

WEYBER LUCENA SANTANA

**Método de Newton Aplicado no Ajuste de Demanda Considerando
Múltiplas Medições em Redes de Distribuição**

**João Pessoa - Paraíba
Novembro - 2016**

WEYBER LUCENA SANTANA

**Método de Newton Aplicado no Ajuste de Demanda Considerando
Múltiplas Medições em Redes de Distribuição**

**Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Universidade Federal da
Paraíba como parte dos requisitos
necessários para a obtenção do título de
Engenheiro Eletricista.**

**João Pessoa - Paraíba
Novembro - 2016**

_____ Santana, Weyber Lucena.

Método de Newton Aplicado no Ajuste de Demanda Considerando Múltiplas Medições em Redes de Distribuição / Weyber Lucena Santana – João Pessoa, 2016.

70f. : il.

Orientador: Helon David de Macêdo Braz

Trabalho de Conclusão de Curso – TCC (Graduação) – UFPB/CEAR

1. Estimação de Estado. 2. Rede de Distribuição Primária. 3. Método de Newton.

UFPB/BC

CDU: _____

WEYBER LUCENA SANTANA

**Método de Newton Aplicado no Ajuste de Demanda Considerando
Múltiplas Medições em Redes de Distribuição**

**Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Universidade Federal da
Paraíba como parte dos requisitos
necessários para a obtenção do título de
Engenheiro Eletricista.**

Aprovado por:

**Prof. Dr. Helon David de Macêdo Braz (Orientador)
Universidade Federal da Paraíba**

**Prof. Dr. Nady Rocha (Avaliador)
Universidade Federal da Paraíba**

**Prof. Dr. Yuri Percy Molina Rodriguez (Avaliador)
Universidade Federal da Paraíba**

**João Pessoa - Paraíba
Novembro - 2016**

RESUMO

Este relatório descreve o Trabalho de Conclusão de Curso realizado pelo autor desta obra. Consiste no estudo e desenvolvimento de um método capaz de realizar o ajuste de carga de redes elétricas do Sistema Elétrico de Potência, mais especificamente, redes elétricas do sistema de distribuição primária com arranjo radial. Redes com configuração radial são predominantemente encontradas em sistemas primários de distribuição de energia elétrica, sendo caracterizado por apresentar apenas um único caminho energizado entre uma determinada carga e a subestação que a alimenta. Em rede elétricas do sistema de transmissão é comum o uso de medidores conectados as barras para medir o fluxo de potência fluindo pelo sistema, o que faz ter uma concepção mais exata das condições de operação da rede. Já em redes do sistema de distribuição primária o uso de medidores é escasso, dificultando a determinação mais precisa possível do estado de tais redes. O método proposto é baseado na formulação do método de Newton, usado para resoluções de equações, e tem o intuito de determinar os fatores de correção de carga, denominados Kp e Kq , que ao serem multiplicados pelas cargas nominais, proporciona uma configuração de carregamento do alimentador da rede muito próxima da real situação em que a rede se encontra. Ter o conhecimento do estado da rede proporciona um série de vantagens no que diz respeito ao planejamento e operação da mesma, tendo a noção sobre as condições operativas de cada elemento que constitui a rede.

Palavras-Chaves: Estimção de Estado, Rede de Distribuição Primária, Método de Newton.

ABSTRACT

This report describes the Course Completion Work carried out by the author of this work. It consists of the study and development of a method capable of performing the adjustment of load of electrical networks of the Electric Power System, more specifically, electrical networks of the primary distribution system with radial arrangement. Networks with radial configuration are predominantly found in primary systems of electric power distribution, being characterized by only having a single energized path between a given load and the substation that feeds it. In electrical networks of the transmission system it is common to use meters connected to the bars to measure the flow of power flowing through the system, which gives a more accurate conception of the operating conditions of the network. In networks of the primary distribution system, the use of meters is scarce, making it difficult to determine the state of such networks as precisely as possible. The proposed method is based on the formulation of the Newton method, used for equation resolutions, and is designed to determine the load correction factors, called Kp and Kq , which, when multiplied by the nominal loads, provide a load loading configuration. Network feeder very close to the actual situation in which the network is located. Having the knowledge of the state of the network provides a series of advantages with respect to the planning and operation of the network, having the notion about the operating conditions of each element that constitutes the network.

Keywords: Electrical State Estimation, Primary Distribution Network, Newton Method.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1-1 - Estrutura do Sistema Elétrico de Potência.	13
Figura 1-2 - Modelo da rede elétrica primária estudada	16
Figura 2-1 - Modelo de rede com analogia ao formato de uma árvore.....	22
Figura 2-2 - Modelo de um trecho qualquer da rede	23
Figura 2-3 - Forma gráfica de uma função $f(x)$	26
Figura 2-4 - Modelo de entrada de dados.....	29
Figura 2-5 - Fluxograma do algoritmo de Busca em Largura	31
Figura 3-1 - Fluxograma do ajuste de carga de uma rede com um medidor	38
Figura 3-2 - Rede exemplo com 5 barras, uma SE e um medidor.....	38
Figura 3-3 - Rede exemplo com 10 barras, uma SE e dois medidores	47
Figura 3-4 - Fluxograma do algoritmo para montar subredes.....	48
Figura 3-5 - 1º zona de influência da rede da Figura 3.3	49
Figura 3-6 - 2º zona de influência da rede da Figura 3.3	50
Figura 3-7 - Fluxograma do ajuste de demanda de uma rede com n medidores	52
Figura 4-1 - Rede elétrica com um medidor, uma SE e seis barras	53
Figura 4-2 - Rede elétrica com dois medidores, uma SE e doze barras.....	56
Figura 4-2 - Perfil das tensões nas barras para a rede com 63 barras	61
Figura A-1 - Arranjo da Rede com 63 barras	67

LISTA DE TABELAS

Tabela 1-1 - Níveis de tensão do Sistema Elétrico de Potência	14
Tabela 2-1 - Modelo de lista com todos os trechos de uma rede.....	32
Tabela 3-1 - Maneira de estimar as potências nominais das cargas	40
Tabela 3-2 - Potências nominais das cargas submetidas aos fatores de correção	40
Tabela 4-1 - Resultado do ajuste de carga da rede exemplo da Figura 4.1	54
Tabela 4-2 - Resultado do ajuste de carga da rede exemplo da Figura 4.2.....	57
Tabela 4-3 - Resultado do ajuste de carga da rede com 63 barras e um medidor	58
Tabela 4-4 - Resultado do ajuste de carga da rede com 63 barras e dois medidores.....	60
Tabela 4-5 - Resultado da magnitude das tensões para o cenário de um e dois medidores.....	61
Tabela A-1 - Dados de entrada referentes a rede exemplo da Figura 4.1	65
Tabela A-2 - Dados de entrada referentes a rede exemplo da Figura 4.2	66
Tabela A-3 - Dados de entrada referentes a rede com 63 barras.....	68

LISTA DE SIGLAS

- M: Medidor
- SEP: Sistema Elétrico de Potência
- SE: Subestação
- MSP: Método da Soma de Potências
- MSC: Método da Soma de Correntes
- M1: Medidor 1
- M2: Medidor 2

LISTA DE SÍMBOLOS

Z = Impedância do ramo.

R = Resistência do ramo.

X = Reatância do ramo.

ZIP = Modelo estático polinomial.

Kp = Fator de correção da potência ativa.

Kq = Fator de correção da potência reativa.

\hat{S}_m = Fluxo de potência complexa que chega na barra de destino m de um trecho i .

P_m = Potência ativa que chega na barra de destino m de um trecho i .

Q_m = Potência reativa que chega na barra de destino m de um trecho i .

$V_k \angle \delta_k$ = Tensão complexa na barra de origem de um trecho i .

$V_m \angle \delta_m$ = Tensão complexa na barra de destino de um trecho i .

\hat{I}_i = Corrente elétrica complexa que circula por um trecho i .

R_i = Resistência de um ramo i .

X_i = Reatância de um ramo i .

A = Variável auxiliar no cálculo do fluxo de carga pelo MSP.

C = Variável auxiliar no cálculo do fluxo de carga pelo MSP.

$f(x)$ = Função de uma variável x .

$f'(x_0)$ = Derivada de uma função $f(x)$ no ponto x_0 .

V_{pu} = Tensão em pu.

P_n = Potência ativa nominal.

Q_n = Potência reativa nominal

P_{SE} = Potência ativa calculada pelo fluxo de carga na saída da subestação

Q_{SE} = Potência reativa calculada pelo fluxo de carga na saída da subestação

P_M = Potência ativa medido pelo medidor

Q_M = Potência reativa medido pelo medidor

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	12
1.1	Sistema Elétrico de Potências	12
1.2	Modelo da Rede Elétrica.....	15
1.3	Motivação	16
1.4	Objetivos	17
1.5	Organização do Trabalho.....	17
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	19
2.1	Revisão Bibliográfica	19
2.2	Método da Soma de Potências	21
2.3	Método de Newton	26
2.4	Algoritmo de Busca em Largura	29
2.5	Modelos de Cargas	33
2.6	Ajuste de Demanda pelo Método Empírico	35
3	METODOLOGIA	36
3.1	Descrição do Método.....	36
3.1.1	Rede Elétrica com um Medidor	37
3.1.2	Atualização pelo Método de Newton	41
3.1.2.1	Cálculo dos Elementos da Jacobiana:Estratégia 1	42
3.1.2.2	Cálculo dos Elementos da Jacobiana:Estratégia 2	45
3.1.3	Rede Elétrica com Dois Medidores	47
3.1.4	Rede Elétrica com Vários Medidores.....	50
4	RESULTADOS E ANÁLISES.....	53
4.1	Validação do Método para Rede com um Medidor.....	53
4.2	Validação do Método para Rede com Dois Medidores.....	56
4.3	Análise da Rede Real de 63 Barras	58
5	CONCLUSÃO.....	63

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	64
ANEXO A - DADOS DE ENTRADA DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO.....	65
A.1 Rede Exemplo com 6 barras, uma Subestação e um Medidor.....	65
A.2 Rede Exemplo com 12 barras, uma Subestação e Dois Medidores	66
A.3 Rede Real com 63 barras	67

1 Introdução

O presente capítulo é composto por cinco seções e aborda, de modo geral, o Sistema Elétrico de Potência (SEP); as características do trabalho, o tipo de rede considerada no estudo e a modelagem da carga; as motivações que deram impulso para o desenvolvimento desta pesquisa; os objetivos gerais e específicos a serem atingidos; e como o trabalho foi organizado de modo a proporcionar o melhor entendimento do assunto.

1.1 Sistema Elétrico de Potência

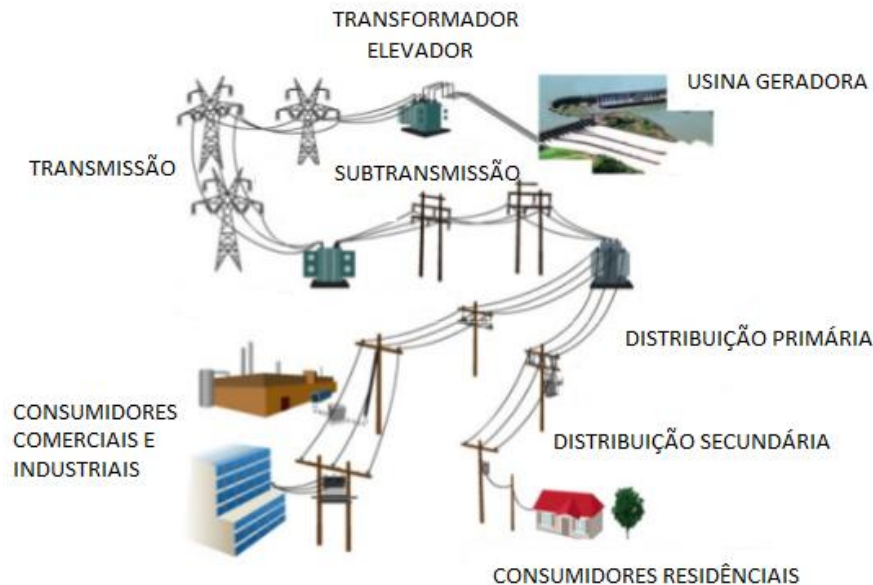
Um Sistema Elétrico de Potência (SEP) pode ser definido como um conjunto de instalações e equipamentos elétricos inter-relacionados cujo o objetivo é transferir toda a energia elétrica convertida pela transformação de qualquer fonte de energia primária aos consumidores com qualidade adequada e no instante que for solicitada (COTRIM, 2013).

O SEP está estruturado em quatro etapas: geração, transmissão, distribuição e consumo da energia elétrica, como pode ser visto na Figura 1.1. A energia elétrica surge nas chamadas usinas geradoras de energia elétrica pela conversão de alguma forma de energia primária. A partir daí que se inicia a primeira etapa do SEP, a geração. A energia primária, energia na forma de recursos naturais como madeira, carvão, petróleo, recursos hídricos, é utilizada para acionar um sistema de geração constituído por um conjunto de unidades geradoras e equipamentos relacionados. Basicamente uma unidade geradora é composta pela turbina e pelo gerador. A partir do movimento da turbina, que tem seu eixo acoplado ao rotor do gerador, tem-se a conversão da energia primária em eletricidade. Existem várias fontes de energia primária disponíveis, porém a que proporciona uma geração de grandes quantidades de energia elétrica de forma econômica, renovável e que acarreta baixo impacto ambiental é a proveniente de recursos hídricos que utiliza a energia potencial da água represada em grandes reservatórios para movimentar as turbinas (GEBRAN, 2014; PINTO, 2014).

No Brasil mais da metade da energia gerada vem de usinas hidrelétricas. Os geradores são constituídos por um conjunto de três enrolamentos, fisicamente espaçadas 120° entre si. Com o movimento do rotor, a partir de um fenômeno eletromagnético é induzida uma tensão sob os terminais de cada enrolamento gerando assim três tensões senoidais de mesma

amplitude, mesma frequência, porém defasadas de 120° uma das outras. Devido a aspectos construtivos e limitações físicas como o limite de aquecimento da armadura e do enrolamento de campo, velocidade da turbina, limite de estabilidade, entre outros, há uma restrição na amplitude da tensão trifásica gerada que fica em torno de 6,9 kV - 25 kV. Esse nível de tensão encontrada na saída do gerador em um usina é conhecida como tensão de geração.

Figura 1.1 - Estrutura do Sistema Elétrico de Potência



Fonte: Adaptado de <http://pt.slideshare.net/Ixipto/aula-1-gestao-de-energia-e-operacao-de-sistemas-eletoenergeticos>

A energia elétrica é gerada com a intenção de ser levada até aos consumidores. Na maioria das vezes a usina geradora de energia elétrica se localiza a uma distância muito longa dos grandes centros de carga, devido a diversas razões como a escolha da localidade onde se encontram os recursos naturais energéticos, indicadores de segurança, entre outros fatores. Dessa forma, teve de ser criada uma solução para que toda a energia gerada pudesse ser levada aos consumidores. Essa solução veio com a utilização de linhas aéreas de transmissão compostas por condutores suspensos por grandes estruturas metálicas, compondo assim a segunda etapa do SEP - a transmissão (GEBRAN, 2014; KAGAN, 2010).

A tensão na saída dos geradores de uma usina é da ordem de uma ou duas dezenas de quilovolts, sendo que para fazer o transporte da energia nesse nível de tensão a longas distâncias implicaria em um sistema economicamente inviável, com condutores, perdas elétricas e quedas de tensão enormes. Na realidade, a etapa de transmissão já começa na

própria usina geradora com a transformação da tensão no nível de geração para a tensão no nível de transmissão. O equipamento responsável pela mudança no nível de tensão é chamado de transformador e tem seu funcionamento baseado no princípio da indução eletromagnética, elevando a tensão gerada, por exemplo para 345 kV, 500 kV ou 750 kV, possibilitando assim a transmissão de grandes pacotes de energia através de condutores finos e leves, devido a redução na corrente. O nível de tensão que é elevada para o transporte depende do montante de energia a ser transportado e da distância a ser percorrida. Conseqüentemente, quanto maior a distância entre a geração e o consumo, maior será a tensão para transmissão. Em resumo, o sistema de transmissão é o elemento de interligação entre os centros de produção e os centros de carga, sendo capaz de fazer o transporte da energia tanto em corrente alternada como em contínua.

Por outro lado, quando as linhas de transmissão vão chegando aos centros de consumo, a tensão vai sendo reduzida pelo fato das linhas já percorrerem regiões densamente habitadas, com circulação permanente de pessoas, exigindo um grau de segurança maior obtida pela diminuição do nível de tensão. A redução da tensão ocorre em subestações, originando a terceira etapa do SEP: a distribuição. Na prática, a distribuição é dividida em três setores: a subtransmissão, a distribuição primária e a distribuição secundária. Cada subdivisão da distribuição é diferenciada pelo nível de tensão, conforme mostrado na Tabela 1.1, e dependendo da demanda, já há usuários sendo alimentados por esses sistemas.

Tabela 1.1 - Níveis de tensão do Sistema Elétrico de Potência

Tensão (kV)		Campo de aplicação	Área do sistema de potência
Padronizada	Existente		
0,220/0,127	0,110	Distribuição secundária (BT)	Distribuição
0,380/0,220	0,230/0,115		
13,8	11,9	Distribuição primária (MT)	
34,5	22,5		
34,5	88,0	Subtransmissão (AT)	
69,0			
138,0			
138,0	440,0 750,0	Transmissão	Transmissão
230,0			
345,0			
500,0			

Fonte: KAGAN, OLIVEIRA, ROBA. Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. 2º ed. Edgard Blucher Ltda, 2010. Citado na página 4.

A subtransmissão origina-se nas subestações (SEs) de subtransmissão, que são supridas pelas linhas de transmissão. As linhas de subtransmissão, por sua vez, alimentam as SEs de distribuição, e fornecem energia aos grandes consumidores em tensão de

subtransmissão. A distribuição primária é constituída pelas SEs de distribuição, geralmente localizadas bem próximos, ou às vezes, dentro das cidades. Dela partem os alimentadores que irão adentrar os bairros, suprindo os transformadores de distribuição, aqueles situados em cima dos postes, e os consumidores em tensão de distribuição primária. A distribuição secundária tem origem no secundário dos transformadores de distribuição e tem a responsabilidade de atender a maior parte dos usuários de energia elétrica, incluindo as residenciais e os pequenos comércios (SOUZA, 1997; KAGAN, 2010).

