

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

DJÉSSICA STEINER

**DESENVOLVIMENTO E IMPLEMENTAÇÃO DE UMA FERRAMENTA DE SIMULAÇÃO
DE CASOS PARA ANALISAR O IMPACTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS EM REDES
DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Araranguá, SC

2018

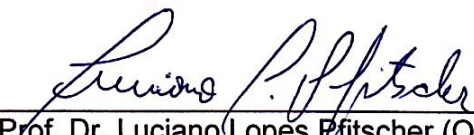
DJÉSSICA STEINER

**DESENVOLVIMENTO E IMPLEMENTAÇÃO DE UMA FERRAMENTA
DE SIMULAÇÃO DE CASOS PARA ANALISAR O IMPACTO DE
VEÍCULOS ELÉTRICOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA**

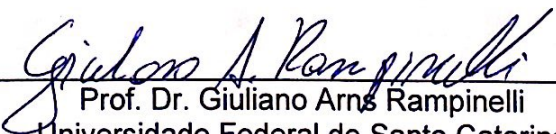
Trabalho de Conclusão de Curso,
apresentado à Universidade Federal de
Santa Catarina, como parte das
exigências para a obtenção do título de
Engenheiro(a) de Energia.

Araranguá, 3 de dezembro de 2018.

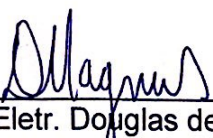
BANCA EXAMINADORA



Prof. Dr. Luciano Lopes Pfitscher (Orientador)
Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. Dr. Giuliano Arnês Rampinelli
Universidade Federal de Santa Catarina



Eng. Eletr. Douglas de Matos Magnus
Universidade Federal de Santa Catarina

AGRADECIMENTOS

Aos Professores Leonardo Elizeire Bremermann e Luciano Lopes Pfitscher pela orientação e horas dedicadas para a realização deste trabalho.

Aos meus familiares, por sempre acreditarem em mim e pela paciência, esforço e apoio durante todos esses anos acadêmicos.

Aos meus amigos, com os quais tive o prazer de conviver durante os anos da faculdade e que me apoiaram durante a construção desse trabalho.

DESENVOLVIMENTO E IMPLEMENTAÇÃO DE UMA FERRAMENTA DE ANÁLISE DE FLUXO DE CARGA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Djéssica Steiner*

RESUMO

Os veículos elétricos são um futuro cada vez mais próximo da realidade e a sua ampla inserção nas redes de distribuição podem impactar a qualidade e a continuidade do fornecimento de energia elétrica. Portanto, fazem necessários estudos que analisem o estado do sistema elétrico de distribuição perante as novas adversidades que a inserção dos veículos elétricos poderá trazer. Isto posto, a implementação de uma ferramenta de análise de sistemas de distribuição em regime permanente é de fundamental importância. Dessa forma, este trabalho tem como objetivo o desenvolvimento e implementação de uma ferramenta de análise de fluxo de carga em sistemas de distribuição. Sendo assim, essa ferramenta poderá auxiliar em estudos e possibilitar a modelagem de veículos elétricos com o intuito de avaliar o seu impacto em redes de distribuição. Para o desenvolvimento da ferramenta proposta de cálculo de fluxo de carga em regime permanente para sistemas de distribuição, foi utilizado a metodologia da soma de potência (MSP). O algoritmo desenvolvido na plataforma do MATLAB para o cálculo de fluxo de carga utilizando o método MSP foi validado para um caso onde foi possível resolver o problema de forma analítica.

Palavras-chave: Sistema de distribuição. Veículos elétricos. Análise de fluxo de carga. Método da soma de potências.

*Graduanda do curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Araranguá, Rodovia Governador Jorge Lacerda, 3201, Jardim das Avenidas Araranguá, Santa Catarina, Brasil, CEP 88900- 000. E-mail: djessicasteiner@hotmail.com

DEVELOPMENT AND IMPLEMENTATION OF A TOOL ABLE TO ANALYZE THE LOAD FLOW ON THE DISTRIBUTION SYSTEM

Djéssica Steiner*

ABSTRACT

The widespread adoption of Electric Vehicles over the distribution system is a realistic trend to the future in the next years and it may cause impacts on the quality and quantity of electric power supply. Therefore, studies are necessary to analyze these potential impacts on distribution system with this new load connected to the grid. For this reason, it is very important the development and implementation of a tool able to analyze the electric distribution system in steady state. Consequently, this work aims the development and implementation of a tool able to analyze the load flow on the distribution system. This tool may aid the decision making of power system operators and planners. In order to develop the proposed tool, it was used the methodology of backward/forward sweep. The algorithm that calculates the load flow using backward/forward sweep method was developed on MATLAB platform. The algorithm validation was performed comparing values with a case where it was possible to solve the problem analytically.

