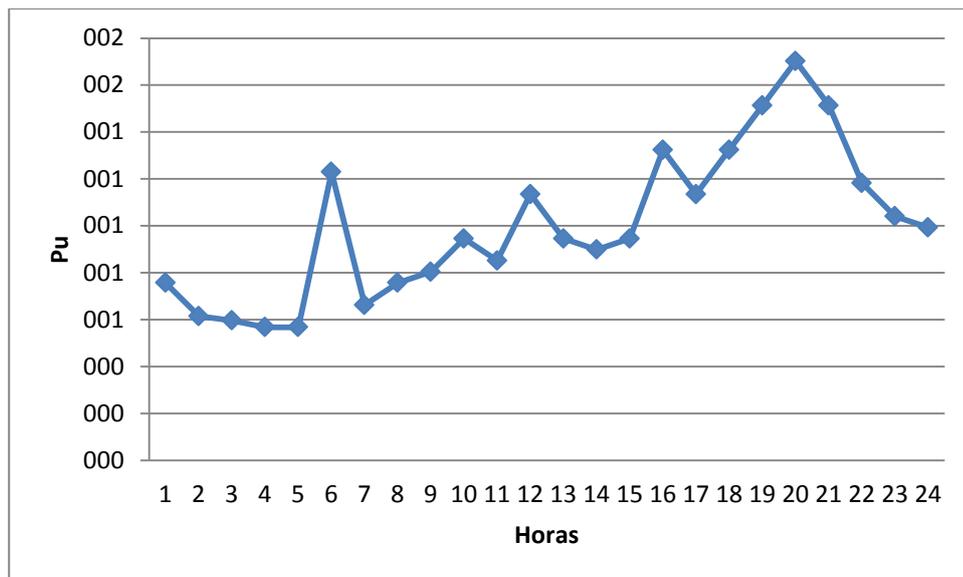


Figura 4.2 Curva de carga diária – Consumidor Residencial - 301-400 kWh/mês.

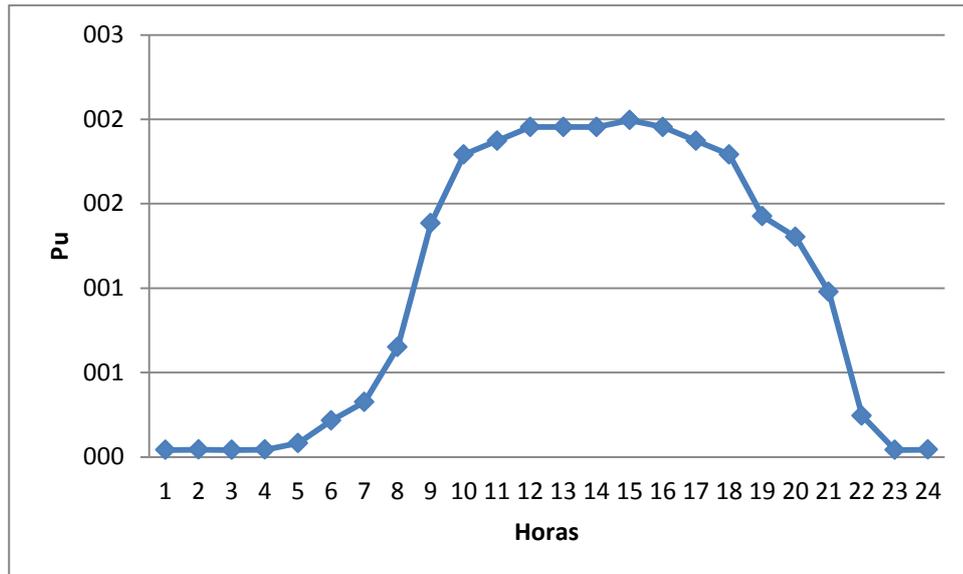


Figura 4.3 Curva de carga diária – Consumidor Comercial – Comércio Varejista.