1.2 Modelo da Rede Elétrica

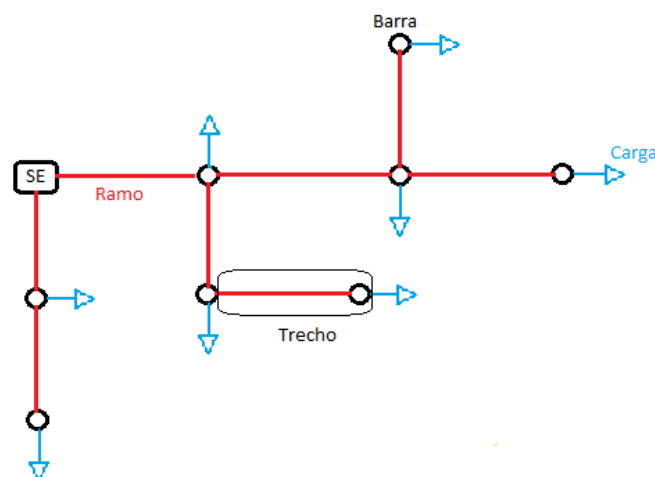
Este trabalho tem o foco voltado ao estudo e análise do comportamento de redes de distribuição primárias em regime permanente. O Sistema de Distribuição Primária tem sua origem nas SEs de distribuição com o abaixamento do nível de tensão de subtransmissão para o nível de distribuição primária por meio de transformadores de potência. Na Paraíba, local onde o trabalho foi realizado, a tensão em nível de subtransmissão é de 69 kV, enquanto a distribuição primária opera com tensão nominal de 13,8 kV. Em geral, a tensão nas barras da transmissão e subtransmissão varia numa faixa estreita ao longo dos dias. Tais redes possuem equipamentos dedicados a esse controle, de modo que optou-se por modelar as barras das SEs de distribuição nesse trabalho como fontes ideais.

A partir do barramento de média tensão (13,8 kV), saem os alimentadores que percorrem as ruas das cidades formando um arranjo aéreo. Vale salientar que a configuração que predomina para redes primárias é a radial devido ao seu baixo custo, comparada com outras configurações, praticidade e facilidade na parametrização da proteção da rede. Uma rede radial é aquela que apresenta um único caminho energizado entre qualquer carga e a subestação que a supri.

Os alimentadores de distribuição primária suprem os transformadores de distribuição, através do qual é feito o abaixamento da tensão para um nível de atendimento de consumidores de baixa tensão. Esses transformadores ficam apoiados na parte superior dos postes e para o modelo da rede são representados por barras. Aqueles postes que não possuem transformadores instalados - servindo apenas como estrutura auxiliar para passagem dos condutores do alimentador - não são representados como uma barra. Ligando uma barra a outra existem condutores elétricos formando um ramo com impedância $Z = R + jX$. O Sistema

de Distribuição Secundária, originado a partir do secundário de cada transformador de distribuição, é modelado por uma carga ligada na sua respectiva barra e representada através do modelo estático polinomial (ZIP). A partir das simplificações descritas, o modelo da rede de distribuição primária assume a forma ilustrada na Figura 1.2. A rede mostrada é radial, tem uma única subestação, 8 barras e 8 ramos energizados. Uma característica que pode ser observada em redes radiais é que a mesma é formada a partir de barras energizadas, isto é, tem sua extensão feita pela ligação dos transformadores de distribuição desenergizados com aqueles energizados. Com isso, cria-se um novo conceito chamado de trecho cuja definição é: um trecho é a junção de um ramo com uma barra desenergizada. Quando um trecho é definido, está sendo determinado efetivamente a origem e o destino elétrico do fluxo de potência entre as barras.

Figura 1.2 - Modelo da rede elétrica primária estudada



Fonte: Elaborado pelo autor

1.3 Motivação

O interesse de estudar uma rede elétrica é de conhecer como a mesma irá se comportar em um determinado instante sob certas condições de carregamento afim de avaliar seu desempenho e determinar alternativas de operação e expansão adequadas. Para isso, é feito um cálculo chamado fluxo de carga, cujo propósito é calcular as tensões em cada barra, as correntes nos ramos e o sentido dos fluxos de potência que trafegam pela rede.

Há vários métodos capazes de implementar o fluxo de carga. Os mais conhecidos são o método de Gauss-Seidel e Newton-Raphson, bastante utilizados para redes de transmissão. Entretanto, esses métodos podem não convergir para redes de distribuição devido as características específicas destas redes, como por exemplo, o fato de operarem quase sempre próximo do seu carregamento máximo.

Visando resolver redes de distribuição com qualquer índice de carregamento, foi criado o Método da Soma de Potências (MSP) baseado no princípio da varredura direta e reversa da rede. Este método, na sua caracterização padrão, resolve o fluxo de carga de redes puramente radiais, porém existem adaptações para redes fracamente malhadas. O atual trabalho tem a finalidade de utilizar o MSP em conjunto com o método de Newton para fazer o ajuste de carga de qualquer rede primária com múltiplas medições de modo a estimar da melhor maneira possível as cargas que compõe a rede de tal forma a melhorar a qualidade dos resultados calculados pelo fluxo de carga em relação as grandezas medidas pelos medidores reais.

1.4 Objetivos

O corrente trabalho tem como objetivos gerais realizar uma revisão bibliográfica sobre o assunto e utilizar o MSP como ferramenta para fazer o ajuste de carga de uma rede de distribuição primária, considerando a existência de múltiplos medidores instalados. Como objetivos específicos, destacam-se: entender o funcionamento do MSP; desenvolver um algoritmo baseado no método de Newton capaz de encontrar as características mais próximas possíveis da realidade das cargas; realizar testes do algoritmo com redes reais supondo a presença de múltipla medições e elaborar tabelas e gráficos comparativos que apresentam aspectos sobre os parâmetros da rede em relação a mesma com apenas uma única medição.

1.5 Organização do Trabalho

De modo a facilitar o entendimento e deixar mais claro o escopo deste trabalho, o mesmo foi dividido em cinco capítulos. O primeiro capítulo apresenta os atributos introdutórios sobre o tema abrangendo os conceitos fundamentais do SEP assim como as

particularidades do modelo da rede a ser tratada, as motivações e os objetivos. O segundo capítulo é destinado a revisão bibliográfica do assunto abordado neste trabalho. Em seguida, o capítulo três mostra o desenvolvimento do método proposto, com todas as deduções matemáticas e a lógica de implementação do algoritmo. No capítulo quatro é mostrado os resultados obtidos bem como as discussões sobre as análises feitas em cima das soluções. Por último, o capítulo cinco traz as conclusões gerais obtidas sobre o assunto abordado.

2. Fundamentação Teórica

Este capítulo tem o papel de mostrar a fundamentação teórica a respeito do método proposto. Ele está dividido em cinco partes: na primeira, é feita uma revisão bibliográfica sobre o tema em estudo. Em seguida, na segunda parte, é descrito o Método da Soma de Potências usado como uma ferramenta para realizar o cálculo do fluxo de carga de redes radiais. Na terceira parte são apresentados os conceitos do método de Newton usado para determinar os fatores de carregamento Kp e Kq . Logo após, na quarta parte, é explicado o algoritmo da busca em largura responsável por montar a rede em análise. Por último, na quinta parte, é mostrado o modo como as cargas são modeladas usando o modelo estático polinomial (ZIP).

2.1 Revisão Bibliográfica

As redes elétricas, que formam o sistema de transmissão, apresentam um alto grau de importância e funcionalidade para um país. O seu contínuo serviço deve ser garantido para que não ocorra nenhuma interrupção ao acesso a energia elétrica por partes dos consumidores. Devido a essa característica, as redes de transmissão possuem uma configuração malhada, com o intuito de interligar as diversas regiões e garantir o fornecimento de energia elétrica em cada localidade, caso a sua fonte padrão de abastecimento apresente algum problema, promovendo um alto nível de confiabilidade para o sistema. Por esta relevância que os primeiros métodos de cálculo de fluxo de carga para resolução das redes de transmissão foram desenvolvidos com a intenção de estudar e analisar o estado elétrico de tais sistemas de potência, sendo útil para o planejamento, gerenciamento e manutenção das redes, permitindo a antecipação de eventuais ocorrências, como a transferência de contingência de cargas e a detecção de operação em sobrecarga de algum componente que forma a rede. As redes de transmissão são dotadas de medidores responsáveis por indicar o montante de potência que trafega pela rede. As informações fornecidas por esses medidores proporcionam respostas bastante precisas a respeito do estado da rede, possibilitando a tomada de decisões mais eficazes.

Métodos como os de Gauss-Seidel e Newton-Raphson se destacam entre os métodos de resolução de fluxo de carga de redes de transmissão, passando até a serem

considerados métodos clássicos de cálculo de fluxo de carga. Porém com o aumento populacional e a dependência cada vez maior dos países pela energia elétrica, tornando-se até mesmo um indicativo de desenvolvimento social e econômico, houve uma grande expansão das redes de distribuição, juntamente com o interesse de também conhecer o estado de tais redes. As redes de distribuição primária possuem características distintas das de transmissão, como o uso de topologia predominantemente radial e possibilidade real de operação próximo do seu limiar permitido, fazendo com que os métodos clássicos apresentem dificuldades de convergência. Aproveitando os aspectos específicos das redes primárias de distribuição, alguns métodos iterativos foram desenvolvidos baseados em processos de varredura de rede destinados a resolver o fluxo de carga de tais redes. Basicamente, destacam-se dois métodos fundamentados pelo princípio de varredura direta e reversa: o Método da Soma de Correntes (MSC) e o Método da Soma de Potências (MSP) (CESPEDES, 1990).

O MSP se caracteriza pela obtenção dos fluxos de potência em cada barra da rede através de uma varredura reversa, partindo da premissa de perdas nulas ao longo do alimentador, e calculando as tensões nas barras a partir de uma varredura direta. Já o MSC parte da premissa de supor que as tensões em todas as barras da rede é igual a da subestação que as atende, atualizando as correntes em cada trecho numa varredura reversa e determinando as tensões nas barras numa varredura direta. Na sua formulação básica, os métodos de varredura de rede são aplicados em redes majoritariamente radiais com a possibilidade de tratar a rede pelo seu equivalente monofásico, caso a rede seja considerada equilibrada.

Diferentemente das redes de transmissão, as redes de distribuição são dotadas de poucos medidores, normalmente com apenas um instalado na saída da subestação, isto é, na origem do alimentador, o que dificulta a realização de uma estimativa mais refinada do estado da rede, uma vez que as condições operativas dependem, e muito, do comportamento das suas cargas. Dessa forma, através de alguma técnica, deve ser obtida uma configuração de carregamento da rede que produza uma resposta mais fiel do seu estado real. Essa técnica consiste em determinar fatores de correção, Kp e Kq , associados, respectivamente, as potências ativa e reativa das cargas da rede, implementada por um método, conhecido como método empírico, sugerido por (BRAZ,2010).

Em síntese, o presente trabalho tem o propósito de desenvolver um método alternativo ao método empírico de atualização dos fatores de carregamento que proporcione

uma maneira de convergência à resposta de modo eficaz, robusto, rápido e com garantia de resolução para qualquer rede com n medidores instalados.

2.2 Método da Soma de Potências

É um desafio constante obter informações antecipadas sobre as condições nas quais qualquer rede do sistema elétrico de potência, seja de transmissão, subtransmissão ou distribuição, possa vir a trabalhar, tendo em vista que as análises e decisões serão tomadas em função daquilo que a rede irá apresentar. Por este motivo, que ao longo de anos o setor elétrico vem buscando melhorar e aperfeiçoar as formas de análise das redes, desenvolvendo e otimizando técnicas matemáticas que auxiliassem nos estudos de interesse.

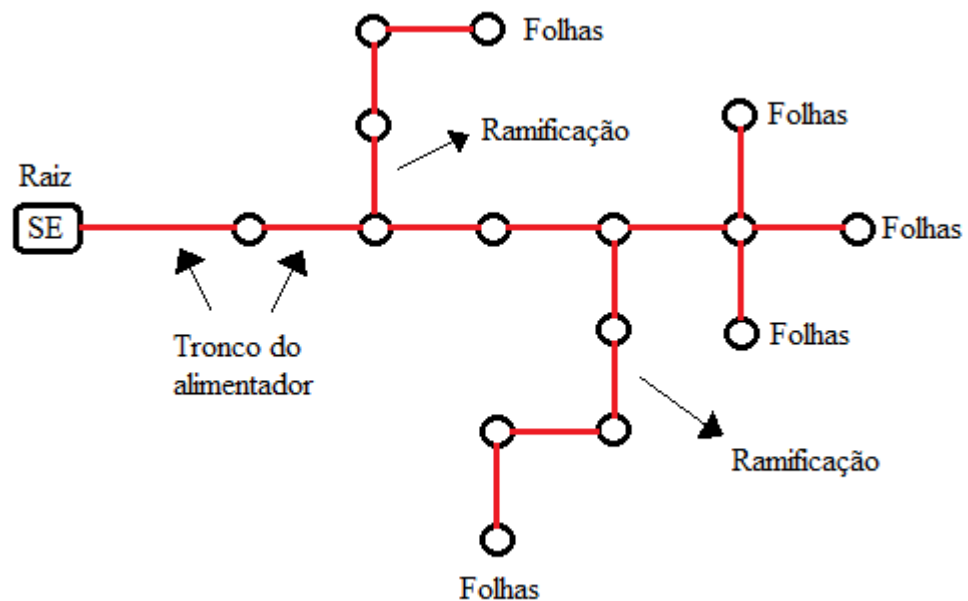
O estudo feito em cima das redes elétricas é conhecido como fluxo de carga, que nada mais é que um algoritmo implementado por algum método numérico, que visa o conhecimento das tensões de todas as barras, assim como o fluxo de potência que flui pelos demais elementos que compõe a rede. Com essas informações, outras como corrente elétrica, perdas associadas, podem ser determinadas, chegando na conclusão de definição do estado da rede elétrica, ou seja, os aspectos da rede passam a ser conhecidos a partir do cálculo do fluxo de carga. Em redes de transmissão, devido a característica de ser fortemente malhada para proporcionar um alto grau de confiabilidade, e até mesmo em redes de subtransmissão, os algoritmos iterativos mais utilizados, são o de Newton-Raphson e Gauss-Seidel. Porém esses métodos não fornecem resultados exatos e até mesmo, em alguns casos, nem convergem para redes de distribuição, pelo fato dessas redes, em serviço normal, trabalharem bem próximo do seu limite de operação. Neste caso surge uma alternativa interessante de um método numérico que consiste em duas etapas: determinação dos fluxos de potência nas barras do sistema e cálculo das magnitudes das tensões nas barras. Este método que calcula o fluxo de carga de redes de distribuição, passando até ser considerado como um método convencional para tais aplicações, é chamado de Método da Soma de Potências (MSP).

Para que o MSP seja executado, três premissas devem ser consideradas como previamente conhecidas: as cargas em todas as barras, a tensão da subestação que dá origem a rede e a impedância de todos os ramos. O MSP, por ser um método iterativo, necessita apresentar alguma condição inicial para que o cálculo possa ser iniciado e o primeiro resultado possa ser encontrado. A característica principal dos métodos iterativos é a

comparação feita entre um parâmetro, usado como referência, obtido na iteração imediatamente anterior com o valor obtido na iteração atual. Se a diferença entre os dois casos for menor que uma certa tolerância, diz-se que o método utilizado encontrou a resposta verdadeira e exata da variável desconhecida. Essa condição inicial consiste em supor, a princípio, que as perdas elétricas ao longo de todos os ramos da rede seja nula, o que implica em conhecer na primeira iteração o fluxo de potência que chega no final de cada trecho. Essa premissa inicial é bastante válida, pois contribui com a ideia de implementação do algoritmo.

Na sua forma tradicional, o MSP é um método numérico baseado no conceito de varredura de redes radiais, topologia esta encontrada com certa predominância em sistemas de distribuição primária. As redes radiais possuem uma característica específica de se parecerem, na sua configuração, com o formato de uma árvore, com a sua raiz, seu tronco principal e suas ramificações, chegando até as pontas onde estão as folhas, como por exemplo a rede da Figura 2.1.

Figura 2.1 - Modelo de rede com analogia ao formato de uma árvore

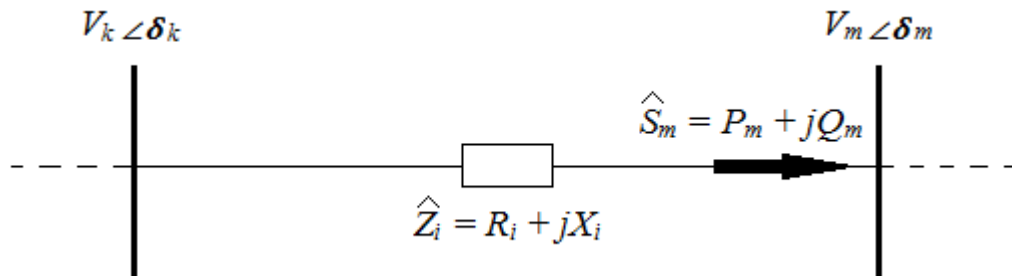


Fonte: Elaborado pelo autor

Na primeira etapa de varredura, chamada de varredura reversa, o algoritmo percorre ou "varre" a rede a partir das barras terminais, as folhas, em direção a raiz da árvore, a subestação, determinando o fluxo de potência que flui para a barra de destino de cada trecho. Por isso que a hipótese de perdas nulas é útil, pois torna o fluxo conhecido, sendo para as barras terminais igual a potência das cargas ligadas a ela. Com isso todos os fluxos de potência podem ser calculados, aplicando a definição de potência fluindo por um nó. Com os

fluxos conhecidos, fica fácil determinar o módulo das tensões de todas as barras, percorrendo a rede, agora, no sentido da subestação para as barras terminais aplicando a teoria ilustrada na Figura 2.2. Esta forma de varredura de rede é conhecida como varredura direta.