Keywords: Distribution System. Electric vehicles. Load flow analysis. Backward/Forward sweep method.

*Graduanda do curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Araranguá, Rodovia Governador Jorge Lacerda, 3201, Jardim das Avenidas Araranguá, Santa Catarina, Brasil, CEP 88900- 000. E-mail: djessicasteiner@hotmail.com.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	5
1.2 OBJETIVO GERAL.....	7
2 REFERENCIAL TEÓRICO.....	8
2.1 Sistema elétrico de potência.....	8
2.1.1 Sistemas de geração.....	8
2.1.2 Sistema de transmissão	9
2.1.3 Sistema de distribuição	10
2.2 Modelos de cálculo de fluxo de carga.....	13
2.2.1 Métodos tradicionais para cálculo de fluxo de carga	14
2.2.2 Métodos de cálculo de fluxo de carga radial	15
2.3 Impacto nas redes de distribuição pela inserção de veículos elétricos	17
2.3.1 Representação dos veículos elétricos na rede	20
2.3.2 Estratégias de carregamento do VEs.....	21
3 METODOLOGIA	26
3.1 Teoria dos grafos	26
3.1.1 Definição dos grafos.....	26
3.1.2 Definição de árvores	27
3.1.3 Busca em árvores	28
3.2 Método da soma de potências	30
4 IMPLEMENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS	35
4.1 Validação do método	35
4.2 Simulação para um sistema de 4 barras com um gerador conectado.....	40
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	43
REFERÊNCIAS.....	45

1 INTRODUÇÃO

A busca por alternativas mais limpas e independente de combustíveis fósseis para os sistemas de transporte colocou os carros elétricos novamente em destaque no cenário automobilístico mundial. Os veículos elétricos surgem como uma possibilidade de reduzir as emissões de gases poluentes e causadores do efeito estufa, além de diminuir a dependência de combustíveis fósseis e com preços voláteis como o petróleo. As vantagens dos carros elétricos (VEs) sobre os carros a combustão interna (VCIs) vão além das já citadas. Quando comparado a eficiência dos motores, os motores elétricos podem chegar a 80%, enquanto os motores à combustão interna ficam entre 12% e 18% de eficiência. Ademais, os motores dos VEs são mais silenciosos e podem apresentar uma economia de até 80% em relação aos motores que utilizam combustíveis fósseis (FERNANDES, 2013; FVG ENERGIA, 2017).

No panorama mundial, os VEs representam uma alternativa para alcançar as metas de diminuição das emissões de CO₂ estabelecidas por grande parte dos países no acordo de Paris em 2015. Tendo em vista isso, muitos países têm investido e incentivado a introdução de carros elétricos no setor de transporte. Entre 2014 e 2016 a frota de VEs praticamente duplicou e em 2015 somavam mais de 1 milhão de VEs em circulação. Nesse mesmo ano, países como Noruega tiveram um aumento de 23% na compra de VEs, na Holanda um acréscimo de 10% e em mais 5 países, sendo eles Suécia, Dinamarca, França, China e Reino Unido, mais de 1% de crescimento para o mesmo ano (FVG ENERGIA, 2017).

Alguns países têm estabelecido metas consideradas ousadas, que é o caso, por exemplo, da Alemanha, Noruega e Índia. Na Alemanha, país conhecido por ter um forte mercado de veículos à combustão interna, pretende-se banir os VCIs após 2030. Na Índia a meta é banir os VCIs após 2030. E na Noruega, o objetivo é vender somente carros elétricos após 2025 (FVG ENERGIA, 2017). O que pode ser observado nessas metas, é que apesar de serem difíceis de serem cumpridas, mostram um grande interesse por parte das políticas públicas de reduzirem as emissões de CO₂ e tornarem o setor de transporte mais sustentável. Entretanto, a porcentagem de VEs na frota de veículos de passeio ainda é pequena, cerca de 0,1% de aproximadamente 1 bilhão de veículos estimados no ano de 2015. Para o ano de 2020, a Electric Vehicles Initiative (EVI) estima que a porcentagem de VEs entre a frota de veículos de passeio aumente para 1,7%, com cerca de 20 milhões de carros elétricos. Apesar dos incentivos e investimento por parte de alguns países, o

mercado de veículos elétricos apresenta algumas dificuldades, como a baixa autonomia, necessitando de uma tecnologia mais eficiente para as baterias.