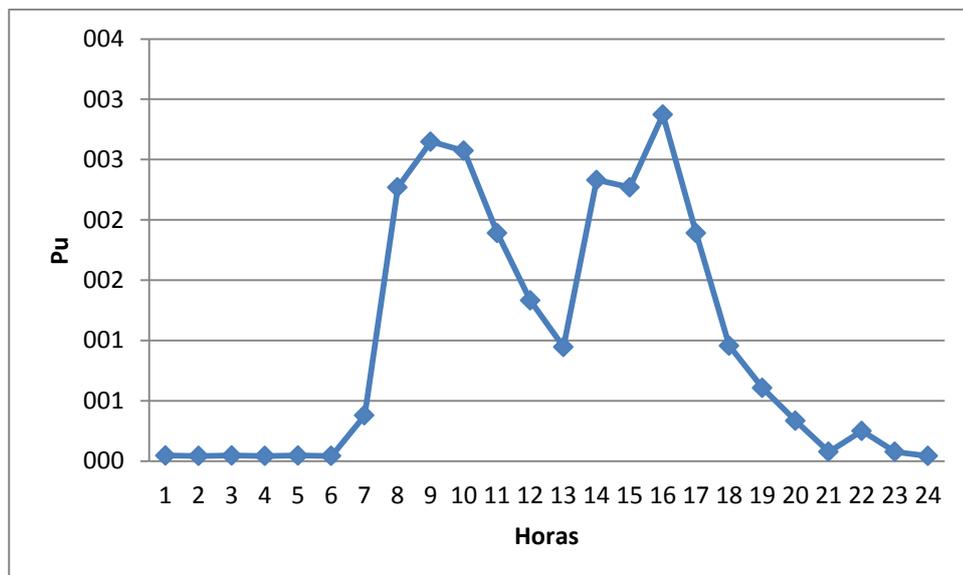


Figura 4.4 Curva de carga diária – Consumidor Industrial – Fabricação de Peças.

4.3 RESULTADOS

4.3.1 Validação dos Fluxos de Carga

Com o objetivo de validar os algoritmos desenvolvidos para os fluxos de carga, inicialmente foram utilizados os modelos originais das cargas do sistema de 13 barras, demonstrados nas Tabelas 4.1 e 4.2. As tensões das treze barras obtidas pelos métodos de fluxo de carga anteriormente apresentados foram comparadas com os fornecidos pela IEEE. A

Tabela 4.5 demonstra os valores da tensão da subestação fornecidos pela IEEE e os obtidos com os fluxos de carga.

Tabela 4.5 Valores obtidos para a tensão da barra da subestação.

Metodologia	Fase A		Fase B		Fase C	
	Magnitude (pu)	Ângulo (graus)	Magnitude (pu)	Ângulo (graus)	Magnitude (pu)	Ângulo (graus)
IEEE	1,0000	0,00	1,0000	-120,00	1,0000	120,00
BFS-SC	1,0001	0,00	1,0000	-120,00	1,0001	120,00
BFS-SP	1,0001	0,00	1,0000	-120,00	1,0001	120,00
NR	1,0000	0,00	1,0000	-120,00	1,0000	120,00

A Tabela 4.6 apresenta as diferenças mínimas, médias e máximas na estimação das magnitudes e dos ângulos das tensões das barras do sistema. As diferenças foram calculadas pelos valores apresentados pela IEEE menos os valores estimados pelos três fluxos de carga implementados.

Tabela 4.6 Diferença das tensões estimadas pelos fluxos de carga.

Método	Fase	Diferença Mag. (pu)			Diferença Ang. (graus)		
		Mínimo	Média	Máximo	Mínimo	Média	Máximo
BFS-SC	a	0,0001	0,0063	0,0071	0,00	0,04	0,06
	b	0,0000	0,0001	0,0002	0,00	0,01	0,02
	c	0,0001	0,0002	0,0003	0,00	0,01	0,02
BFS-SP	a	0,0001	0,0040	0,0063	0,00	0,03	0,08
	b	0,0000	0,0035	0,0064	0,00	0,06	0,13
	c	0,0001	0,0042	0,0123	0,00	0,18	0,32
NR	a	0,0000	0,0061	0,0069	0,00	0,04	0,06
	b	0,0000	0,0001	0,0002	0,00	0,01	0,02
	c	0,0000	0,0000	0,0001	0,00	0,01	0,02