Figura 2.2 - Modelo de um trecho qualquer da rede



Fonte: Elaborado pelo autor

De acordo com a Figura 2.2, considerando o modelo monofásico da rede, o fluxo de potência no final do trecho pode ser escrito por:

$$\hat{S}_m = \sqrt{3} \cdot \hat{V}_m \cdot \hat{I}^* \quad (2.1)$$

O asterisco indica que na equação deve ser usado o conjugado da corrente. Por sua vez, a corrente que circula por uma fase é dada pela equação (2.2):

$$\hat{I} = \frac{\left(\frac{\hat{V}_k}{\sqrt{3}} - \frac{\hat{V}_m}{\sqrt{3}}\right)}{R_i + jX_i} \quad (2.2)$$

Com isso a equação (2.1) fica da seguinte forma:

$$\hat{S}_m = \sqrt{3} \cdot \hat{V}_m \cdot \left(\frac{\hat{V}_k - \hat{V}_m}{\sqrt{3} \cdot (R_i + jX_i)}\right)^* \quad (2.3)$$

Cancelando o $\sqrt{3}$ na equação (2.3) e utilizando a notação complexa, temos

$$P_i + jQ_i = V_m \angle \delta_m \cdot \frac{(V_k \angle \delta_k - V_m \angle \delta_m)^*}{(R_i + jX_i)^*} \quad (2.4)$$

$$P_i + jQ_i = V_m \angle \delta_m \cdot \frac{(V_k \angle (-\delta_k) - V_m \angle (-\delta_m))}{R_i - jX_i} \quad (2.5)$$

Realizando o produto dos meios pelos os extremos na equação (2.5), temos que:

$$P_i R_i - jP_i X_i + jQ_i R_i + Q_i X_i = V_m V_k \angle (\delta_m - \delta_k) - V_m^2 \quad (2.6)$$

A equação (2.6) representa uma igualdade entre números complexos. Sabe-se que dois números complexos são iguais se a parte real de um for igual a parte real do outro, valendo o mesmo para as partes imaginárias. Portanto, considerando que $R\angle\delta = R(\cos\delta + j\text{sen}\delta)$, separando as partes reais e imaginárias de cada membro da equação (2.6), a igualdade será válida se, e somente se,

Parte real

$$P_i R_i + Q_i X_i = V_m V_k \cos(\delta_m - \delta_k) - V_m^2 \quad (2.7)$$

Parte imaginária

$$Q_i R_i - P_i X_i = V_m V_k \text{sen}(\delta_m - \delta_k) \quad (2.8)$$

A seguinte identidade trigonométrica diz que $\cos^2\theta + \text{sen}^2\theta = 1$. Logo, elevando as equações (2.7) e (2.8) ao quadrado e depois somando-as, chega-se no seguinte resultado:

$$\left(\frac{Q_i R_i - P_i X_i}{V_m V_k}\right)^2 + \left(\frac{P_i R_i + Q_i X_i + V_m^2}{V_m V_k}\right)^2 = 1 \quad (2.9)$$

Manipulando adequadamente a equação (2.9), chega-se na seguinte equação biquadrada:

$$V_m^4 + [2(P_i R_i + Q_i X_i) - V_k^2]V_m^2 + [(P_i^2 + Q_i^2)(R_i^2 + X_i^2)] = 0 \quad (2.10)$$

Para melhor solucionar a equação (2.10), define-se dois parâmetros:

$$A_i = P_i R_i + Q_i X_i - \frac{V_k^2}{2} \quad (2.11)$$

$$C_i = (P_i^2 + Q_i^2)(R_i^2 + X_i^2) \quad (2.12)$$

Com isso, a equação (2.10) fica mais organizada, podendo ser escrita na forma:

$$V_m^4 + 2A_i V_m^2 + C_i = 0 \quad (2.13)$$

Resolvendo a equação (2.13) para a variável V_m , tem-se que a mesma pode ser determinada pela equação (2.14).

$$V_m = \sqrt{\sqrt{A_i^2 - C_i} - A_i} \quad (2.14)$$

Assim sendo, para qualquer trecho i , o módulo da tensão da sua barra de destino é definido a partir do conhecimento do módulo da tensão da sua respectiva barra de origem, da impedância do seu ramo e do fluxo de potência que chega no seu fim. A varredura direta garante que, para redes radiais, o módulo da tensão de uma determinada barra nunca será conhecida sem antes o módulo da tensão da barra da qual se originou tenha já sido determinada. Da mesma forma, o ângulo da tensão da barra de destino de um trecho i , uma vez já determinado o seu módulo, pode ser encontrado manipulando diretamente a equação (2.8), resultando na equação (2.15)

$$\delta_m = \delta_k - \arcsen \frac{P_i X_i - Q_i R_i}{V_m V_k} \quad (2.15)$$

Desta maneira, fica definido o fasor tensão em todas as barras da rede para uma certa iteração. Com as tensões conhecidas, pode-se calcular as perdas elétricas ocorridas ao longo de cada trecho, a partir das equações (2.16) e (2.17).

$$Perdas_{ativas} = R_i \left[\frac{|S_i|}{V_m} \right]^2 \quad (2.16)$$

$$Perdas_{reativas} = X_i \left[\frac{|S_i|}{V_m} \right]^2 \quad (2.17)$$

Com as perdas conhecidas, faz-se uma nova varredura reversa, atualizando os fluxos no fim de cada trecho da rede, com as perdas associadas, e, posteriormente, calculando as novas tensões nas barras, numa varredura direta. Esse procedimento é realizado diversas vezes até que a maior diferença entre as tensões nas barras nas iterações $n-1$ e n seja menor que a tolerância definida pelo usuário. Encontrado o perfil de tensão em todas as barras, é possível, num etapa pós-processamento, determinar as correntes em todos os ramos, bem como o fluxo de potência que trafega pela rede, estabelecendo, assim, o estado da rede.

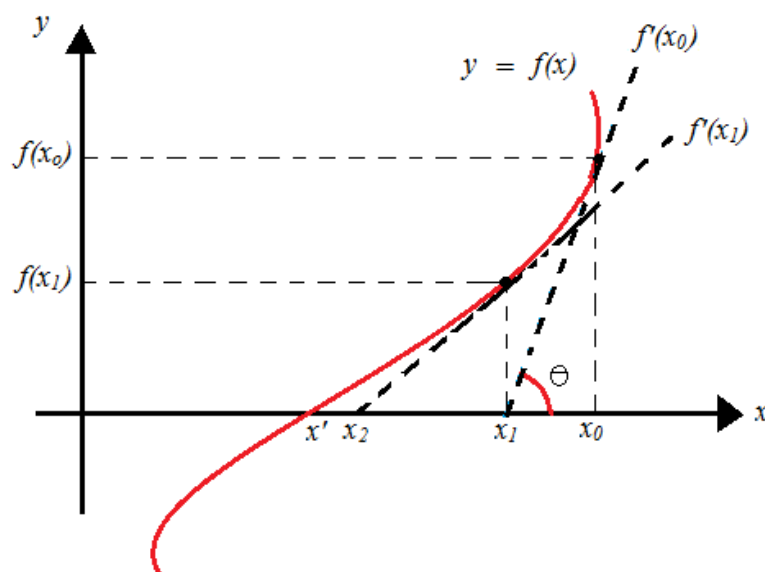
2.3 Método de Newton

Algumas funções matemáticas, equações ou sistemas de equações, apresentam soluções rápidas de suas raízes com um mínimo de esforço. Casos das equações chamadas de algébricas, como por exemplo $x^2 + x - 2 = 0$, são resolvidas com apenas poucos cálculos e com pouco tempo gasto. Porém, há equações em que o cálculo das suas raízes não mostra um caráter tão trivial e que não apresentam uma resposta analítica. Para auxiliar na solução de tais equações alguns métodos numéricos foram desenvolvidos, possibilitando a determinação dos valores das variáveis desconhecidas por meio de processos iterativos, que a cada iteração, novas e mais precisas estimativas da resposta exata são feitas.

Existe diversas técnicas matemáticas iterativas dentre as quais destaca-se o método de Newton que tem a grande vantagem de ser um método robusto, de fácil entendimento, simples e que promove a resolução numérica de equações de qualquer tipo através de poucas iterações, isto é, de maneira rápida. O método de Newton, tendendo a convergência, tem realmente essa característica de convergir à resposta em uma pequena quantidade de passos.

Este método é excelente em determinar os valores que fazem zerar as funções, ou seja, os valores de x que implica em $f(x) = 0$. Para verificar como o método de Newton faz para obter o valor exato da variável ou, no mínimo, bem aproximado, a Figura 2.3 deve ser observada.

Figura 2.3 - Forma gráfica de uma função $f(x)$.



Fonte: Elaborado pelo autor

A raiz de uma função é um ponto do plano cartesiano de coordenadas $(x_o, 0)$, ou seja, o ponto no qual o gráfico da função toca o eixo das abscissas. A partir da Figura 2.3 a resposta da variável x é x' . Para alcançar essa resposta é necessário calcular a derivada da função em um ponto qualquer x_o , $f'(x_o)$, que representa a reta tangente à função no ponto $(x_o, f(x_o))$. O ponto x_1 é a raiz da reta tangente e como pode ser visto já é um valor mais próximo da solução do que o valor inicial x_o . Com x_1 definido, o cálculo é repetido, determinando a derivada da função calculada no ponto x_1 e, logo em seguida, estabelecendo o ponto x_2 a partir de $f'(x_1) = 0$. Perceba que a cada iteração o método vai tendendo ao valor final.

O valor da variável para a próxima iteração é determinado avaliando o triângulo retângulo formado na Figura 2.3. A derivada de uma função calculada em um ponto arbitrário representa o coeficiente angular da reta tangente à função. Logo

$$\tan \theta = f'(x_1) = \frac{f(x_1)}{x_1 - x_2} \quad (2.18)$$

$$x_2 = x_1 - \frac{f(x_1)}{f'(x_1)} \quad (2.19)$$

Generalizando para várias iterações, tem-se

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (2.20)$$

Com isso, o método de Newton pode ser aplicado para se descobrir a solução numérica de funções, desde que o número de variáveis seja igual ao número de funções. Por exemplo, seja $f_1(x_1, x_2)$ e $f_2(x_1, x_2)$, funções definidas por duas variáveis. Sendo x_1' e x_2' valores iniciais conhecidos das variáveis de interesse, para obter uma estimativa mais precisa, x_1'' e x_2'' , a equação (2.20) deve ser usada, passando apenas por uma adaptação para duas variáveis.

$$\begin{bmatrix} x_1'' \\ x_2'' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_1' \\ x_2' \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} f_1(x_1, x_2) \\ f_2(x_1, x_2) \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

De modo geral, para n variáveis e n funções, o resultado das incógnitas fica determinado a cada passo realizado, com o melhoramento das variáveis a partir de estimativas fracas feitas sobre as mesmas, conforme a equação (2.22) indica.

$$\begin{bmatrix} x_1' \\ x_2' \\ x_3' \\ \vdots \\ x_n' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \frac{\partial f_1}{\partial x_3} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \frac{\partial f_2}{\partial x_3} & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_3}{\partial x_1} & \frac{\partial f_3}{\partial x_2} & \frac{\partial f_3}{\partial x_3} & \dots & \frac{\partial f_3}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n}{\partial x_2} & \frac{\partial f_n}{\partial x_3} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} f_1(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n) \\ f_2(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n) \\ f_3(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n) \\ \vdots \\ f_n(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n) \end{bmatrix} \quad (2.22)$$

A matriz inversa presente na equação (2.22), que recebe o conjunto das derivadas parciais, é denominada de matriz Jacobiana. Os valores das incógnitas só convergem para o resultado verdadeiro quando todas as funções zerarem. Neste trabalho, o método de Newton é utilizado para atualizar os fatores de correção de carga, Kp e Kq . O fator Kp multiplica a potência ativa de todas as cargas da rede e o fator Kq multiplica a potência reativa de todas as cargas do sistema, proporcionando, assim, uma específica configuração de carregamento do alimentador. O objetivo é determinar a única combinação entre os valores destes fatores que gere um cenário de carga bastante semelhante do cenário real da rede.

2.4 Algoritmo de Busca em Largura

Dependendo do tamanho da rede, mais especificamente, do número de barras, os cálculos iterativos são praticamente impossíveis de serem realizados por uma pessoa comum ou, no mínimo, demandará muito tempo para serem resolvidos, aumentando a margem de erro no resultado final. Por essa razão o cálculo do fluxo de carga de redes elétricas é feito com o auxílio da tecnologia, através de computadores com grande poder de processamento. Porém, o computador ainda não tem a capacidade de identificar como a rede está ligada e para que ele execute o MSP é necessário ter as informações sobre os trechos, a maneira como estão ligados e as barras que os formam. Para isso, antes de ser executado o MSP, a rede precisa ser "visualizada" pelo computador, o que é feito por um algoritmo denominado de busca em largura.

O usuário deve fornecer as informações que compõe a rede de uma maneira padrão, num arquivo elaborado em um bloco de notas, que será vista pelo computador como um dado de entrada. As informações fornecidas como dados de entrada devem ser organizadas conforme a Figura 2.4.

Figura 2.4 - Modelo de entrada de dados

```

dados_se
(
  ID          V          |Vbase|
  0          (13.8@0.0)  13.8
FIM
dados_barra
(
  ID      potenciaCte    correnteCte    ImpedanciaCte    Slnominal
  1      (1.00,1.00)    (0.00,0.00)    (0.00,0.00)    (0.7570,0.2542)
  2      (1.00,1.00)    (0.00,0.00)    (0.00,0.00)    (0.3785,0.1271)
  3      (1.00,1.00)    (0.00,0.00)    (0.00,0.00)    (0.2676,0.0899)
  4      (1.00,1.00)    (0.00,0.00)    (0.00,0.00)    (0.3785,0.1271)
  5      (1.00,1.00)    (0.00,0.00)    (0.00,0.00)    (0.5458,0.1833)
FIM
dados_ramo
(
  origem  destino  impedancia      estadoChave      SM      Ligado
  0       1       (0.1153,0.2281) Desabilitada     (2.50,1.00) True
  1       2       (0.0251,0.0311) Desabilitada     (0.00,0.00) False
  4       3       (0.0269,0.0533) Desabilitada     (0.00,0.00) False
  5       3       (0.4121,0.1265) Desabilitada     (0.00,0.00) False
  1       3       (0.2789,0.0856) Desabilitada     (0.00,0.00) False
FIM

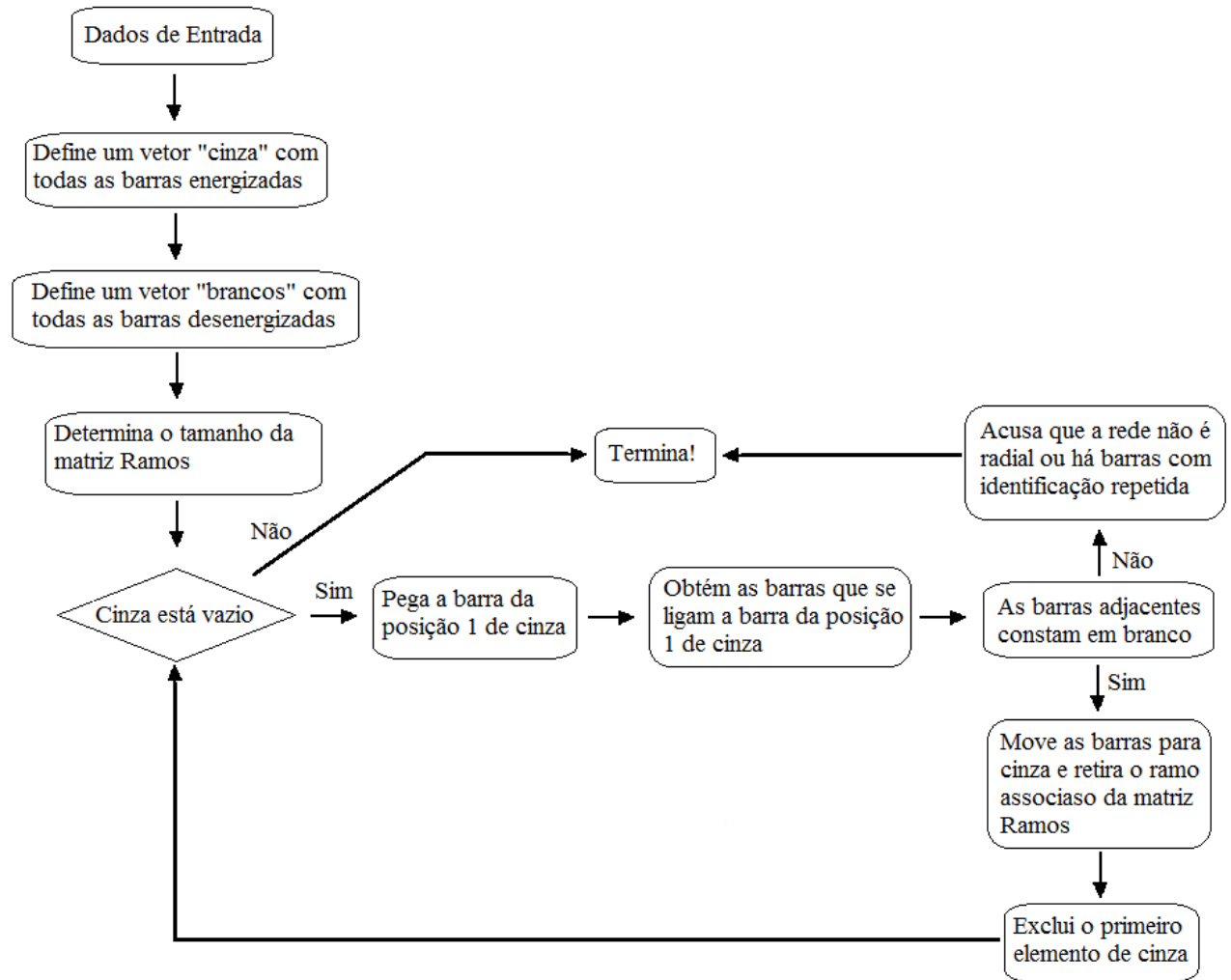
```

Fonte: Elaborado pelo autor

Conforme a Figura 2.4, o sinal @, presente na informação da tensão da barra da subestação, representa o sinal "∠" usado para indicar o ângulo de fase de números complexos escritos na forma polar. Para números complexos escritos na forma retangular, como por exemplo a impedância de cada ramo ou o fluxo de potência medidor por um medidor, o valor é fornecido entre parênteses, sendo o primeiro número referente a parte real e o segundo número referente a parte imaginária. Como será descrito na seção 2.5, as cargas das redes estudadas são modeladas por meio do modelo polinomial ZIP. Para cada tipo de carga do modelo, os coeficientes são dispostos entre parênteses, sendo o primeiro relacionado a parcela da potência ativa das cargas e o segundo relacionado a parcela da potência reativa.