Todavia, espera-se que as novas tecnologias e estudos possam sanar ou minimizar essa deficiência, fazendo com que os VEs sejam uma realidade não tão distante. Apesar do número de VEs ser mais expressivo entre os carros de passeio, eles não estão presentes somente nessa categoria. Já existem veículos de propulsão a motores elétricos nos mais diversos setores como, transporte de carga, transporte público e até mesmo na aviação. No Brasil, por exemplo, cerca de 400 ônibus movidos por motores elétricos fazem o transporte público na cidade de São Paulo (FVG ENERGIA, 2017).

No cenário brasileiro, segundo o Balanço Energético Brasileiro (BEN) de 2018 que toma como base o ano de 2017, o setor de transporte foi responsável por 32,5% do consumo de energia do país, sendo que da matriz energética utilizada para o transporte apenas 20% são de origem renováveis (EPE, 2018). Ademais, estimou-se que 45,8% das emissões de gases de efeito estufa (GEE) foram provenientes do setor de transporte. No Brasil, ainda segundo o BEN de 2018, cerca de 80,4% da matriz energética era composta por fontes renováveis (EPE, 2018). Esses são dados que justificariam a introdução de veículos elétricos na frota brasileira, tanto pela expressiva taxa de participação do setor de transporte na emissão de gases poluentes, como também pela vantagem de o Brasil produzir grande parte da sua energia elétrica através de fontes renováveis. Precisa-se levar em conta que, apesar dos VEs serem considerados de baixa emissão do GEE, é necessário observar qual a fonte de energia utilizada para alimentar as baterias desses carros.

Contudo, no Brasil os VEs ainda não ganharam espaço no setor automobilístico. Dos mais de 41,5 milhões de carros de passeio que circulavam no país no ano de 2015, apenas 2,5 mil era veículos puramente elétricos ou híbridos (possuem motores elétricos e motores a combustão interna). Segundo a Empresa de Pesquisa Brasileira (EPE), projeta-se que para 2026 os carros híbridos representarão 0,4% da frota de veículos brasileiros, sendo que para veículos puramente elétricos não há pesquisas pelo baixo número esperado desses modelos (FGV ENERGIA, 2017). Esses são números poucos expressivos em vista das oportunidades que essa tecnologia traria ao país, entretanto, os poucos incentivos e investimentos existentes por parte do governo não são suficientes para superar o alto valor de compra desses veículos, a falta de estrutura e a baixa autonomia das baterias (BASSO, 2011).

Por outro lado, mesmo o Brasil estando mais atrasado em relação a outros países, eventualmente a tecnologia dos veículos elétricos terá potencial para ser adotada no país. Dessa forma, é necessário investigar os impactos que essa tecnologia trará, como por

exemplo, as consequências sobre aumento da demanda que será exigida do sistema elétrico brasileiro. Especula-se que o carregamento dos VEs, sem o uso de algumas estratégias de carregamento (já citadas na literatura e que serão descritas nesse trabalho), se forem realizadas em horário coincidente com o horário de pico da demanda convencional, poderá exigir a expansão da capacidade de geração e transmissão. Além disso, o aumento da demanda de energia elétrica proveniente dos VEs pode sobrecarregar os transformadores das subestações e outros serviços, deteriorando a vida dos transformadores e comprometendo a qualidade do fornecimento de energia por meio de quedas de tensão, desequilíbrios de energia e harmônicos de tensão / corrente (GOMÉZ et. al, 2003; DUBEY et. al, 2015).

Isto posto, faz-se necessário estudos que analisem o estado do sistema elétrico de distribuição perante as novas adversidades que a inserção dos veículos elétricos poderá trazer e a partir desses resultados propor soluções afim de garantir a continuidade e qualidade do fornecimento de energia elétrica. Portanto, a implementação de uma ferramenta de análise de sistemas de distribuição em regime permanente é de fundamental importância. Este trabalho visa a implementação de uma metodologia que auxilie esta análise e possibilite a modelagem de veículos elétricos com o intuito de avaliar o seu impacto em redes de distribuição.