Conforme demonstrado na Tabela 4.5, os fluxos de carga aplicados ao sistema teste da IEEE convergiram para o mesmo ponto, em relação à tensão da subestação. Em relação às tensões das outras barras do sistema, Tabela 4.6, verificaram-se em média diferenças de 0,0027 pu, considerando os três métodos. Sendo a maior diferença de 0,0123 pu, ocorrido no

método BFS-SP, sendo de 1,16% do valor apresentado pela IEEE. Em relação aos ângulos, considerando as três metodologias de fluxo de carga, a diferença média foi de 0,04 graus. A maior diferença foi de 0,32 graus, ocorrido no método BFS-SP, que representa em torno de 0,28% do valor apresentados pela IEEE.

No geral, as maiores diferenças ocorreram na estimação do sistema com o fluxo de carga por BFS-SP. Os resultados demonstram que os fluxos de carga desenvolvidos convergem para uma solução que atende as características do sistema e está alinhada aos dados fornecidos pela IEEE, utilizando o mesmo sistema.

4.3.2 Influência dos Modelos de Carga na Estimação das Perdas de Potência Ativa.

A análise principal deste estudo é quantificar a influência da alteração dos modelos das cargas conectadas ao sistema de distribuição, na estimação das perdas elétricas, utilizando diferentes metodologias de fluxo de carga. A Tabela 4.7 demonstra a diferença em módulo, entre as perdas de potência estimada para o sistema com as cargas modeladas de forma diferente das modelagens originais e as perdas de potência para o sistema com os modelos de carga originais. As perdas de potência foram estimadas para o sistema carregado com 100% do carregamento.

Considerando que as reais perdas totais de potência do sistema são aquelas estimadas para o sistema com os modelos de carga originais, os dados apresentados em porcentagem foram calculados com base nas reais perdas totais de potência do sistema. Em cada alteração foi utilizado o mesmo modelo para todas as cargas. Conforme a revisão bibliográfica os métodos de fluxo de carga utilizados foram BFS por soma de corrente, por soma de potência e o Newton-Raphson.

Tabela 4.7 Influência da alteração dos modelos de carga no cálculo das perdas.

FC	Modelos	Diferença - Perdas (kW)				Total (%)
		Fase A	Fase B	Fase C	Total	
BFS-SC	Potência Constante	0,043	0,267	0,598	0,289	0,261%
	Corrente Constante	1,149	0,791	2,515	0,574	0,520%
	Impedância Constante	2,268	2,006	5,276	1,002	0,907%
	Consumidor Residencial	0,837	2,170	3,488	0,481	0,436%
	Consumidor Comercial	0,383	2,038	2,855	0,433	0,392%
	Consumidor Industrial	0,048	0,333	0,321	0,060	0,054%
BFS-SP	Potência Constante	0,015	0,304	0,660	0,371	0,349%
	Corrente Constante	1,211	0,922	2,568	0,434	0,409%
	Impedância Constante	2,191	2,400	5,287	0,695	0,654%
	Consumidor Residencial	0,712	2,371	3,734	0,651	0,613%
	Consumidor Comercial	0,168	2,261	3,030	0,601	0,566%
	Consumidor Industrial	0,046	0,351	0,309	0,088	0,083%
NR	Potência Constante	0,068	0,251	0,473	0,153	0,139%
	Corrente Constante	1,132	0,834	2,435	0,469	0,424%
	Impedância Constante	2,025	1,926	4,768	0,818	0,739%
	Consumidor Residencial	0,831	2,083	3,574	0,659	0,596%
	Consumidor Comercial	0,347	2,050	2,958	0,561	0,508%
	Consumidor Industrial	0,015	0,349	0,436	0,073	0,066%

Pode-se observar na Tabela 4.7, que a maioria das diferenças na estimativa do total de perdas de potência na rede de distribuição, devido a troca dos modelos de carga, foram abaixo de 0,9% das perdas de potência, para as três metodologias de fluxo de carga.