As redes tratadas neste trabalho também são modeladas para as hipóteses de presença de banco de capacitores ou reguladores de tensão instalados em qualquer barra da rede. Basicamente, os dados de entrada consistem nas informações referentes a subestação, as barras e aos ramos. Mais detalhes sobre a forma como deve ser fornecido as informações da rede em análise será descrito no capítulo 3 desta obra. A busca em largura trabalha em cima dos dados de entrada com o intuito de estabelecer as ligações entre os trechos presentes na rede real. É como se tivesse mostrando à máquina a rede da Figura 1.3 (Capítulo 1). Além de estabelecer o conjunto de trechos, o algoritmo da busca em largura verifica se a rede realmente é radial, tendo em vista que redes malhadas não são tratadas nesta obra e não permitem com que a ideia de ajuste de carga se aplique. É mostrado na Figura 2.5 o fluxograma que detalha a lógica desse algoritmo.

Figura 2.5 - Fluxograma do algoritmo de Busca em Largura



Fonte: Elaborado pelo autor

Caso a rede fornecida seja malhada ou contenha barras com identificação repetida, o programa informará ao usuário sobre o problema, devendo voltar para o arquivo de entrada e corrigir as falhas. O algoritmo da busca em largura é efetuado ao menos uma vez já que inicialmente se sabe que a barra da subestação se apresenta efetivamente energizada e que toda a rede é formada a partir dela. Depois de executado o algoritmo, tem-se no final uma tabela com todos os trechos relacionados. É com base nessa tabela que o MSP será executado. A tabela de trechos terá um formato parecido com a Tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Modelo de lista com todos os trechos de uma rede

Trechos	ID da barra de origem	ID da barra de destino	Impedância (\hat{Z}) do ramo	Carga Ligada na Barra de destino
1	0	1	$R_1 + jX_1$	$P_1 + jQ_1$
2	1	2	$R_2 + jX_2$	$P_2 + jQ_2$
3	1	3	$R_3 + jX_3$	$P_3 + jQ_3$
.
.
.
n	n-1	n	$R_n + jX_n$	$P_n + jQ_n$

Fonte: Elaborado pelo autor

Vale salientar que com a busca em largura o usuário não precisa mais ter a obrigação de fornecer de fato a rede como ela é. Fica apenas obrigado o fornecimento de dados consistentes sobre a subestação, as barras e os ramos, podendo até, no caso das barras e dos ramos, dispor tais informações de forma aleatória. A título de exemplo, no caso específico dos ramos, o usuário deve apenas definir as duas barras que se ligam através de um ramo com sua respectiva impedância, sem a necessidade de saber qual das barras é a de origem e a de destino. Nota-se na Tabela 2.1 que uma determinada barra aparece apenas uma única vez na coluna "barra de destino", e que a mesma pode constar mais de uma vez na coluna "barra de origem". Isso evidencia a característica de uma rede radial, visto que na configuração radial uma barra pode ter várias "filhas" derivadas dela, porém a mesma só pode ter apenas uma única "mãe" da qual se originou. Esta particularidade é útil para desenvolver toda a lógica de programação necessária para implementar a ideia proposta no trabalho.

2.5 Modelos de Carga

A carga pode ser definida, de modo genérico, como o elemento do circuito elétrico que consome potência fornecida por uma fonte de energia. Nas redes elétricas do sistema elétrico de potência as cargas são representadas não por um único componente ou equipamento, mas sim por um agrupado equivalente ligado a jusante de um barramento de carga, atuando como um único elemento consumidor de potência. Essa simplificação se faz quando o interesse está em estudar o comportamento de uma determinada área do SEP, como é o caso da rede de distribuição primária que apresenta como carga toda a rede de distribuição secundária ligada no secundário dos transformadores de distribuição. Para se ter uma boa análise a partir de resultados sobre as redes elétricas, a importância de modelar com mais precisão as cargas nas simulações dinâmicas, refletindo os aspectos específicos da rede, se mostra essencial, uma vez que a solução de um sistema elétrico é bastante influenciado pelo comportamento dinâmico de tais cargas.

Os três modelos de carga mais comumente usados são:

- Modelos Estáticos
- Modelos Dinâmicos
- Modelos Híbridos

Esta obra dá ênfase as cargas estáticas representadas pelo modelo polinomial ZIP por serem usadas nas simulações das redes de distribuição exemplo deste trabalho. As cargas estáticas são expressas em termos de potência ativa e reativa que dependem da magnitude da tensão da barra na qual está ligada, podendo ser classificada como: carga 100% potência constante (Pcte), 100% corrente constante (Icte), 100% impedância constante (Zcte) ou mista, esta última composta pela combinação das características das três primeiras cargas. O modelo polinomial ZIP descreve, de modo geral, todos os tipos de carga estática, cujo significado físico associa o comportamento da potência que flui para a carga como uma composição de 3 parcelas: uma associada a característica de carga 100% Pcte (a), outra associada a carga 100% Icte (b) e a última relacionada a carga 100% Zcte (c). As equações (2.23) e (2.24) caracterizam o comportamento estático das cargas modeladas pelo modelo ZIP.

$$P(V_{pu}) = (a_1 + b_1 V_{pu} + c_1 V_{pu}^2) P_n \quad (2.23)$$

$$Q(V_{pu}) = (a_2 + b_2 V_{pu} + c_2 V_{pu}^2) Q_n \quad (2.24)$$

Sendo:

- V_{pu} = tensão expressa em por unidade da barra na qual a carga se encontra instalada
- P_n = potência ativa nominal consumida pela carga quando a tensão na barra for igual a 1pu
- Q_n = potência reativa nominal consumida pela carga quando a tensão na barra for igual a 1pu
- a_1, b_1, c_1 = coeficientes associados a potência ativa e que se relacionam a cada tipo de individual de carga
- a_2, b_2, c_2 = coeficientes associados a potência reativa e que se relacionam a cada tipo de individual de carga

Uma condição que deve ser atendida é de que a soma dos coeficientes a , b e c , tanto para potência ativa quanto para potência reativa, tem que ser igual a 1. Outra observação bastante interessante a ser visto nas equações (2.23) e (2.24) é que quando a_1 e a_2 forem iguais a 1 e b_1, b_2, c_1 e c_2 iguais a zero, tem-se uma carga modelada como sendo 100% Pcte, sendo, que neste caso, a potência ativa e reativa não variam em função da tensão. Quando a combinação dos coeficientes for $b_1 = b_2 = 1, a_1 = a_2 = c_1 = c_2 = 0$, a carga ligada a barra é do tipo 100% Icte e o fluxo de potência que circula pela barra varia linearmente com a magnitude da tensão. Da mesma forma, conclui-se que para a carga do tipo 100% Zcte, a potência varia com o quadrado da tensão, caracterizado pela proporção $c_1 = c_2 = 1, a_1 = a_2 = b_1 = b_2 = 0$.

Para o MSP, o modelo ZIP das cargas influencia na varredura reversa, no instante de atualização dos fluxos de potência, e também na convergência das respostas.

2.6 Ajuste de Demanda pelo Método Empírico

O estudo do ajuste de demanda de redes radiais, feito pela abordagem da aplicação de fatores de carregamento, foi elaborado por (BRAZ, 2010), que também utiliza o MSP como ferramenta para resolver o cálculo do fluxo de carga das redes sob análises. Após a obtenção da estimativa inicial dos fatores, a partir da estratégia explicada na seção 3.1.1, calcula-se o estado da rede válida para $Kp^{(0)}$ e $Kq^{(0)}$ e verifica se o fluxo calculado que flui pelo ramo com medidor é igual ao seu valor medido. Caso não seja, os fatores de correção devem ser corrigidos para produzir uma configuração de carregamento conveniente para a solução desejada.

A maneira de atualizar os fatores Kp e Kq é feita aplicando o método denominado por (BRAZ, 2010) de empírico. Este método consiste na obtenção dos fatores da próxima iteração a partir dos valores da iteração atual pelo uso das seguintes relações:

$$K_p^{(n+1)} = \frac{P_M}{P_{calc}} \cdot K_p^{(n)} \quad (2.25)$$

$$K_q^{(n+1)} = \frac{Q_M}{Q_{calc}} \cdot K_q^{(n)} \quad (2.26)$$

Tal que:

- P_M = potência ativa medida pelo medidor
- Q_M = potência reativa medida pelo medidor
- P_{calc} = potência ativa calculada que flui pelo ramo com medidor
- Q_{calc} = potência reativa calculada que flui pelo ramo com medidor

O método empírico é usado neste trabalho como algoritmo de referência para realização dos testes comparativos do Capítulo 4, visando verificar se o método proposto nesta obra encontra a solução correta do ajuste de carga da rede.

3. Metodologia

O presente capítulo tem a função de informar ao leitor a forma como é desenvolvida a ideia de estimação de estado da rede, isto é, como o usuário deve tratar a rede em análise, e a técnica proposta para a atualização dos fatores de correção Kp e Kq . O mesmo é dividido em três partes: a primeira, associada à descrição do estudo da rede com apenas uma medição; a segunda relacionada a explicação do método de Newton usado na melhoria dos fatores de correção e a última relativa ao estudo de redes para n medições.

3.1 Descrição do Método

O MSP, na sua forma tradicional, é um algoritmo numérico iterativo utilizado para calcular o fluxo de carga de redes puramente radiais, a partir da premissa do conhecimento da potência nominal ativa e reativa de todas as cargas ligadas nas suas barras, bem como a tensão da subestação que supri a rede primária e a impedância de cada ramo que conecta as barras. Com essas informações, o MSP permite que o estado da rede seja calculado, com as tensões em todas as barras determinadas, assim como as correntes em circulação e perdas em todos os ramos, o fluxo de potência que flui para as cargas e o fluxo que está saindo da subestação para atender toda a demanda exigida.

Em geral, existem mecanismos e artifícios para controlar a tensão das subestações de distribuição dentro de uma faixa aceitável e permitida da tensão nominal. A concessionária de distribuição de energia elétrica responsável pela construção, operação e manutenção da rede tem informações sobre os condutores que são usados para ligar as barras e, dessa forma, a impedância de cada ramo é comprovadamente conhecida, sendo considerada um dado verídico na simulação. Por conseguinte, conclui-se que os resultados da simulação dinâmica da rede dependerá mais das características do conjunto de cargas usado, pois na prática, não se tem como ter a certeza sobre os valores reais do fluxo de potência que está sendo efetivamente consumido em cada barra devido ao baixo número de medidores.

Portanto, fazer uma estimativa mais próxima possível do cenário real de carregamento resultará em respostas mais precisas sob o estado verdadeiro da rede, possibilitando a tomada de decisões com consistência e otimizando a operação do sistema

primário, além de viabilizar um melhor estudo com relação a substituição de elementos da rede, fazendo com que a concessionária venha a se programar com antecedência, até mesmo, sob o ponto de vista econômico. Isso também traz o benefício de poder se antecipar a situações indesejadas, visando a diminuição dos riscos que podem levar a interrupção do fornecimento de energia elétrica aos consumidores e garantindo a correta operação dos componentes e equipamentos que compõem o sistema.

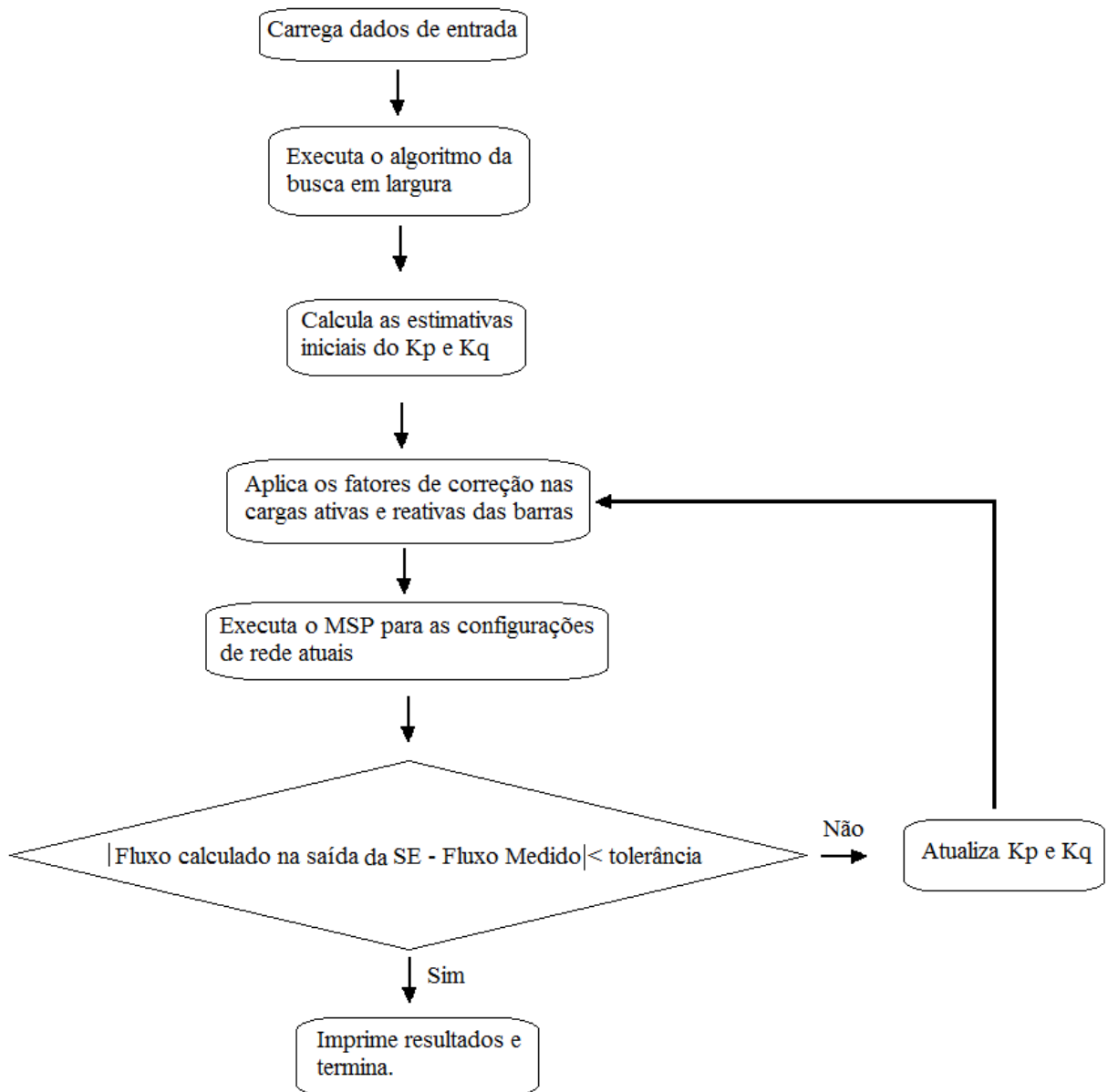
A seguir, é descrito a forma como se deve proceder com a rede de estudo para que se faça uma boa estimativa das características das cargas reais efetivas do sistema.

3.1.1 Rede Elétrica com um Medidor

Nas redes de distribuição primária em funcionamento, no mínimo, há um medidor instalado no início do alimentador, ou seja, na saída da subestação, cujo objetivo é medir o fluxo de potência ativa e reativa que circula pela rede para atender a demanda exigida mais as perdas nos ramos. Todas as cargas do sistema ficam sujeitas a esse medidor, sendo considerado que as mesmas apresentam comportamento similar no instante de tempo da análise.

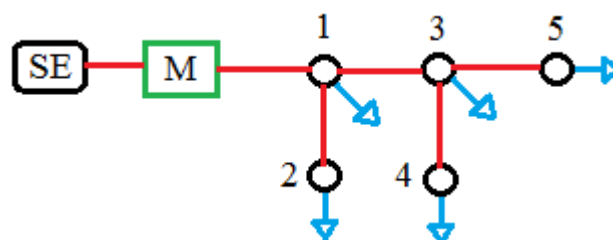
Para um melhor entendimento, considere o fluxograma da Figura 3.1, que ilustra o passo a passo da implementação de como é feita a estimativa de estado para uma rede com um medidor. É conveniente que cada etapa do fluxograma seja devidamente explicada e para isso, é usado como exemplo uma rede radial de cinco trechos e uma subestação, conforme mostrado a Figura 3.2.

Figura 3.1 - Fluxograma do ajuste de carga de uma rede com um medidor



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 3.2 - Rede exemplo de 5 barras, uma SE e um medidor.



Fonte: Elaborado pelo autor

Inicialmente, as informações preliminares e básicas da rede em questão são dispostas sob a forma de dados de entrada escritas de maneira padronizada (seção 2.4). Essencialmente, as informações da rede são divididas em três grupos. O primeiro traz os dados da subestação ou das subestações, como a identificação da SE, o módulo e o ângulo de fase da tensão e o limite de potência que pode fluir pelo seu transformador de potência. O segundo grupo é formado pelos dados das barras da rede, como a identificação, as potências ativa e reativa nominais, os coeficientes do modelo polinomial ZIP, a potência reativa nominal do eventual banco de capacitores e as configurações do eventual regulador de tensão que, para este trabalho, podem ser instalados em qualquer barra. No último grupo, os dados dos ramos são definidos, com a indicação das barras que se ligam através de um ramo, sua impedância, a situação da chave que indica se o ramo está em operação e se há a presença ou não de medidor. Para este estudo, admite-se que o medidor, caso seja instalado, é fixado no início do trecho.

Uma vez fornecidos os dados de entrada por parte do usuário, que caracterizam a rede, é iniciada a etapa de processamento efetivo da rede, feita pelo algoritmo de busca em largura (seção 2.4), quando é estabelecido de fato, a rede a ser simulada com todos os trechos definidos e dispostos na ordem correta de construção da rede (seção 1.2).

Como a informação dos valores nominais das potências ativa e reativa de cada carga não é definida, uma forma de estimá-las inicialmente é feita adotando a hipótese de que a potência nominal de cada carga seja igual a potência aparente do seu respectivo transformador, fazendo com que a potência efetivamente consumida seja algo proporcional a potência do transformador. Para realizar o ajuste de carga é preciso determinar fatores de correção K_p e K_q que ao multiplicar as potências ativas e reativas das cargas, geram uma configuração de rede que demanda um fluxo de potência igual ao medido na saída da subestação. Como forma de elucidar essa ideia, considere que as cargas da rede da Figura 3.2 assumam como potências nominais a potência do seu transformador, conforme a Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Maneira de estimar as potências nominais das cargas.