1.2 OBJETIVO GERAL

O presente trabalho tem como objetivo principal desenvolver e implementar uma ferramenta de simulação para análise do sistema de distribuição em regime permanente que permita a análise dos impactos de veículos elétricos na rede. Para cumprir com o objetivo principal serão realizados os seguintes objetivos específicos:

- Revisar a bibliografia dos fundamentos teóricos sobre o sistema elétrico de distribuição.
- Revisar a bibliografia dos principais métodos de cálculo de fluxo de carga.
- Revisar a bibliografia dos fundamentos teóricos sobre veículos elétricos, perfil de carga e estratégias de carregamento dos VEs.
- Revisar a bibliografia sobre os impactos da inserção de veículos elétricos na rede de distribuição.
- Implementar uma ferramenta de cálculo do fluxo de carga para sistemas de distribuição usando a plataforma MATLAB.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Este capítulo está dividido em 3 partes e tem como objetivo dar embasamento para o entendimento deste trabalho. Primeiro, faz-se uma explanação a respeito do sistema elétrico de potência. Em seguida, é descrito os métodos de cálculos de fluxo de carga mais conhecidos para as análises do sistema elétrico de potência. Conhecido esses métodos, o capítulo finaliza descrevendo alguns dos impactos da inserção dos veículos elétricos no sistema de distribuição encontrados na literatura, assim como outras informações sobre os VEs importantes no âmbito deste trabalho.

2.1 Sistema elétrico de potência

Denomina-se Sistema Elétrico de Potência (SEP) a estrutura cujo objetivo é “gerar energia elétrica em quantidades suficientes e nos locais mais apropriados, transmiti-la em grandes quantidades aos centros de carga e então distribuí-las aos consumidores individuais, em forma e qualidade apropriada, e com o menor custo ecológico e econômico possível.” (ELGERD, 1977). No Brasil, o sistema elétrico de potência é interligado formando o sistema interligado nacional (SIN). O SIN percorre as regiões sul, sudeste, centro-oeste, nordeste e parte do norte, interligando grande parte do território brasileiro. No entanto, principalmente no norte do Brasil, encontram-se sistemas que não são conectados ao SIN, chamados sistemas isolados que em sua grande maioria são abastecidos por geradores à óleo diesel (BASSO, 2011).

De forma geral, segundo Kagan et. al (2013), os sistemas elétricos de potência podem ser subdivididos em três grandes blocos, sendo eles o sistema de geração, o sistema de transmissão e o sistema de distribuição que são descritos nas subseções seguintes.

2.1.1 Sistemas de geração

O sistema de geração tem como função converter alguma forma de energia em energia elétrica. Essa conversão é realizada através de geradores que fazem uso, por exemplo, de fontes de energia hidráulica, térmica, eólica e solar (KAGAN, 2013; LEITE, 2014). Devido as limitações operacionais dos geradores, a energia elétrica convertida possui uma escala de tensão de 6kV a 25kV, entretanto, a tensão nominal usual é 13,8 kV (TÔRRES, 2016). Em consequência dessa limitação, é necessário a utilização de

transformadores que elevem a tensão aos níveis do sistema de transmissão. São exemplos de agentes do sistema de geração, as usinas hidrelétricas, termoelétricas, nucleares, parques eólicos e solares (LEITE, 2014). Ademais, também existem pequenas unidades geradoras, que podem ser conectadas diretamente ao sistema de distribuição (KAGAN, 2013).

2.1.2 Sistema de transmissão

A ligação entre o sistema de geração e os centros de consumo, fica a encargo do sistema de transmissão. O sistema de transmissão apresenta o maior nível de tensão do SEP. A elevação dos níveis de tensão da energia convertida no sistema de geração é fundamental para que as perdas por efeito joule sejam minimizadas na transmissão, visto que, para uma mesma potência, quanto maior a tensão, menor será a corrente. No Brasil, a transmissão em corrente alternada (CA) possui tensões de 138 kV, 230 kV, 345 kV, 440 kV, 500 kV e 750 kV. A transmissão em corrente contínua (CC) não é tão usual, entretanto, pode-se citar exemplos como as redes que saem da hidrelétrica de Itaipu com ± 600 kV de tensão e da usina hidrelétrica de Belo Monte com ± 800 kV de tensão (TÔRRES, 2016). De forma geral, a rede de transmissão tem fundamental importância, visto que na grande maioria dos casos a viabilidade econômica para a construção de plantas de geração de energia se encontra afastada dos centros de consumo. Além disso, com o sistema interligado nacional (SIN), e a possibilidade das linhas de transmissão se interconectarem com regiões distintas, aumenta-se a confiabilidade no fornecimento de energia elétrica em casos de condições adversas em determinadas áreas (LEITE, 2014). Na Figura 1 é demonstrado o mapa da rede básica transmissão de energia elétrica do Brasil no horizonte de 2017.