Conforme definido anteriormente, a grande maioria das cargas originais possui modelagem com potência constante. Desta forma, dentre os modelos padrões, o que apresentou as menores diferenças foram as estimativas realizadas com as cargas modeladas como potência constante. Quando todas as cargas foram alteradas para os modelos de corrente constante e impedância constante, as diferenças na estimativa foram bem significativas.

Dentre os modelos de consumidores, as menores diferenças foram apresentadas pelos ensaios realizados com as cargas modeladas como consumidor industrial. Considerando as perdas totais de potência, este caso apresentou as menores diferenças, em relação a todos os ensaios realizados. Para as estimativas realizadas com as cargas modeladas como consumidores residenciais e comerciais, as diferenças foram significativas.

No geral, percebeu-se que as diferenças na estimação das perdas de potência, quando aplicadas alterações na modelagem das cargas, estão diretamente relacionadas à sensibilidade que cada modelo possui em relação à variação da tensão que é aplicada a carga. Desta forma, para o modelo de impedância constante, que a potência varia com o quadrado da variação da tensão, constatou-se as maiores diferenças.

Em relação às diferenças encontradas em cada fase, constatou-se que as maiores diferenças foram encontradas na fase C, que é a fase mais carregada e, no sistema original, possui as maiores perdas de potência. Analisando as fases A e B, constatou-se que ocorreram diferenças maiores na estimação das perdas na fase B do sistema, principalmente quando as cargas foram modeladas por tipo de consumidor.

Como complemento, a Tabela 4.8 demonstra as diferenças em módulo da estimação da potência real injetada no sistema, para cada caso, menos a potência real estimada para o sistema possuindo os modelos de carga originais. Os dados são apresentados em porcentagem da potência real injetada no sistema, estando às cargas com suas modelagens originais.

Nota-se que as diferenças no cálculo da potência real fornecida ao sistema, considerando o modelo de carga utilizado em cada caso, ocorreram de forma muito semelhante às diferenças na estimação das perdas de potência ativa. Destacando que as maiores diferenças foram encontradas para as cargas modeladas como impedância constante e as menores diferenças foram obtidas com as cargas modeladas como consumidor industrial.

Desta forma, observou-se que a alteração dos modelos de carga também acarretou diferença na estimação da potência real total injetada na rede de distribuição. Estas diferenças estão relacionadas à sensibilidade que cada modelo possui em relação à variação da tensão que é aplicada a carga.

Tabela 4.8 Influência da alteração dos modelos de carga na potência de entrada.

Modelos	Diferença - Entrada de Potência (kVA)		
	BFS-SC	BFS-SP	NR
Potência Constante	0,035%	0,001%	0,097%
Corrente Constante	0,121%	0,433%	0,211%
Impedância Constante	0,667%	0,959%	0,570%
Consumidor Residencial	0,587%	0,566%	0,286%
Consumidor Comercial	0,299%	0,402%	0,179%
Consumidor Industrial	0,032%	0,054%	0,048%

4.3.3 Influência dos Modelos de Carga nos Fluxos de Carga

Além de analisar a influência dos modelos de carga na estimação das perdas de potência, buscou-se avaliar o desempenho numérico dos métodos de fluxo de carga utilizados em relação à utilização dos modelos de carga. A Tabela 4.9 apresenta o número de iterações e a quantidade de vezes que os códigos do fluxo de carga foram executados até ocorrer à convergência, para cada simulação efetuada com os modelos de carga. O número de códigos executados foi utilizado como forma de obter o gasto computacional de cada simulação. Esta informação foi coletada a partir da ferramenta *profiler* do programa computacional *Matlab* (THE MATHWORKS, 2002).

Tabela 4.9 Influência da alteração dos modelos de carga nos fluxos de carga.