Trechos	Barra	Potência aparente do transformador em MVA	Potência ativa nominal da barra (P_{nom}) em MW	Potência reativa nominal da barra (Q_{nom}) em Mvar
1	1	2,0000	2,0000	2,0000
2	2	1,0000	1,0000	1,0000
3	3	0,7071	0,7071	0,7071
4	4	1,0000	1,0000	1,0000
5	5	1,4422	1,4422	1,4422

Fonte: Elaborado pelo autor

Os fatores de carregamento iniciais são obtidos a partir das equações (3.1) e (3.2).

$$K_p = \frac{P_M}{\sum_{j=1}^{n_b} P_{nom}} \quad (3.1)$$

$$K_q = \frac{Q_M}{\sum_{j=1}^{n_b} Q_{nom}} \quad (3.2)$$

Considere que o medidor da rede exemplo da Figura 3.2 esteja medindo uma potência ativa $P_M = 2,5$ MW e uma potência reativa de $Q_M = 1,0$ Mvar. Este fluxo de potência medido se refere ao total consumido pelas cargas da rede mais a parcela necessária para compensar as perdas elétricas. Aplicando as equações (3.1) e (3.2), chega-se nos valores de $K_p = 0,4065$ e $K_q = 0,1626$, que ao serem multiplicados pelas potências nominais da Tabela 3.1 implica nas potências corrigidas, conforme indicado na Tabela 3.2. Deve ser observado que o fator K_p está relacionado a potência ativa e o fator K_q está relacionado a potência reativa das barras.

Tabela 3.2 - Potências nominais das cargas submetidas aos fatores de correção.

Trechos	Barra	Potência ativa nominal da barra (P_{nom}) em MW	Potência reativa nominal da barra (Q_{nom}) em Mvar
1	1	0,8130	0,3252
2	2	0,4065	0,1626
3	3	0,2874	0,1150
4	4	0,4065	0,1626
5	5	0,5862	0,2345
TOTAL		2,5000	1,0000

Fonte: Elaborado pelo autor

Percebe-se que para esta situação de carga, uma potência igual ao valor medido é solicitada da subestação para atender as cargas. Entretanto, esta estimativa inicial introduz um erro significativo, que decorre de ter desprezado as perdas por toda a extensão da rede. No mundo real, a subestação deve fornecer não só o fluxo de potência necessário para alimentar as cargas, mas também o suficiente para compensar as perdas. Executando o cálculo do fluxo de carga da rede da Figura 3.2 para esta configuração de carga, a partir do MSP, por exemplo para o caso de todas as cargas serem do tipo 100% Pcte, resulta-se numa potência ativa de 2,7139 MW e uma potência reativa de 1,2715 Mvar, calculadas na saída da subestação, que implica num erro de potências ativas e reativas de 8,56% e 27,15%, respectivamente.

Portanto, os primeiros valores dos fatores de correção não retratam bem o comportamento real da rede, fluxos na saída da subestação significativamente maiores que os efetivamente medidos. A ideia é ir melhorando, a cada iteração, os fatores Kp e Kq para que promovam um carregamento da rede compatível com a realidade, isto é, que se faça zerar o erro. De fato, só existe apenas um par de Kp e Kq que simulam de fato o comportamento real das cargas no alimentador e é esta combinação que se deseja determinar.

3.1.2 Atualização pelo Método de Newton

Uma vez percebido que o cálculo inicial dos fatores de carregamento gerou uma configuração de rede cujo fluxo de potência calculado na saída da subestação é diferente do fluxo efetivamente medido, uma estimativa melhorada dos fatores deve ser encontrada para que se tenha, desta maneira, um estado mais preciso da rede. Isso é feito aplicando o método de Newton, como explicado na seção 2.3. Para aplicar o método numérico de Newton para a determinação da resposta de duas variáveis é necessário definir duas funções.

Sabe-se que o método de Newton é indicado para descobrir as raízes de funções, ou seja, encontrar os valores das variáveis dependentes que zeram as funções. Para o caso em estudo, os valores de Kp e Kq serão solucionados quando o montante de potência calculado pelo fluxo de carga da rede, executado para uma determinada configuração proporcionada pelos fatores de correção, for igual ao fluxo medido. Logo, é conveniente selecionar as funções como sendo:

$$f = P_{SE} - P_M \quad (3.3)$$

$$g = Q_{SE} - Q_M \quad (3.4)$$

onde

- P_{SE} = potência ativa calculada na saída da SE;
- Q_{SE} = potência reativa calculada na saída da SE;
- P_M = potência ativa medida na saída da SE;
- Q_M = potência reativa medida na saída da SE.

Com as funções f e g definidas, os valores de K_p e K_q serão atualizados a partir da aplicação da equação (2.19), mostrada novamente na equação (3.5) com os devidos ajustes.

$$\begin{bmatrix} K_p^{(n+1)} \\ K_q^{(n+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} K_p^{(n)} \\ K_q^{(n)} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \frac{\partial f}{\partial K_p} & \frac{\partial f}{\partial K_q} \\ \frac{\partial g}{\partial K_p} & \frac{\partial g}{\partial K_q} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} f \\ g \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

O índice $n+1$ representa os valores atualizados da próxima iteração e o índice n representa os valores das variáveis da iteração atual. Estabelecida a maneira de como encontrar os fatores para a próxima iteração, o desafio passa a ser como calcular os elementos da matriz Jacobiana, isto é, as derivadas parciais. Duas estratégias possibilitam o cálculo das derivadas, sendo explicadas, respectivamente, nas seções 3.1.2.1 e 3.1.2.2.

3.1.2.1 Cálculo dos Elementos da Jacobiana: Estratégia 1

Os elementos da matriz Jacobiana representam as derivadas parciais das funções f e g em relação as incógnitas K_p e K_q . Então, a partir da definição das funções [equações (3.3) e (3.4)], no cálculo das derivadas o valor medido tanto de potência ativa quanto de potência reativa são anulados, pelo fato de serem constantes. Com isso, a equação (3.5) passa a ter o seguinte formato:

$$\begin{bmatrix} K_p^{n+1} \\ K_q^{n+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} K_p^n \\ K_q^n \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{SE}}{\partial K_p} & \frac{\partial P_{SE}}{\partial K_q} \\ \frac{\partial Q_{SE}}{\partial K_p} & \frac{\partial Q_{SE}}{\partial K_q} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} f \\ g \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

A potência ativa calculada na saída da SE será o resultado do somatório das potências ativas das cargas mais o somatório das perdas ativas ao longo dos trechos. A mesma concepção é válida para a potência reativa calculada na saída da SE, mas agora associado a parcela reativa das cargas e perdas. A ideia é determinar a relação entre os K 's com as cargas e as perdas para entender como se comportam as derivadas parciais.

A relação das derivadas parciais com as cargas é obtida de forma direta, com a multiplicação do K_p por todas as cargas ativas e do K_q por todas as cargas reativas. Ressalta-se a forma como são computadas as potências das cargas, adotando para a potência nominal ativa e reativa o mesmo valor da potência aparente do transformador da referida barra. As equações (3.7) e (3.8) ilustram essa relação:

$$Carga\ ativa = K_p \cdot \sum_{j=1}^{nb} S_{nomj} \quad (3.7)$$

$$Carga\ reativa = K_q \cdot \sum_{j=1}^{nb} S_{nomj} \quad (3.8)$$

A relação entre os fatores, K_p e K_q , e as perdas elétricas é obtida desprezando as perdas nos trechos a jusante do trecho em que está sendo calculada a perda própria do trecho. Como exemplo, considere um sistema genérico, com um único alimentador saindo da SE e n trechos. A perda elétrica ativa no trecho que se liga a SE, pressupondo que todas as cargas sejam do tipo 100% Pcte e admitindo nulas as perdas a jusante do trecho em questão, é:

$$Perda_{ativa\ 1} = \frac{R_1}{V_1^2} \left\{ (K_p P_1 + K_p P_2 + \dots + K_p P_n)^2 + (K_q Q_1 + K_q Q_2 + \dots + K_q Q_n)^2 \right\} \quad (3.9)$$

Como $P_1 = P_2 = P_n = Q_1 = Q_2 = Q_n = S_{nom}$, tem-se

$$Perda_{ativa\ 1} = \frac{R_1}{V_1^2} \left\{ (K_p S_1 + K_p S_2 + \dots + K_p S_n)^2 + (K_q S_1 + K_q S_2 + \dots + K_q S_n)^2 \right\} \quad (3.10)$$

Que, colocando os fatores em evidência permite escrever:

$$Perda_{ativa\ 1} = \frac{R_1}{V_1^2} \left\{ (K_p^2 + K_q^2) \cdot (S_1 + S_2 + \dots + S_n)^2 \right\} \quad (3.11)$$

Portanto, pode-se generalizar para os demais trechos, sempre assumindo perdas nulas nos trechos que derivam do atual, o cálculo das perdas, sendo verdadeira para um trecho qualquer j a seguinte expressão:

$$Perda_{ativa\ j} = \frac{R_j}{V_j^2} \left\{ (K_p^2 + K_q^2) \cdot \left[\sum_{i \in \Omega_j} |S_i| \right]^2 \right\} \quad (3.12)$$

Em que Ω_j representa o conjunto dos trechos jusantes do trecho j , incluindo j . Derivando a perda do trecho j , definida na equação (3.12), em relação a K_p , tem-se.

$$\frac{\partial Perda_{ativa j}}{\partial K_p} = K_p \cdot \frac{2R_j(\sum_{i \in \Omega_j} |S_i|)^2}{V_j^2} \quad (3.13)$$

O termo que multiplica o K_p na equação (3.13) pode ser visto como uma constante. Dessa maneira, a equação (3.13) pode ser reescrita como:

$$\frac{\partial Perda_{ativa j}}{\partial K_p} = cte_j \cdot K_p \quad (3.14)$$

Logo, a derivada do somatório das perdas ativas ocorridas no decorrer de cada trecho da rede em relação a K_p é dada por:

$$\frac{\partial \sum Perdas_{ativas}}{\partial K_p} = cte_1 K_p + cte_2 K_p + \dots + cte_n K_p \quad (3.16)$$

$$\frac{\partial \sum Perdas_{ativas}}{\partial K_p} = K_p \sum_{j=1}^n cte_j \quad (3.17)$$

Em que $\sum_{j=1}^n cte_j = \sum_{j=1}^n \frac{2R_j[\sum_{i \in \Omega_j} |S_i|]^2}{V_j^2}$

Da mesma forma, derivando a equação (3.12) em relação a K_q , chega-se numa equação bem similar a equação (3.13), apenas diferenciando pela substituição do K_p pelo K_q .

$$\frac{\partial Perda_{ativa j}}{\partial K_q} = K_q \cdot \frac{2R_j(\sum_{i \in \Omega_j} |S_i|)^2}{V_j^2} \quad (3.18)$$

A derivada do somatório das perdas ativas em relação a K_q é obtida da seguinte forma:

$$\frac{\partial \sum Perdas_{ativas}}{\partial K_q} = K_q \sum_{j=1}^n \frac{2R_j[\sum_{i \in \Omega_j} |S_i|]^2}{V_j^2} \quad (3.19)$$

Os mesmos procedimentos podem ser seguidos para determinar a derivada do somatório das perdas reativas ao longo dos trechos em relação a K_p e a K_q . O resultado é mostrado a seguir:

$$\frac{\partial \sum Perdas_{reativas}}{\partial K_p} = K_p \sum_{j=1}^n \frac{2X_j[\sum_{i \in \Omega_j} |S_i|]^2}{V_j^2} \quad (3.20)$$

$$\frac{\partial \Sigma Perdas_{reativas}}{\partial K_q} = K_q \sum_{j=1}^n \frac{2X_j [\sum_{i \in \Omega_j} |S_i|]^2}{V_j^2} \quad (3.21)$$

Em síntese os elementos da matriz Jacobiana da equação (3.6) passam a ser conhecidos como sendo:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial P_{SE}}{\partial K_p} = \sum_{j=1}^n |S_j| + K_p \cdot \sum_{j=1}^n \frac{2R_j [\sum_{i \in \Omega_j} |S_i|]^2}{V_j^2} \\ \frac{\partial P_{SE}}{\partial K_q} = K_q \cdot \sum_{j=1}^n \frac{2R_j [\sum_{i \in \Omega_j} |S_i|]^2}{V_j^2} \\ \frac{\partial Q_{SE}}{\partial K_p} = K_p \cdot \sum_{j=1}^n \frac{2X_j [\sum_{i \in \Omega_j} |S_i|]^2}{V_j^2} \\ \frac{\partial Q_{SE}}{\partial K_q} = \sum_{j=1}^n |S_j| + K_q \cdot \sum_{j=1}^n \frac{2X_j [\sum_{i \in \Omega_j} |S_i|]^2}{V_j^2} \end{array} \right.$$

Como os resultados das derivadas parciais dependem da tensão nas barras, a cada iteração elas vão sendo atualizadas, da mesma forma que as cargas nas barras de acordo com o seu modelo ZIP. Essa estratégia de atualizar os fatores é usada tantas vezes quanto for necessário até encontrar os valores de K_p e K_q que produzam uma configuração de carregamento da rede onde a diferença entre o fluxo calculado e o medido seja menor que uma certa tolerância assumida.

3.1.2.2 Cálculo dos Elementos da Jacobiana: Estratégia 2

A estratégia 2 consiste em determinar as derivadas parciais numéricas das funções em relação a K_p e K_q . Para isso, aplica-se a definição própria de derivada como sendo a taxa de variação instantânea de uma função entre um ponto e outro qualquer, quando a distância entre eles tende a zero. Logo, a derivada de uma função calculada num ponto $x = x_0$ é definida provocando uma pequena perturbação, h , em torno do ponto x_0 , definindo a diferença da função calculada na perturbação com a função calculada em x_0 , e, em seguida, dividindo pela perturbação. A equação (3.22) define o conceito de derivada de uma função f em relação a x .

$$f'(x_0) = \lim_{h \rightarrow 0} \frac{f(x_0+h) - f(x_0)}{h} \quad (3.22)$$

Quanto menor for a h mais preciso será o valor calculado. Trabalhando com funções de duas variáveis, não mais se fala de derivada, mas sim, de derivada parcial da função em relação a uma única variável. A teoria da derivada de uma função de duas variáveis é similar a da função de uma variável: seja uma função $f(x,y)$, a derivada da função em relação a x e a y num ponto $P=(x_0,y_0)$ é, respectivamente.

$$\left. \frac{\partial f}{\partial x} \right|_P = \lim_{h \rightarrow 0} \frac{f(x_0+h, y_0) - f(x_0, y_0)}{h} \quad (3.23)$$

$$\left. \frac{\partial f}{\partial y} \right|_P = \lim_{h \rightarrow 0} \frac{f(x_0, y_0+h) - f(x_0, y_0)}{h} \quad (3.24)$$

Dependendo da variável com a qual se realiza a derivada numérica, deve-se aplicar uma pequena variação em torno da própria variável e calcular a taxa de variação.

Retomando o problema do ajuste de demanda, dado o chute inicial para os fatores, o valor das funções f e g , definidas nas equações (3.3) e (3.4), é calculado a partir da execução do MSP para $(Kp^{(0)}, Kq^{(0)})$. A derivada parcial das funções f e g em relação a Kp é obtida substituindo o valor atual do Kp por $Kp + h$, multiplicando esses valores pelas cargas ativas e executando o MSP para conseguir os valores calculados para essa nova configuração de carga. Por fim, os elementos da primeira coluna da matriz Jacobiana da equação (3.5) são determinados da seguinte forma:

$$\frac{\partial f}{\partial K_p} = \frac{[P_{SE}(K_{p_0}+h, K_{q_0}) - P_M] - [P_{SE}(K_{p_0}, K_{q_0}) - P_M]}{h} \quad (3.25)$$

$$\frac{\partial g}{\partial K_p} = \frac{[Q_{SE}(K_{p_0}+h, K_{q_0}) - Q_M] - [Q_{SE}(K_{p_0}, K_{q_0}) - Q_M]}{h} \quad (3.26)$$

Para obter os valores das derivadas da segunda coluna da matriz Jacobiana, procede-se da mesma forma descrita anteriormente, com a diferença que para a derivada parcial de f e g em relação a Kq , deve substituir o valor de Kq da iteração atual por $Kq + h$, retornando o valor de Kp ao que era antes. Desta forma, as derivadas ficam:

$$\frac{\partial f}{\partial K_q} = \frac{[P_{SE}(K_{p_0}, K_{q_0}+h) - P_M] - [P_{SE}(K_{p_0}, K_{q_0}) - P_M]}{h} \quad (3.27)$$

$$\frac{\partial g}{\partial K_q} = \frac{[Q_{SE}(K_{p_0}, K_{q_0}+h) - Q_M] - [Q_{SE}(K_{p_0}, K_{q_0}) - Q_M]}{h} \quad (3.28)$$

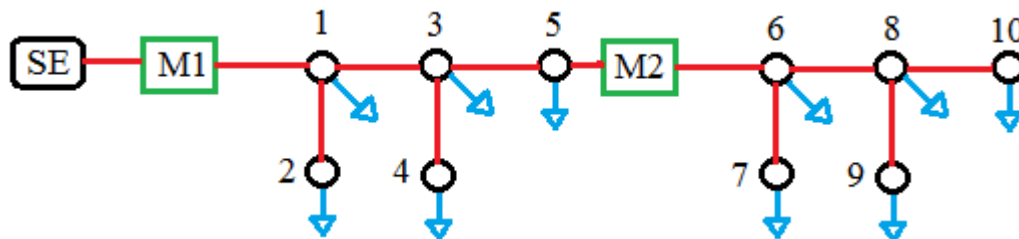
É de suma importância que o valor de h seja pequeno, sendo o valor de 10^{-6} adequado, pois garante uma resposta muito próxima do valor exato.