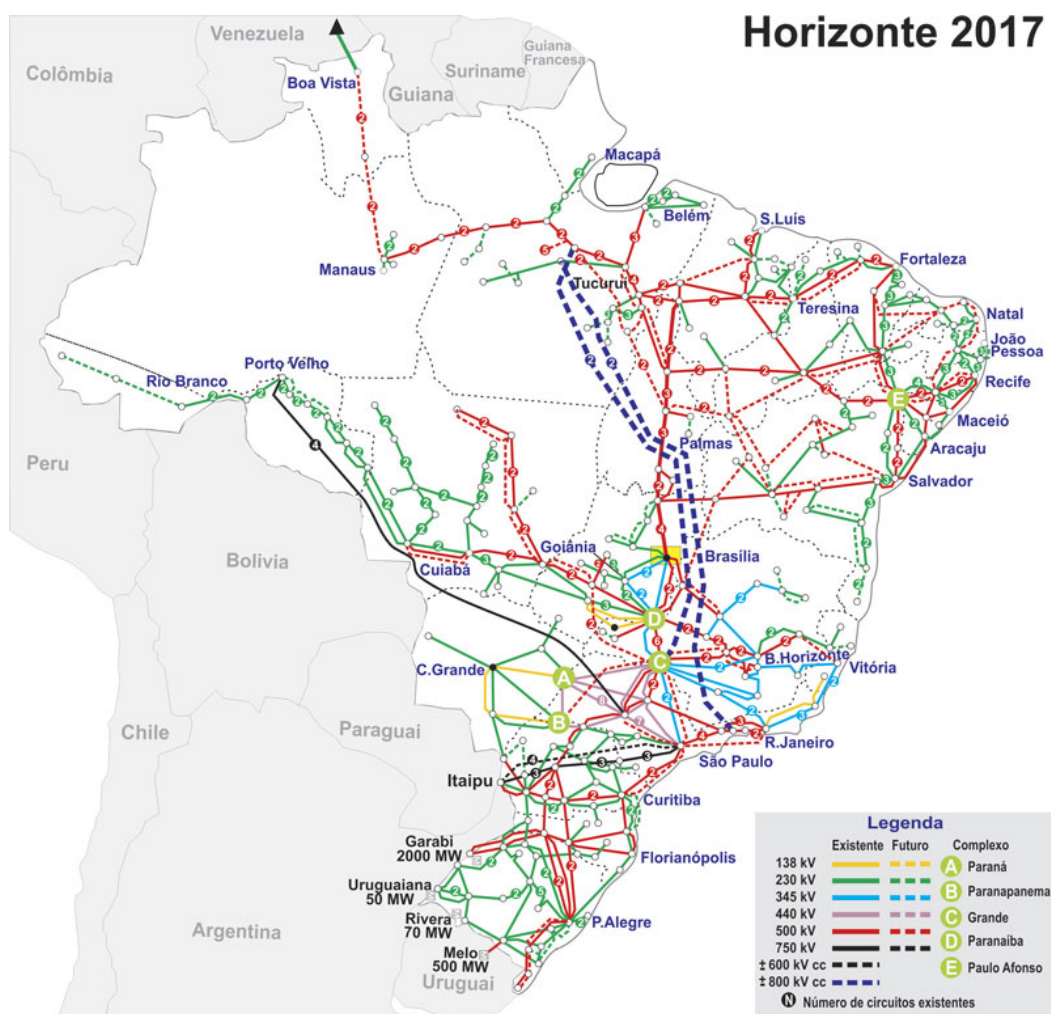


Figura 1. Mapa da rede básica transmissão de energia elétrica do Brasil.

Fonte: ONS (2018).