Modelo de Carga	BFS-SC		BFS-SP		NR	
	Iterações	Nº operações	Iterações	Nº operações	Iterações	Nº operações
Cargas Normais	4	5.947	4	5.080	6	205.818
Potência Constante	5	7.419	5	6.350	6	205.818
Corrente Constante	4	6.152	4	5.080	7	240.121
Impedância Constante	4	6.108	5	6.350	10	343.030
Consumidor Residencial	5	7.649	4	5.080	9	308.727
Consumidor Comercial	5	7.649	5	6.350	8	274.424
Consumidor Industrial	4	6.119	5	6.350	6	205.818

As convergências dos fluxos de carga, utilizando as metodologias BFS, foram pouco influenciadas pela alteração dos modelos de carga. As influências foram de no máximo de uma iteração a mais para convergirem. A explicação está no fato de essas metodologias utilizarem a tensão da barra de referência para obter a convergência.

Conforme demonstrado na Tabela 4.9, as simulações efetuadas com o método Newton-Raphson sofreram maior influência com a alteração dos modelos de carga. A modelagem de carga define a carga pela sensibilidade da potência ativa e reativa em relação à variação da tensão. Como foi descrito no capítulo 2, a análise da convergência na metodologia de fluxo de carga por Newton-Raphson ocorre em relação à diferença entre a potência injetada na barra e a carga conectada a barra. Desta forma, para o Newton-Raphson, o comportamento da potência da carga frente à variação da tensão interfere na convergência do fluxo de carga.

Como descrito no capítulo 3, às cargas são modeladas conforme a equação 3.1 e 3.2, só variando entre elas os seus coeficientes. Desta forma, para os métodos BFS-SP e NR, o gasto computacional das simulações variou de acordo com o número de iterações que ocorreram na execução do fluxo. Para o fluxo de carga por BFS-SC houve variações na

execução do código, para simulações com o mesmo número de iterações, devido à forma diferenciada com que se trabalhou o cálculo das correntes para os modelos de cargas.

4.3.4 Considerações Finais e Estimação do Total das Perdas de Energia.

Pelas análises apresentadas, constatou-se que em todos os casos a alteração dos modelos de carga apresentou diferenças na estimação das perdas. Considerando os valores das perdas totais de potência, as diferenças, na maioria dos casos avaliados, não passavam de 1%. Mas, considerando a perdas de potência ocorridas nas fases, esses valores tornavam-se significativos. Este efeito torna-se relevante à medida que se deseja estimar e combater as perdas técnicas e as perdas não técnicas nos ramos do sistema de distribuição. Estes efeitos dificultariam a análise das perdas e sua localização.

Constatou-se que o fluxo de carga BFS por soma de potência, implementado neste trabalho, praticamente não apresentou influência na sua convergência e no tempo de execução, devido à alteração dos modelos de carga. Para o fluxo de carga BFS por soma de corrente, as alterações dos modelos de carga apresentaram pequena influência sobre a convergência do fluxo de carga, e no tempo de execução. As variações encontradas no tempo de execução para simulações com mesmo número de iterações ocorreram devido à forma de cálculo das correntes das cargas.

No caso do fluxo de carga Newton-Raphson, implementado neste trabalho, os modelos de carga influenciaram significativamente a sua convergência e o tempo de execução. Este efeito pode ter ocorrido devido ao fato da metodologia do fluxo de carga utilizar a potência das cargas como parâmetro de convergência.

Como forma de mensurar as perdas elétricas, foi calculado o total das perdas de energia ocorridas no sistema de distribuição, em um período de 24 horas, conforme descrito na seção 4.2.2. Para isto, as curvas de carga diária dos consumidores foram associadas aos

modelos de carga originais do sistema de distribuição de 13 barras da IEEE. Considerando a gama de coeficientes que os tipos de consumidores podem assumir, apresentados na Tabela 4.4, a curva de carga diária dos consumidores residenciais foi relacionada às cargas modeladas como impedância constante, enquanto as curvas de carga diária dos consumidores comerciais e industriais foram relacionadas, respectivamente, as cargas modeladas como corrente constante e potência constante.

Com este cálculo, foi possível averiguar o total das perdas de energia elétrica do sistema, considerando os modelos de carga originais, e desta forma estimar os prejuízos com os erros na estimação das perdas técnicas. A Tabela 4.10 apresenta o total de perdas de energia do sistema para os três métodos de fluxo de carga.