3.1.3 Rede Elétrica com Dois Medidores

Numa rede elétrica primária com apenas um medidor, normalmente instalado no início do alimentador, assume-se que todas as cargas do sistema estão sob influência desse medidor, constituindo apenas uma zona de influência. Porém, quando um outro medidor é instalado em uma barra qualquer, há a possibilidade de dividir a rede em duas zonas de influência e realizar o ajuste de carga para cada zona de forma independente. As zonas de influência são vistas como uma rede particular, formadas pelas barras a jusante do seu próprio medidor até o limite do outro medidor, sempre adotando a premissa de que todas as barras de uma mesma região se comportam de forma semelhante. Isso pode ser feito, sem prejuízo nos cálculos, pois o medidor fornece a medição do valor exato do fluxo que passa por um certo trecho e que alimenta as cargas posteriores a ele.

Considere a rede de 10 barras da Figura 3.3 como sendo o resultado de duplicar a rede de 5 barras da Figura 3.2. A implantação de um medidor no ramo que liga a barra 5 à barra 6 faz a rede ser dividida em duas zonas, sendo que a 1ª zona de influência é formada pelas barras 1 a 5 e pelo Medidor 1 (M1), enquanto a 2ª zona é constituída pelas barras 6 a 10 e pelo Medidor 2 (M2).

Figura 3.3 - Rede exemplo com 10 barras, uma SE e dois medidores.

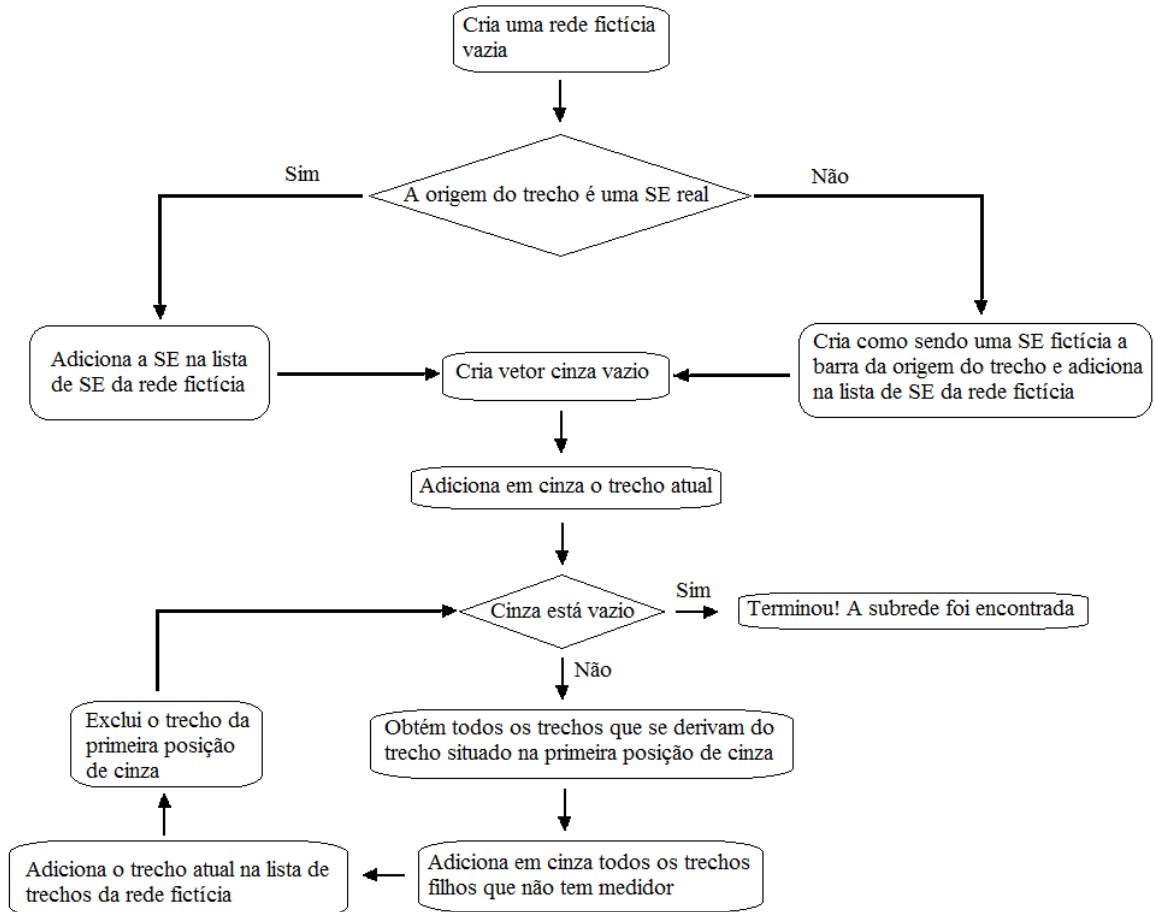


Fonte: Elaborado pelo autor

Os dados de entrada da rede são fornecidos da mesma forma que para a rede com 1 medidor, incluindo o valor medido em M2. Em seguida, o algoritmo de busca em largura é executado, estabelecendo a rede em análise, em termos de SEs e trechos. Como há dois

medidores instalados na rede, é preciso efetuar um pré-processamento para montar sub-redes com apenas as zonas de influência de cada medidor. O algoritmo de pré-processamento é detalhado pelo fluxograma da Figura 3.4 e sempre inicia percorrendo a rede a partir da SE

Figura 3.4 - Fluxograma do algoritmo para montar subredes



Fonte: Elaborado pelo autor

Uma vez definida a 1º zona de influência, necessariamente conectada à uma subestação, a rede se comporta temporariamente como a rede da Figura 3.5, com todo o arranjo formado a partir da barra 5 substituído por uma carga igual ao valor da potência medida pelo medidor 2. Para essa 1º zona, é realizado o ajuste de demanda para suas cargas pertencentes, seguindo a mesma ideia descrita na seção 3.1.2. A estimativa inicial é feita da mesma forma como definida pelas equações (3.1) e (3.2), porém com um diferencial: subtrair da potência medida daquela zona de influência a soma das potências medidas nos medidores a jusante. Por exemplo, para a rede da Figura 3.3, considerando que M1 esteja medindo 2,50 MW e 1,00 Mvar e o M2 medindo 0,70 MW e 0,40 Mvar, a estimativa inicial dos fatores de carregamento para a 1º zona é dado como:

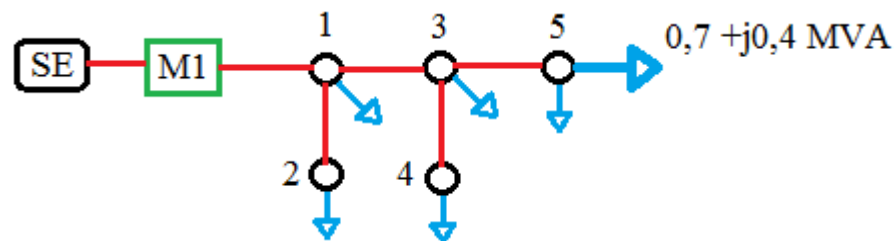
$$K_{p_1} = \frac{P_{M_1} - P_{M_2}}{\sum_{j=1}^{n_b} P_{nom}} \quad (3.29)$$

$$K_{q_1} = \frac{Q_{M_1} - Q_{M_2}}{\sum_{j=1}^{n_b} Q_{nom}} \quad (3.30)$$

Onde o subscrito nb representa o número de barras que integram a 1º zona.

De posse das estimativas iniciais, executa-se o MSP para calcular o estado da rede na configuração de carga proporcionada pelo chute inicial, analisando se a potência calculada no trecho ligado ao respectivo medidor da zona 1 é o mesmo do fluxo medido M1. Se não for, tem-se que melhorar os valores dos fatores de correção, através do método de Newton, adotando a estratégia 1 ou 2 para determinar os elementos da matriz Jacobiana.

Figura 3.5 - 1º zona de influência da rede da Figura 3.3

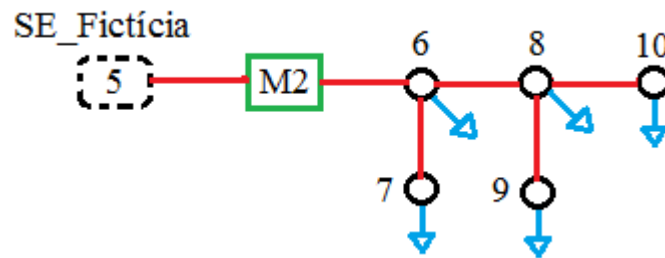


Fonte: Elaborado pelo autor

Resolvida a 1º zona, com a especificação do K_{p_1} e K_{q_1} que definem as cargas dessa zona e fixado o estado de suas barras, segue-se para a solução do ajuste de carga da 2º zona. Neste caso, a rotina descrita no fluxograma da Figura 3.4 é mais uma vez executada para montar a rede que compõe esta zona, considerando a barra 5 como uma SE fictícia da 2º zona e que alimenta os trechos 6 a 10, com tensão igual a encontrada pelo ajuste da 1º zona. A rede que deve ser agora solucionada é a da Figura 3.6.

Para o ajuste de carga da zona 2 devem ser efetuados todos os mesmos procedimentos realizados para a primeira zona, sempre usando como teste de convergência a diferença entre a potência calculada e a medida pelo medidor. O ajuste deve terminar quando o valor absoluto dessa diferença for menor que certa tolerância, por exemplo, 10^{-6} . O resultado é K_{p_2} e K_{q_2} da zona e, conseqüentemente, a configuração de carga daquela parte da rede é definida.

Figura 3.6 - 2ª zona de influência da rede da Figura 3.3



Fonte: Elaborado pelo autor

3.1.4 Rede Elétrica com Vários Medidores

Para realizar o ajuste de carga de uma rede com vários medidores deve ser seguida a mesma ideia adotada para o caso de dois medidores, isto é, a rede deve ser dividida em quantidades de zonas de influência igual ao número de medidores existentes no sistema e em cada zona deve admitir que as cargas apresentam comportamento único. Cada zona i deve ser resolvida em função do seu próprio medidor M_i com o intuito de estabelecer os fatores Kp_i e Kq_i , aplicando os conceitos de estimação de estado semelhante a rede com um medidor. Perceba que a ordem de resolução das zonas é sempre partindo da zona que tem o medidor ligado a SE real da rede, pois é a única tensão conhecida inicialmente, e para resolver as demais zonas é necessário saber a tensão das barras onde há a presença de medidores, já que estas serão vistas como SE's fictícias para as zonas seguintes.

Terminada a solução de todas as zonas com as quais a rede foi dividida, tem-se o conhecimento mais exato do estado da rede. De fato, com a colocação de mais de um medidor, o número de cargas em cada zona de influência é menor, reduzindo o erro associado a premissa de comportamento uniforme das cargas. Para as zonas que apresentam derivações, o cálculo inicial dos fatores de correção é realizado de forma genérica por:

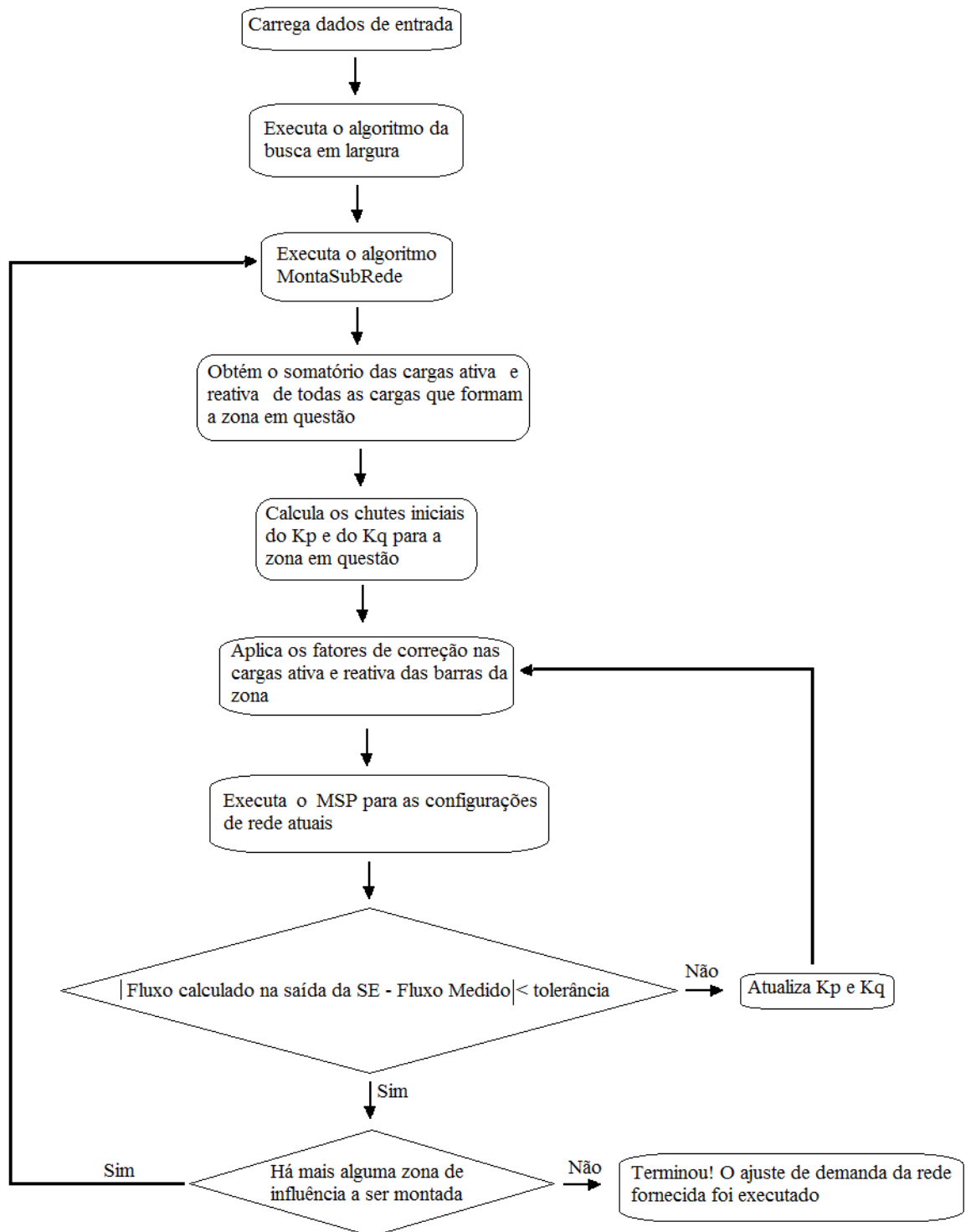
$$Kp_j = \frac{P_{M_j} - \sum P_M \text{ adj}}{\sum_{j=1}^{n_{bj}} P_{nom}} \quad (3.31)$$

$$K_{q_j} = \frac{Q_{M_j} - \sum Q_M \text{adj}}{\sum_{j=1}^{n_{b_j}} Q_{nom}} \quad (3.32)$$

Onde:

- P_{M_j} = potência ativa medida pelo medidor da zona j .
- Q_{M_j} = potência reativa medida pelo medidor da zona j .
- $\sum P_M \text{adj}$ = somatório das potências ativas medidas pelo medidores das zonas adjacentes a zona j .
- $\sum Q_M \text{adj}$ = somatório das potências reativas medidas pelo medidores das zonas adjacentes a zona j .

O fluxograma da Figura 3.7 ilustra os passos que devem ser seguidos para que se faça o ajuste de demanda de uma rede com n medidores.

Figura 3.7 - Fluxograma do ajuste de demanda de uma rede com n medidores

Fonte: Elaborado pelo autor

4. Resultados e Análises

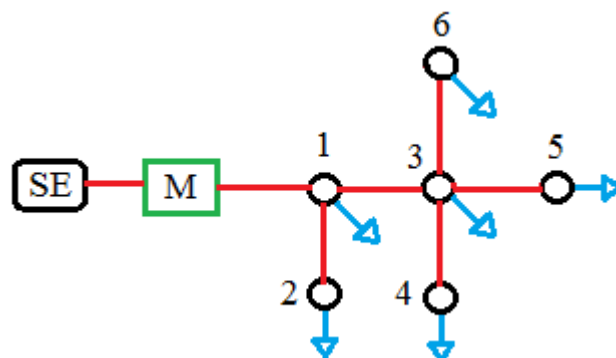
Neste capítulo são apresentados os resultados e análises feitos a partir da aplicação do método proposto de ajuste de demanda da rede pelo método de Newton. Na primeira parte, os resultados do método desenvolvido são comparados e avaliados com relação aos resultados obtidos pela aplicação do método empírico (seção 2.6), utilizando uma rede com um único medidor. Na segunda parte, é feito o mesmo procedimento realizado na primeira parte para validação do método, agora usando uma rede com dois medidores. Por fim, na terceira parte, o método de atualização dos fatores de carregamento por Newton é aplicado a uma rede real de 63 barras para analisar o benefício de se colocar mais de um medidor na rede.

4.1 Validação do Método para a Rede com um Medidor

O método proposto foi implementado por um programa desenvolvido no ambiente de programação *Visual Studio Professional*[®] 2013, aplicando a linguagem de programação *C#*. Para avaliação dos resultados, os testes foram feitos em um computador com processador *Intel*[®] *Core*[™] *I5*, 2,30 GHz, memória RAM de 6GB, sistema com 64 bits *Windows*[®] 10.

Para validação do método para uma rede com apenas um medidor instalado no ramo que liga a SE à barra 1, foi adotada a rede exemplo da Figura 4.1, composta por uma SE e seis barras, cada qual com suas cargas. As informações sobre a rede podem ser vistas no Anexo A.1. A ideia é simular uma rede de distribuição primária originada de uma SE de distribuição de 13,8 kV e, com isso, empregou-se como tensão de base a própria tensão da SE.

Figura 4.1 - Rede elétrica com um medidor, uma SE e seis barras



Fonte: Elaborado pelo autor

Supondo que o medidor M da rede da Figura 4.1 esteja medindo 3,00 MW de potência ativa e 1,5 Mvar de potência reativa, executando o ajuste de demanda tanto pelo método de Newton quanto pelo empírico, tem-se como resultado o exposto na Tabela 4.1. Em cada caso foi obtido os resultados para as hipóteses dos três tipos de cargas modeladas pelo modelo ZIP, ou seja, para o caso em que todas as cargas são do tipo 100% Pcte, depois 100% Icte e, por fim, 100% Zcte.