Tabela 4.10 Soma total das perdas de energia do sistema.

FC	Perdas de Energia Total (MWh)/dia
BFS-SC	5,358
BFS-SP	5,304
NR	5,442

Analisando a Tabela 4.7, as piores diferenças no cálculo do total de perdas de potência ativa, considerando todos os casos, para os três métodos de fluxo de carga foram 0,907% para o BFS-SC, 0,654% para o BFS-SP e 0,739% para o Newton-Raphson. Considerando a Tabela 4.10, essas diferenças em relação ao total de energia perdida em um dia foram de 48,60 kWh para o BFS_SC, 34,69 kWh para o BFS-SP e 40,22 kWh para o NR.

5 CONCLUSÕES

A maioria dos estudos sobre as perdas em sistemas de distribuição não tem como foco a modelagem das cargas consumidoras. Geralmente o estudo da modelagem das cargas visa o planejamento e a operação dos sistemas de energia elétrica. Atualmente, para o cálculo das perdas de energia em sistemas de distribuição de energia elétrica, os grandes consumidores são modelados como potência constante, sendo a maioria dos demais consumidores modelados como corrente constante.

A partir deste panorama, este trabalho procurou desenvolver uma análise numérica referente aos efeitos que os modelos de carga trariam para a estimação das perdas elétricas nos sistemas de distribuição. Com este objetivo, foram implementados algoritmos de cálculo das perdas de potência considerando três diferentes metodologias de fluxo de carga: BFS por soma de corrente, soma de potência e Newton-Raphson.

A metodologia de estimação das perdas elétricas nas linhas do sistema de distribuição utilizado neste trabalho foi a potência injetada na linha menos a potência entregue pela linha. Esta metodologia é considerada eficaz tanto para sistemas equilibrados, como para sistemas desequilibrados.

Com os algoritmos implementados, buscou-se revisar a modelagem das cargas consumidoras em sistemas de distribuição e analisar sua influência na estimação das perdas. Cada modelo de carga possui certa sensibilidade da potência ativa e reativa frente à variação da magnitude da tensão. Este efeito pode causar alteração na estimação dos fluxos de carga, que por consequência interfere nos estados e na estimação das perdas do sistema. Com estas informações, agregou-se aos algoritmos de fluxos de carga a modelagem das cargas.

Para analisar os efeitos dos modelos de carga no cálculo das perdas elétricas, realizaram-se várias simulações do cálculo das perdas de potência para um sistema de distribuição teste, considerando as cargas com diferentes modelagens. Os algoritmos de

cálculo das perdas construídos nesta dissertação foram aplicados no programa computacional *Matlab* (THE MATHWORKS, 2002).

O foco das análises realizadas nesse trabalho foram as diferenças geradas no cálculo das perdas de potência do sistema, considerando as cargas com diferentes modelos, em relação aos valores obtidos quando foram consideradas as cargas originais do sistema de distribuição teste. Os resultados encontrados a partir das simulações foram apresentados no capítulo 4.

Constatou-se que as alterações nos modelos de carga causaram diferenças na estimativa das perdas de potência. Estas diferenças foram menos que 1%, quando foram considerados os totais das perdas de potência no sistema. Quando foram analisadas as perdas de potência em cada uma das fases, nota-se que a diferença causada pela mudança dos modelos de carga foi significativa. Este efeito torna-se preocupantes a medida que se deseja localizar a ocorrência das perdas e mitiga-las.

Outro tipo de análise realizada foram os efeitos que os modelos de carga trouxeram ao desempenho dos fluxos de carga implementados. Neste requisito foram analisados o número de iterações e o número de códigos executados. No geral, foi constatado que a convergência e o tempo de execução da metodologia Newton-Raphson foi influenciada pela alteração dos modelos de carga. Entre os fluxos de carga por BFS, no BFS por soma de corrente o tempo de execução sofreu significativa influência devido a alteração dos modelos das cargas. Mas, para as duas metodologias BFS a convergência foi levemente influenciada pela aplicação dos modelos de carga.