Os resultados mostram a solução do Kp e do Kq para cada tipo de carga executada para cada método de atualização dos fatores, assim como o número de iterações necessárias para encontrar os valores dos fatores, o número total de iterações de MSP efetuados para definir o melhor ajuste de carga da rede e o tempo gasto para alcançar a convergência do resposta. Por exemplo, para obter os resultados das colunas P, referente ao modelo de carga 100% Pcte, aplicando um dos três métodos para atualização dos fatores de correção, deve ser fixado em 1 os coeficientes a_1 e a_2 , relacionados a cada carga, e os demais coeficientes em 0. Isso é feito colocando em 1 os valores entre parênteses da coluna *potenciaCte* nos dados de entrada da rede, como pode ser visto na Tabela A.2. Para obter os resultados de desempenho, indicados nas colunas I da Tabela 4.1, quando as cargas são modeladas como 100% Icte, os valores entre parênteses da coluna *correnteCte* devem ser fixados em 1 e os das colunas *potenciaCte* e *impedanciaCte* em 0, expressando a relação específica para carga do tipo 100% Icte, $b_1 = b_2 = 1$, $a_1 = a_2 = c_1 = c_2 = 0$. As colunas Z, ilustram os resultados do ajuste de demanda para o caso das cargas serem do tipo 100% Zcte. Neste caso, os valores da coluna *impedanciaCte* são colocados em 1, com os valores das colunas *potenciaCte* e *correnteCte* fixados em 0.

Tabela 4.1 - Resultado do ajuste de carga da rede exemplo da Figura 4.1.

Medição : 3,00 + j1,50 MVA									
Método	Empírico			Newton 1			Newton 2		
	P	I	Z	P	I	Z	P	I	Z
Kp	0,3305	0,3801	0,4349	0,3305	0,3801	0,4349	0,3305	0,3801	0,4349
Kq	0,1368	0,1581	0,1817	0,1368	0,1581	0,1817	0,1368	0,1581	0,1817
Nº de iterações de atualização	14	13	14	9	9	13	5	5	5
Nº de iterações de MSP	57	69	89	41	50	87	57	71	84
Tempo de convergência	64,4ms	62,3ms	66,8ms	65,9ms	74,2ms	85,5ms	73,0ms	73,3ms	75,2ms

Fonte: Elaborado pelo autor

A forma de analisar os resultados da Tabela 4.1 se faz da seguinte forma: primeiramente, escolha um dos três métodos de atualização dos fatores Kp e Kq , Empírico, Newton 1 ou Newton 2. Em seguida, selecione uma das três colunas referente a um tipo de modelo de carga. A coluna P contém as informações do ajuste para as cargas modeladas como

100% Pcte. A coluna I representa os resultados para as cargas modeladas como 100% Icte e a coluna Z referencia os resultados para as cargas modeladas como 100% Zcte. Como forma de melhor entender a maneira de analisar os dados da Tabela 4.1, considere, por exemplo, que se queira saber a solução do ajuste de demanda quando é aplicado o método empírico para atualização dos fatores de carregamento. Para as cargas da rede da Figura 4.1 modeladas como 100% Pcte, os resultados do ajuste de demanda são:

- $K_p = 0,3305$;
- $K_q = 0,1368$;
- N° de iterações de atualização = 14;
- N° de iterações de MSP = 57;
- Tempo de convergência = 64,4ms.

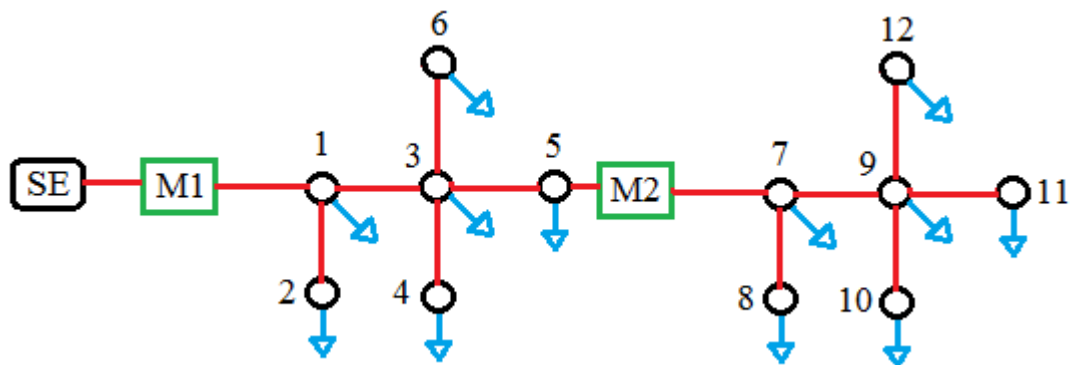
As colunas Newton 1 e Newton 2 referem-se, respectivamente, ao método de Newton com a adoção das estratégias 1 e 2 de determinação dos elementos da matriz Jacobiana. Percebe-se que o método proposto, nesta obra, de atualização do K_p e K_q a partir dos fundamentos de Newton converge para a resposta exata dos fatores de correção em todos os cenários de cargas. Interpretando os dados da Tabela 4.1, nota-se que para apenas uma única zona de influência o método empírico fornece um meio de obtenção dos fatores de modo mais rápido, apesar de precisar de mais iterações para convergir para a resposta. Isso se dá pelo fato de que a etapa de atualização dos fatores pelo método empírico requer poucas operações em contrapartida dos métodos Newton 1 e Newton 2 que, para atualizar as variáveis, executam diversas etapas até obter estimativas melhoradas dos fatores, o que faz demandar um maior tempo. Para elucidar, por exemplo, o método Newton 2 executa duas vezes o MSP para ter os novos valores de K_p e K_q que serão utilizados na próxima iteração. Os tempos de convergência de cada método foram tomados como sendo a média de 12 tempos de execução, eliminados o pior e o melhor caso.

Portanto, em redes elétricas com um único medidor o método empírico se destaca por proporcionar um algoritmo mais ágil de ajuste de carga. Em seguida, será analisado os resultados para os três métodos aplicados para realizar o ajuste de demanda de uma rede de distribuição com dois medidores.

4.2 Validação do Método para Rede com Dois Medidores

Para testar o desempenho dos métodos de ajuste de carga em uma rede com dois medidores, foi utilizada uma rede com 12 barras, de acordo a Figura 4.2. Esta rede exemplo possui um medidor instalado na saída da SE e outro instalado no início do ramo que liga a barra 5 a barra 7 e que mede o fluxo de potência que flui entre essas duas barras. Perceba que o fluxo medido pelo medidor 2 indica o montante de energia total que está sendo transferido para atender as exigências das cargas das barras a jusante da barra 5 e compensar as perdas elétricas. Por simplificação, adota-se que as cargas a jusante do Medidor 2 são iguais as cargas monitoradas pelo Medidor 1. Os dados desta rede estão contidos na tabela do Anexo A.2.

Figura 4.2 - Rede elétrica com dois medidores, uma SE e doze barras



Fonte: Elaborado pelo autor

A Tabela 4.2 traz os resultados do ajuste de carga das duas zonas de influência nas quais a rede da Figura 4.2 é dividida, com a especificação do Kp e do Kq de cada zona de influência válidas para os três tipos de carga.

Considera-se que o fluxo medido, em um certo instante, pelo Medidor 1 é de $3,00 + j1,50$ MVA e pelo Medidor 2 de $1,00 + j0,50$ MVA. Percebe-se que com a colocação de mais um medidor na rede, o método empírico, que antes, para rede com um medidor, apresentou resultados mais satisfatório em relação aos outros métodos, apresenta um desempenho desfavorável do ponto de vista de velocidade de convergência das respostas, sobretudo em função do alto número de iterações gastos para solução da 1ª zona de influência. A tendência é que com mais medidores sendo instalados na rede, o método empírico leve um tempo maior para convergir. Outra característica peculiar do método empírico, um tanto quanto negativa, consiste na capacidade de convergência apenas para

redes fraca ou moderadamente carregadas. Por exemplo, supondo que houve, em virtude de alguma circunstância, um aumento na demanda ativa das cargas da 1ª zona da rede da Figura 4.2, provocando, assim, uma elevação no fluxo de potência ativa na saída da SE de 0,5MW. O método empírico, para essas condições, não é capaz de resolver o ajuste de carga da rede, tornando-o muito limitado. A forma de analisar os dados da Tabela 4.2 é feita da mesma forma como é analisada a Tabela 4.1.

Tabela 4.2 - Resultado do ajuste de carga da rede exemplo da Figura 4.2

1ª Zona de Influência									
Medição 1 : 3,00 + j1,50 MVA									
Método	Empírico			Newton 1			Newton 2		
	P	I	Z	P	I	Z	P	I	Z
Kp1	0,1961	0,2595	0,3251	0,1961	0,2595	0,3251	0,1961	0,2595	0,3251
Kq1	0,0636	0,0922	0,1251	0,0636	0,0922	0,1251	0,0636	0,0922	0,1251
Nº de iterações de atualização	37	29	25	16	9	11	6	5	5
2ª Zona de Influência									
Medição 2 : 1,00 + j0,50 MVA									
Método	Empírico			Newton 1			Newton 2		
	P	I	Z	P	I	Z	P	I	Z
Kp2	0,1162	0,1544	0,1999	0,1162	0,1544	0,1999	0,1162	0,1544	0,1999
Kq2	0,0532	0,0709	0,0921	0,0532	0,0709	0,0921	0,0532	0,0709	0,0921
Nº de iterações de atualização	9	9	10	6	8	11	5	5	5
Nº de iterações de MSP	186	202	220	102	87	123	129	135	152
Tempo de convergência	96ms	91,4ms	102ms	79,7ms	76ms	86,3ms	85,3ms	93,7ms	121,3ms

Fonte: Elaborado pelo autor

Pela Tabela 4.2 é possível concluir que o método de Newton proposto para atualizar os fatores, considerando as duas estratégias de determinação das derivadas parciais da matriz Jacobiana, também chegam nos valores corretos de Kp e Kq que proporcionam uma configuração de carregamento do alimentador bem próxima da realidade. O método Newton 2, embora convirja para a resposta em poucas iterações, comparado aos outros dois métodos, processa um tempo considerável, devido, justamente, ao seu próprio caráter de implementação, que executa, para cada chamada, dois MSP's necessários para determinar as funções f e g quando uma perturbação em torno dos valores atuais de Kp e Kq é dada.

O método Newton 1 mostra os melhores resultados de solução das duas zonas de influência, apresentando poucas iterações em relação ao método empírico e menor tempo de convergência dentre todos os métodos de ajuste de demanda da rede exemplo com dois medidores. De modo geral, mesmo que o método empírico seja o mais indicado para estimar o estado de redes com um medidor, para redes com n medidores este método apresenta grandes

problemas de tempo de convergência e solução das zonas de influência. Levando em conta que a diferença entre os tempos de convergência dos métodos empírico e Newton 1 para redes com um medidor é substancial e que, de certa forma, o método Newton 1 converge à resposta também em pouco tempo, conclui-se que o método de ajuste de carga baseado na formulação do método de Newton para soluções de equações, utilizando a estratégia 1 de determinação dos elementos da matriz Jacobiana, é a melhor opção para ser aplicado a qualquer rede, com qualquer quantidade de medidores instalados, com intuito de ter o conhecimento mais fidedigno dos parâmetros da rede.

4.3 Análise da Rede Real de 63 barras

As redes elétricas modeladas neste trabalho são divididas em zonas de influência de acordo com o número de medidores instalados. Cada zona é constituída por barras que ficam submetidas a medição do seu respectivo medidor e que se comportam de maneira similar. Quando a rede apresenta apenas 1 medidor, dependendo do número de barras, as respostas encontradas pelo ajuste de carga podem ser influenciadas por erros expressivos devido a hipótese de comportamento uniforme das cargas. A influência desses erros no resultado do estado da rede pode ser amenizada com a colocação de mais medidores, diminuindo assim o número de barras sujeitas a hipótese de mesmo comportamento e melhorando a estimação do estado da rede.

Para ilustrar as vantagens que são obtidas pela instalação de mais de um medidor numa rede de distribuição primária, é utilizada uma rede real com 63 barras atendida por uma subestação de 13,8 kV, cujo arranjo e informações estão apresentados no Anexo A.3. Primeiramente, é simulado o cenário em que há apenas um medidor na rede, instalado na saída da SE, medindo um fluxo de $8,00 + j4,00$ MVA.

Uma vez verificado na seção 4.1 e 4.2 que o método proposto para atualização dos fatores de carregamento pelo método de Newton converge para os corretos valores de Kp e Kq , considerando todos os tipos de carga, tanto para rede com um medidor quanto para rede com dois medidores, decidiu-se, por simplificação, realizar o ajuste de demanda da rede com 63 barras para o caso em que todas as cargas são modeladas como sendo 100% potência constante. A intenção desta seção é, a partir dos resultados obtidos, mostrar que a instalação

de mais um medidor aperfeiçoa a estimação do estado da rede. Na Tabela 4.3 são mostrados os resultados do ajuste de carga da rede com um medidor.

Tabela 4.3 - Resultado do ajuste de carga da rede com 63 barras e um medidor.

Medição : $8,00 + j4,00$ MVA			
Método	Empírico	Newton 1	Newton 2
	P	P	P
Kp	0,7785	0,7785	0,7785
Kq	0,3659	0,3659	0,3659
Nº de iterações de atualização	8	7	4
Nº de iterações de MSP	24	21	31
Tempo de convergência	145,5ms	153,3ms	208,3ms

Fonte: Elaborado pelo autor

Caso se tenha interesse em obter os resultados para as cargas modeladas como 100% Icte ou 100% Zcte, devem ser feitos os ajustes adequados, como descrito na seção 4.1, nos dados de entrada da rede vistos na Tabela A.3.

Considera-se, agora, que é instalado um segundo medidor no início do ramo que liga as barras 43 e 45, dividindo a rede em duas zonas de influências. Supondo que o segundo medidor esteja medindo um fluxo de potência de $3,00 + j 2,00$ MVA, são mostrados na Tabela 4.4 os resultados do ajuste de carga da rede com dois medidores.

Tabela 4.4 - Resultado do ajuste de carga da rede com 63 barras e dois medidores.

1º Zona de Influência			
Medição 1: 8,00 + j4,00 MVA			
Método	Empírico	Newton 1	Newton 2
	P	P	P
Kp1	0,7007	0,7007	0,7007
Kq1	0,2504	0,2504	0,2504
Nº de iterações de atualização	31	7	4
2º Zona de Influência			
Medição 2 : 3,00 +j2,00 MVA			
Método	Empírico	Newton 1	Newton 2
	P	P	P
Kp2	0,9401	0,9401	0,9401
Kq2	0,5980	0,5980	0,5980
Nº de iterações de atualização	6	7	4
Nº de iterações de MSP	97	37	52
Tempo de convergência	294,7ms	172,3ms	188ms

Fonte: Elaborado pelo autor

Mais uma vez, nota-se que quando é instalado mais de um medidor na rede, o método empírico apresenta um desempenho lento de convergência, ratificando o método de Newton 1 como sendo o método mais recomendado para fazer a estimação de estado da rede. Para se ter uma ideia do benefício que a instalação de mais um medidor traz para a obtenção das características mais exatas da rede, a Tabela 4.5 exemplifica a magnitude da tensão em algumas barras da rede no cenário de 1 e 2 medidores.

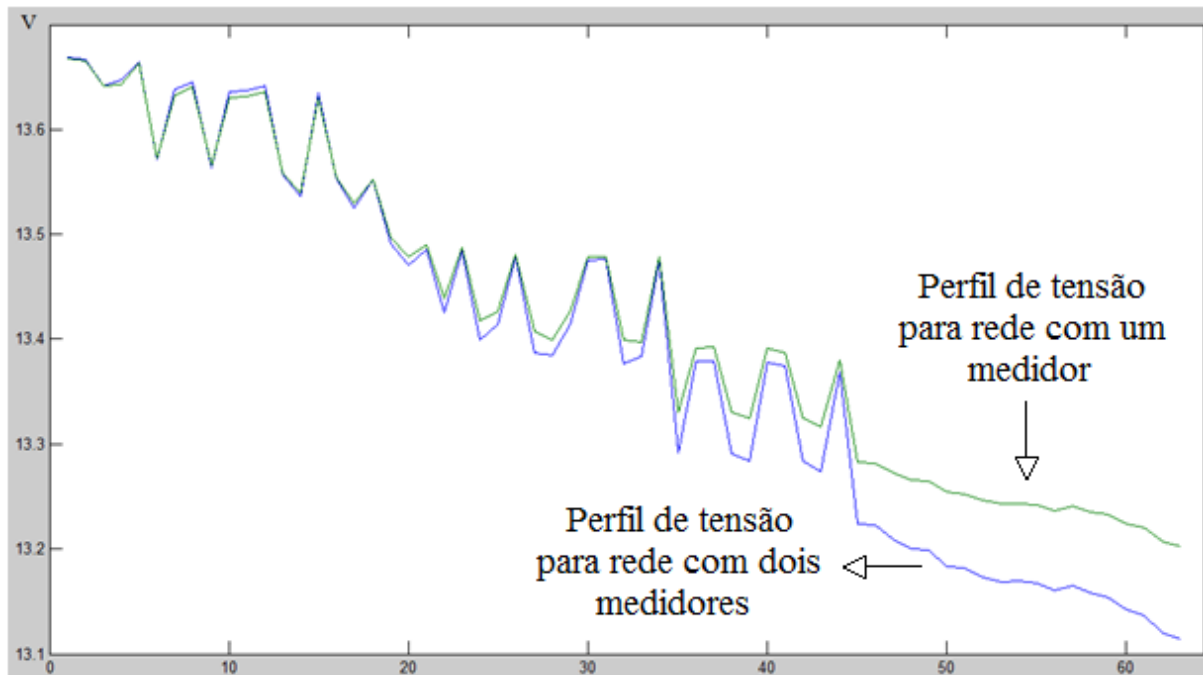
Tabela 4.5 - Resultado da magnitude das tensões para o cenário de um e dois medidores.

Tensão (kV)			
	1 Medidor	2 Medidores	Diferença (%)
Barra 5	13,6624	13,6632	0,08%
Barra 16	13,5527	13,5508	0,13%
Barra 32	13,3969	13,3714	2,55%
Barra 40	13,3887	13,3738	1,59%
Barra 63	13,1971	13,1055	9,16%

Fonte: Elaborado pelo autor

É mostrado no gráfico da Figura 4.3, o perfil das tensões em todas as 63 barras para o cenário de um medidor e dois medidores. A curva de cor verde representa as tensões obtidas para o caso de um medidor na rede. Já a curva azul representa as tensões na situação de dois medidores na rede.