No geral, este trabalho constatou que os modelos de carga causaram influência sobre a estimativa das perdas elétricas. Esses efeitos foram significativos na estimativa das perdas de potência nas fases, que possivelmente, trarão diferenças na estimativa das perdas técnicas e trarão erros na localização das perdas comerciais.

Em relação à comparação entre as metodologias de fluxo de carga, as influências encontradas, com a alteração dos modelos das cargas, podem ser atenuadas com melhorias nas implementações dos algoritmos de fluxo de carga.

5.1 TRABALHOS FUTUROS

O assunto desenvolvido ao longo deste trabalho possui inúmeras possibilidades de desenvolvimento. Neste aspecto, os efeitos da modelagem de carga na estimação das perdas elétricas possuiriam os seguintes campos de desenvolvimento:

- melhorias na implementação dos fluxos de carga, considerando os diferentes modelos das cargas;
- expansão das análises realizadas para outros tipos de sistemas de distribuição, que sejam maiores e mais complexos. Tornando o estudo mais abrangente;
- em uma etapa de validação e consolidação, aplicação deste estudo em sistemas de distribuição reais. Onde fosse possível simular o sistema o mais real possível e assim comparar as perdas estimadas com as perdas obtidas pelas concessionárias;
- desenvolver as metodologias de cálculo das perdas elétricas, utilizadas pelas concessionárias, para que considerem os modelos de carga dos consumidores.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **ANEEL Anuncia Redução das Tarifas de Energia Elétrica**. Brasília, 2013a. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=6426&id_area=90>. Acesso em: 31 mar. 2014.
- AGÊNCIA NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **PRODIST- Módulo 7: Cálculo de Perdas na Distribuição**. Brasília, 2013b. 22 p.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. **Furto de Fraude de Energia**. Brasília, 2012. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/perdas/furto-e-fraude-de-energia>>. Acesso em: 31 mar. 2014.
- BALDWIN, T. L.; LEWIS, S. A. Distribution Load Flow Methods for Shipboard Power Systems. **IEEE Transactions on Industry Applications**, [S.l.], v. 40, n. 5, p. 1183–1190, Sept./Oct. 2004.
- BARAN, M. E.; WU, F. F. Optimal Sizing of Capacitors Placed on a Radial Distribution System. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S.l.], v. 4, n. 1, p. 735–743, Jan. 1989.
- BARBOSA, A. S. **Fluxo de Potência em Sistemas de Distribuição: Aplicações Práticas**. 2005. 124 p. Dissertação (Mestrado em engenharia) – Universidade Federal da Paraíba, Campina Grande, 2005.
- BERG, R.; HAWKINS, E. S.; PLEINES, W. W. Mechanized Calculation of Unbalanced Load Flow on Radial Distribution Circuits. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, [S.l.], v. 86, n. 4, p.415–421, Apr. 1967.
- BROADWATER, R. P. et al. Power Flow Analysis of Unbalanced Multiphase Radial Distribution Systems. **Electric Power Systems Research**, [S.l.], v. 14, n. 1, p. 23–33, Feb. 1988.
- CESPEDES, R. G. New Method for the Analysis of Distribution Networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S.l.], v. 5, n. 1, p. 391–396, Jan. 1990.
- CRUZ, R. V.; QUINTERO, C. V.; PÉREZ F. Detecting Non-Technical Losses in Radial Distribution System Transformation Point through the Real Time State Estimation Method. In: TRANSMISSION DISTRIBUTION CONFERENCE EXPOSITION: LATIN AMERICA, 2006, Caracas. **Proceedings . . .** [S.l.]: IEEE\PES, 2006. p. 18–21.
- DECKMANN, S.; PIZZOLANTE, A. Numerical Testing of Power System Load Flow Equivalents. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, [S.l.], v. PAS 99, n. 6, p. 2292–2300, Nov./Dec. 1980.

EXPÓSITO, A. G.; RAMOS, E. R. Reliable Load Flow Technique for Radial Distribution Networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l.], v. 14, n. 3, p. 1063–1069, Aug. 1999.