Figura 4.3 - Perfil das tensões nas barras para a rede com 63 barras



Fonte: Elaborado pelo autor

Pode ser visto pelos resultados obtidos na Tabela 4.5 e no gráfico da Figura 4.3 que para um medidor, os parâmetros da rede encontrados apresentam um erro associado, impedindo ter o conhecimento de fato sobre o estado da rede. Perceba que as barras mais distantes da subestação sofrem mais com as quedas de tensão, tendo seu valor melhor estimado com a colocação de mais um medidor na rede. Muito provavelmente algum equipamento instalado, por exemplo na barra 63, capaz de medir tensão, indicaria a tensão encontrada no cenário de dois medidores.

Indubitavelmente, com a instalação de mais medidores, resultados mais fidedignos relativos ao estado elétrico da rede serão obtidos, os quais proporcionam um melhor controle na operação do sistema.

5. Conclusão

O fluxo de carga é um cálculo realizado em redes do Sistema Elétrico de Potência para determinar as características e aspectos elétricos as quais estão submetidas. É importante obter as informações corretas que descrevem efetivamente o estado real da rede para que possa ter o conhecimento sobre a situação de operação de cada elemento da rede e, a partir daí, traçar um planejamento mais otimizado do sistema.

A utilização de poucos medidores nas redes elétricas de distribuição primária dificulta a determinação mais fiel do cenário real de tais rede. Muitas redes apresentam apenas um único medidor instalado na saída da subestação. Este trabalho mostrou o desenvolvimento de um método que faz o ajuste de demanda das cargas da rede, baseado na medição indicada pelo medidor, e que proporciona, dentro dos casos possíveis, a melhor configuração de carregamento. Este método utiliza o MSP como o algoritmo responsável por resolver o cálculo do fluxo de carga das redes em análise, além dos conceitos do método de Newton de resolução de equações para encontrar a melhor combinação dos fatores de correção K_p e K_q . Este método foi intitulado na obra como método de Newton 1, possibilitando agilidade de convergência para a resposta correta do problema.

Foram realizados testes em redes exemplo e numa rede real, que validaram a veracidade do método proposto, tendo excelente desempenho na solução de redes onde são colocados mais de um medidor com a intenção de diminuir o erro relacionado a resposta, o qual está associado a hipótese de considerar que as cargas de uma mesma zona de influência se comportam de maneira uniforme, idêntica.

Pela análise dos resultados, conclui-se que o método de ajuste de demanda desenvolvido é o mais recomendado para resolver redes com n medidores, fornecendo, de maneira rápida, resultados confiáveis.

Referências Bibliográficas

- BRAZ, H. D. de M. **Método da Soma de Potências com Ajuste de Demanda considerando Múltipla Medições**. 2010.
- BRAZ, H. D. de M. **Texto Introdutório sobre o Método da Soma de Potências**. 2002.
- CESPEDES, R. G. **New method for the analysis of distribution networks**. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 1990
- COTRIM, ADEMARO A.M.B. **Instalações Elétricas**. 5º. ed. São Paulo: Pearson, 2013.
- GEBRAN, AMAURY PESSOA. **Manutenção e Operação de Equipamentos de Subestação**. Porto Alegre: Bookman, 2014.
- GOMES-EXPÓSITO, CONEJO, CAÑIZARES. **Sistemas de Energia Elétrica : Análise e Operação**. 1º. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2015.
- GUIMARÃES, CARLOS HENRIQUE COSTA. **Sistemas Elétricos de Potência e seus Principais Componentes**. 1º. ed. Rio de Janeiro: Ciência Moderna Lta, 2014
- KAGAN, OLIVEIRA, ROBBA. NELSON, CÉSAR BARIONI, ERNESTO JOÃO. **Introdução a Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2º. ed. São Paulo: Blucher, 2010.
- MONTICELLI, GARCIA. **Introdução a Sistemas de Energia Elétrica**. 2º. ed. São Paulo: Unicamp, 2011.
- NEVES, MARCELO SILVA. **Modelagem de Carga em Sistemas de Energia Elétrica: Modelo Matemática e sua Validação com Testes de Campo**. Juiz de Fora, Minas Gerais - Brasil, 2008.
- PINTO, MILTON DE OLIVEIRA. **Energia Elétrica: Geração, Transmissão e Sistemas Interligados**. 1º. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2014.
- Sistema Elétrico de Potência - SEP : guia : conceito, análises e aplicações de segurança da NR-10**. 1º. ed. São Paulo: Érica, 2012.
- SOUSA, B. A. de. **Distribuição de Energia Elétrica**. Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal da Paraíba, 1997.

Anexo A - Dados de Entrada das Redes Usadas

A.1 - Rede Exemplo com 6 barras, uma Subestação e um Medidor.

Tabela A.1 - Dados de entrada referentes a rede exemplo da Figura 4.1.

```

dados_se
(
  ID          V          |Vbase|
  0          (13.8@0.0)  13.8
)
FIM
dados_barra
(
  ID          potenciaCte  correnteCte  ImpedanciaCte  SLnominal
  1          (1.00,1.00)  (0.00,0.00)  (0.00,0.00)  (2.000000,2.000000)
  2          (1.00,1.00)  (0.00,0.00)  (0.00,0.00)  (1.000000,1.000000)
  3          (1.00,1.00)  (0.00,0.00)  (0.00,0.00)  (0.707107,0.707107)
  4          (1.00,1.00)  (0.00,0.00)  (0.00,0.00)  (1.000000,1.000000)
  5          (1.00,1.00)  (0.00,0.00)  (0.00,0.00)  (1.442221,1.442221)
  6          (1.00,1.00)  (0.00,0.00)  (0.00,0.00)  (2.000000,2.000000)
)
FIM
dados_ramo
(
  origem      destino      impedancia  estadoChave  SM          Ligado
  0           1           (3.00,4.00)  Desabilitada  (3.00,1.50)  True
  1           2           (4.00,3.00)  Desabilitada  (0.00,0.00)  False
  4           3           (3.00,4.00)  Desabilitada  (0.00,0.00)  False
  5           3           (4.00,3.00)  Desabilitada  (0.00,0.00)  False
  1           3           (4.00,5.00)  Desabilitada  (0.00,0.00)  False
  6           3           (4.00,3.00)  Desabilitada  (0.00,0.00)  False
)
FIM

```

A.2 - Rede Exemplo com 12 barras, uma Subestação e Dois Medidores.

Tabela A.2 - Dados de entrada referentes a rede exemplo da Figura 4.2.

```

dados_se
(
  ID          V          |Vbase|
  0          (13.8@0.0)    13.8
FIM
dados_barra
(
  ID          potenciaCte    correnteCte    ImpedanciaCte    SLnominal
  1          (1.00,1.00)    (0.00,0.00)    (0.00,0.00)    (2.000000,2.000000)
  2          (1.00,1.00)    (0.00,0.00)    (0.00,0.00)    (1.000000,1.000000)
  3          (1.00,1.00)    (0.00,0.00)    (0.00,0.00)    (0.707107,0.707107)
  4          (1.00,1.00)    (0.00,0.00)    (0.00,0.00)    (1.000000,1.000000)
  5          (1.00,1.00)    (0.00,0.00)    (0.00,0.00)    (1.442221,1.442221)
  6          (1.00,1.00)    (0.00,0.00)    (0.00,0.00)    (2.000000,2.000000)
  7          (1.00,1.00)    (0.00,0.00)    (0.00,0.00)    (2.000000,2.000000)
  8          (1.00,1.00)    (0.00,0.00)    (0.00,0.00)    (1.000000,1.000000)
  9          (1.00,1.00)    (0.00,0.00)    (0.00,0.00)    (0.707107,0.707107)
  10         (1.00,1.00)    (0.00,0.00)    (0.00,0.00)    (1.000000,1.000000)
  11         (1.00,1.00)    (0.00,0.00)    (0.00,0.00)    (1.442221,1.442221)
  12         (1.00,1.00)    (0.00,0.00)    (0.00,0.00)    (2.000000,2.000000)
FIM
dados_ramo
(
  origem      destino      impedancia      estadoChave      SM      Ligado
  0           1           (3.00,4.00)     Desabilitada     (3.00,1.50)    True
  1           2           (4.00,3.00)     Desabilitada     (0.00,0.00)    False
  4           3           (3.00,4.00)     Desabilitada     (0.00,0.00)    False
  5           3           (4.00,3.00)     Desabilitada     (0.00,0.00)    False
  1           3           (4.00,5.00)     Desabilitada     (0.00,0.00)    False
  6           3           (4.00,3.00)     Desabilitada     (0.00,0.00)    False
  7           5           (3.00,4.00)     Desabilitada     (3.00,1.50)    True
  7           8           (4.00,3.00)     Desabilitada     (0.00,0.00)    False
  10          9           (3.00,4.00)     Desabilitada     (0.00,0.00)    False
  11          9           (4.00,3.00)     Desabilitada     (0.00,0.00)    False
  7           9           (4.00,5.00)     Desabilitada     (0.00,0.00)    False
  12          9           (4.00,3.00)     Desabilitada     (0.00,0.00)    False
FIM

```

A.3 - Rede Real com 63 barras.

Figura A.1 - Arranjo da Rede com 63 barras.

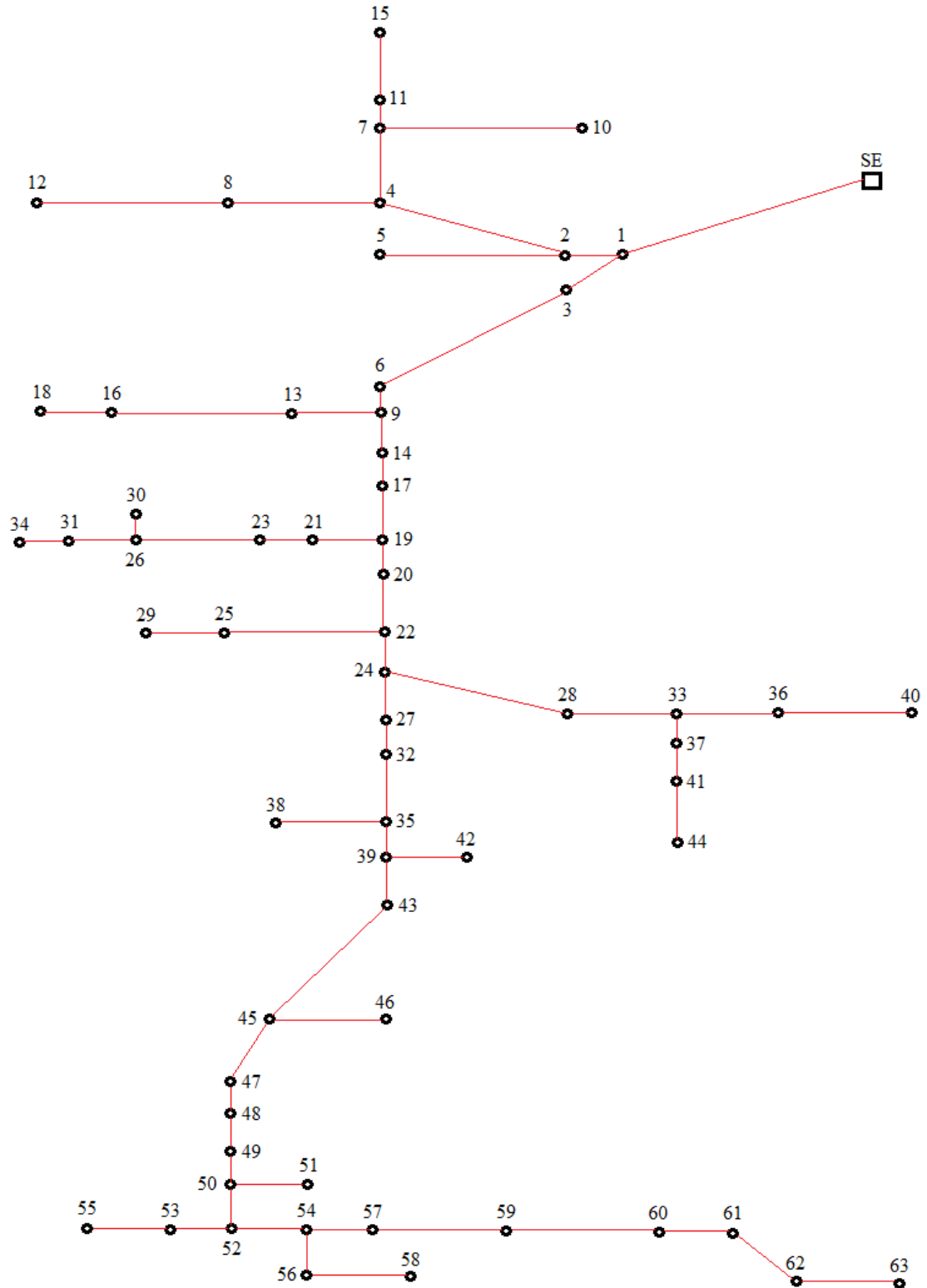


Tabela A.3 - Dados de entrada referentes a rede com 63 barras.

dados_se		V	Vbase		
(ID	(13.8@0.0)	13.8		
FIM					
dados_barra		potenciaCte	correnteCte	ImpedanciaCte	SLnominal
(ID	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.214812,0.214812)
	1	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.214812,0.214812)
	2	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.135052,0.135052)
	3	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.135052,0.135052)
	4	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.080965,0.080965)
	5	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.135052,0.135052)
	6	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.000000,0.000000)
	7	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.135052,0.135052)
	8	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.134364,0.134364)
	9	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.214812,0.214812)
	10	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.080965,0.080965)
	11	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.135052,0.135052)
	12	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.214812,0.214812)
	13	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.135052,0.135052)
	14	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.135052,0.135052)
	15	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.054034,0.054034)
	16	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.135052,0.135052)
	17	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.080965,0.080965)
	18	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.214812,0.214812)
	19	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.000000,0.000000)
	20	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.080965,0.080965)
	21	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.472568,0.472568)
	22	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.108068,0.108068)
	23	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.135052,0.135052)
	24	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.080965,0.080965)
	25	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.404930,0.404930)
	26	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.202465,0.202465)
	27	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.000000,0.000000)
	28	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.270050,0.270050)
	29	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.026931,0.026931)
	30	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.390626,0.390626)
	31	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.135052,0.135052)
	32	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.000000,0.000000)
	33	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.000000,0.000000)
	34	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.405155,0.405155)
	35	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.026931,0.026931)
	36	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.675152,0.675152)
	37	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.270050,0.270050)
	38	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.080965,0.080965)
	39	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.054034,0.054034)
	40	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.026931,0.026931)
	41	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.080965,0.080965)
	42	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.026931,0.026931)
	43	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.242864,0.242864)
	44	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.338377,0.338377)
	45	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.080965,0.080965)
	46	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.080965,0.080965)
	47	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.202465,0.202465)
	48	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.107896,0.107896)
	49	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.080965,0.080965)
	50	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.080965,0.080965)

51	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.270103,0.390626)
52	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.000000,0.000000)
53	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.202465,0.202465)
54	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.000000,0.000000)
55	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.080965,0.080965)
56	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.135052,0.135052)
57	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.135052,0.135052)
58	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.080965,0.080965)
59	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.135052,0.135052)
60	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.135052,0.135052)
61	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.958410,0.958410)
62	(1.00,1.00)	(0.00,0.00)	(0.00,0.00)	(0.080965,0.080965)

FIM

dados_ramo

(origem	destino	impedancia	estadoChave	SM	Ligado
0	1	1	(0.1153,0.2281)	Desabilitada	(10.63,4.68)	True
1	2	2	(0.0251,0.0311)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
1	3	3	(0.0269,0.0533)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
2	4	4	(0.4121,0.1265)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
2	5	5	(0.2789,0.0856)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
3	6	6	(0.0698,0.1380)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
4	7	7	(0.3770,0.1157)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
4	8	8	(0.1103,0.0339)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
6	9	9	(0.0080,0.0158)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
7	10	10	(0.5885,0.1807)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
7	11	11	(0.1226,0.0376)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
8	12	12	(0.2973,0.0913)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
9	13	13	(0.2360,0.0725)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
9	14	14	(0.0282,0.0557)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
11	15	15	(0.5180,0.1590)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
13	16	16	(0.1624,0.0499)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
14	17	17	(0.0118,0.0233)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
16	18	18	(0.1103,0.0339)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
17	19	19	(0.0373,0.0738)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
19	20	20	(0.0274,0.0542)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
19	21	21	(0.0472,0.0585)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
20	22	22	(0.0590,0.1167)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
21	23	23	(0.0125,0.0156)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
22	24	24	(0.0362,0.0716)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
22	25	25	(0.4414,0.1355)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
23	26	26	(0.0671,0.0832)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
24	27	27	(0.0244,0.0482)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
24	28	28	(0.1163,0.1443)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
25	29	29	(0.0521,0.0160)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
26	30	30	(0.1103,0.0339)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
26	31	31	(0.0613,0.0188)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
27	32	32	(0.0179,0.0354)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
28	33	33	(0.0199,0.0247)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
31	34	34	(0.0307,0.0094)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
32	35	35	(0.2850,0.0875)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
33	36	36	(0.1073,0.0329)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
33	37	37	(0.1042,0.0320)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
35	38	38	(0.1992,0.0612)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
35	39	39	(0.0145,0.0286)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
36	40	40	(0.2268,0.0696)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
37	41	41	(0.1655,0.0508)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
39	42	42	(0.1134,0.0348)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
39	43	43	(0.0202,0.0399)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False

41	44	(0.3218,0.0988)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
43	45	(0.0962,0.1903)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
45	46	(0.1318,0.0405)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
45	47	(0.0304,0.0601)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
47	48	(0.0202,0.0399)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
48	49	(0.1624,0.0499)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
48	50	(0.0392,0.0776)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
50	51	(0.0736,0.0226)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
50	52	(0.0301,0.0595)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
52	53	(0.1686,0.0518)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
52	54	(0.0140,0.0174)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
53	55	(0.0981,0.0301)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
54	56	(0.4935,0.1515)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
54	57	(0.0177,0.0220)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
56	58	(0.2391,0.0734)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
57	59	(0.0538,0.0668)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
59	60	(0.0605,0.0750)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False
60	61	(0.0295,0.0366)	Desabilitada	(0.00,0.00)	False