IEEE TASK FORCE ON LOAD REPRESENTATION FOR DYNAMICS PERFORMANCE. Load Representation for Dynamics Analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l.], v. 8, n. 2, p. 472–482, May 1993.

IEEE TASK FORCE ON LOAD REPRESENTATION FOR DYNAMICS PERFORMANCE. Bibliography on Load models for Power Flow and Dynamic Performance Simulation. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l.], v. 10, n. 1, p. 523–538, Feb. 1995.

IEEE POWER & ENERGY SOCIETY. IEEE 13 Node Test Feeder. **Distribution System Analysis Subcommittee**. 2004. 11 p. Disponível em: <<http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>>. Acesso em: 20 set. 2013.

ISSICABA, D. **Método de Varredura para Redes Primárias de Distribuição Radiais e Fracamente Malhadas: Uma nova abordagem e análises de convergência**. 2008. 136 p. Dissertação (Mestrado em engenharia) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2008.

JARDINI, J. A.; CASOLARI, R. P. **Curvas de Carga de Consumidores e Aplicações na Engenharia da Distribuição**. São Paulo: CED/CPFL/CESP/ELETRIPAULO/IEE/EPUSP, 1999.

KERSTING, W. H. Radial Distribution Test Feeders. **Distribution System Analysis Subcommittee Report**. 2001. 5 p. Disponível em: <<http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>>. Acesso em: 20 set. 2013.

KERSTING, W. H. **Distribution System Modeling and Analysis**. 1st.ed. New York: CRC, 2002.

MACHOWSKI, J.; BIALEK, J. W.; BUMBY, J. R. **Power System Dynamics: Stability and Control**. 2nd. ed. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2008.

MÉFFE, A. **Metodologia para cálculo de perdas técnicas por segmento do sistema de distribuição**. 2001. 152 p. Dissertação (Mestrado em engenharia) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2001.

MÉFFE, A. **Cálculo de Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição – Modelos Adequáveis às Características do Sistema e à Disponibilidade de Informações**. 2007. 171 p. Tese (Doutorado em engenharia) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

NEVES, M. S. O. **Modelagem de Carga em Sistemas de Engenharia Elétrica: Modelo Matemático e Sua Validação com Testes de Campo**. 2008. 72 p. Dissertação (Mestrado em engenharia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2008.

OLIVEIRA C.; KAGAN, N.; MÉFFE A. A New Method for The Computation of Technical Losses in Electrical Power Distribution Systems. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION, 16, 2001, Amsterdã. **Proceedings . . .** [S.l.]: IEE, 2001. n. 482, p. 18–21.

QUEIROZ, L. M. O. **Estimação e Análise das Perdas Técnicas na Distribuição de Energia Elétrica**. 2010. 155 p. Tese (Doutorado em engenharia) – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2010.

SHIRMOHARMMADI, D. et al. A Compensation-Based Power Flow Method for Weakly Meshed Distribution and Transmission Networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l.], v. 3, n. 2, p. 753–762, May 1988.

TENG, J.; CHANG, C. A Novel and Fast Three-Phase Load Flow for Unbalanced Radial Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l.], v. 17, n. 4, p. 1238–1244, Nov. 2002.

THE MATHWORKS. **Matlab**. 2002. Programa de computado.

TRIPATHY, S. C. et al. Load-Flow Solutions for Ill-Conditioned Power Systems by a Newton-Like Method. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, [S.l.], v. PAS 101, n. 10, p. 3648–3657, Oct. 1982.

VINNAL, T.; JANSON, K.; KALDA, H. Analysis of Power Consumption and Losses in Relation to Supply Voltage Quality. In: POWER ELECTRONICS AND APPLICATIONS. EUROPEAN CONFERENCE, 13, 2009, Barcelona. **Proceedings . . .** [S.l.]: EPE, 2009. p.1-9.

ZIMMERMAN, R. D. **Comprehensive Distribution Power Flow: Modeling, Formulation, Solution Algorithms and Analysis**. 1995. 197 p. Tese (Doutorado em Engenharia) – Faculty of Graduate School of Cornell, New York, 1995.