2.1.3 Sistema de distribuição

Por último, e mais importante para este trabalho, é o sistema de distribuição, cujo o objetivo é distribuir a energia elétrica recebida dos sistemas de transmissão aos médios e pequenos consumidores. Essa parte do sistema elétrico de potência é dividida em subtransmissão, distribuição primária e distribuição secundária (LEITE 2014; TÔRRES, 2016).

O sistema de subtransmissão compreende o trecho de ligação entre a subestação de transmissão até a subestação de distribuição e aos consumidores, em tensão de subtransmissão, sendo esses representados por grandes indústrias, estações de tratamento e bombeamento de água (KAGAN, 2013). As linhas de subtransmissão operam usualmente em tensões de 138 kV ou 69 kV, ou em alguns casos em 34,5 kV.

A distribuição primária, ou de média tensão, corresponde ao trecho que sai da subestação de distribuição com tensões usuais de 13,8kV a 34,5kV (TÔRRES, 2016). Estas redes atendem aos consumidores primários e aos transformadores de distribuição, estações transformadoras que atendem a rede secundária. Os consumidores primários são representados pelas indústrias de médio porte, comércios, iluminação pública entre outros (KAGAN, 2013).

A rede de distribuição secundária, também conhecida como rede de baixa tensão, corresponde à rede elétrica que está no lado secundário do transformador de distribuição, ou seja, ao lado de baixa, com saídas de tensão de 220/127V ou 380/220V. Esse sistema alimenta os consumidores residenciais (maior representação), pequenos comércios e indústrias (KAGAN, 2013). A Figura 2 faz uma representação do sistema elétrico de potência com a representação do sistema de geração, transmissão e distribuição.

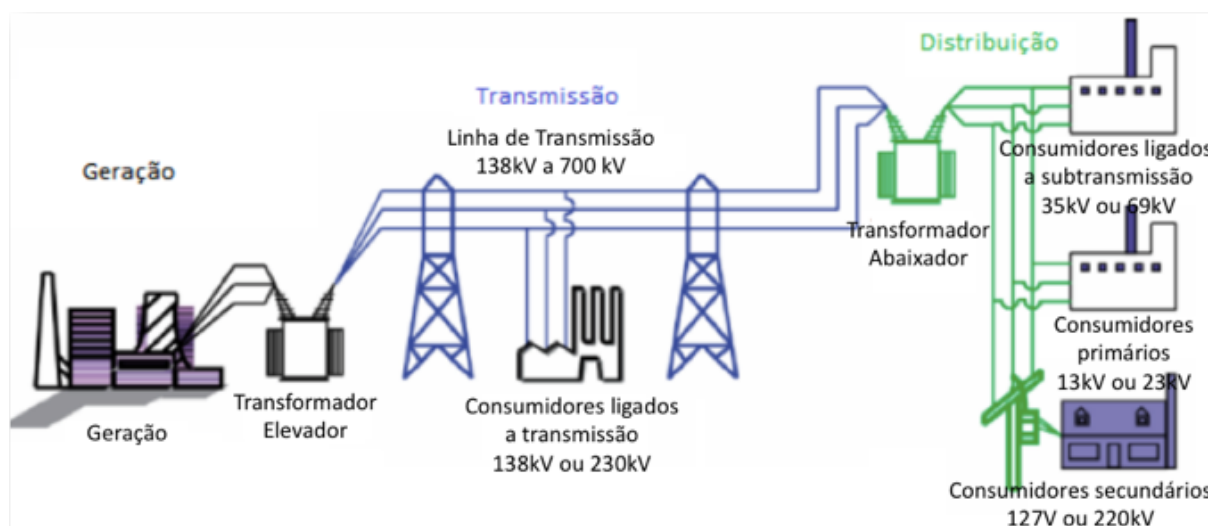


Figura 2. Representação do sistema elétrico de potência.

Fonte: BASSO (2011).

2.1.3.1 Caracterização das linhas primárias de distribuição.

As linhas de distribuição apresentam características que as diferenciam das redes de transmissão. Entre estas características, distinguem-se: a topologia radial, as múltiplas conexões (monofásica (MRT), bifásica, etc.), as cargas de distinta natureza, as linhas com resistências muitas vezes comparáveis à reatância e na maioria das vezes sem transposições (PIZALLI, 2003). A estrutura radial das linhas de distribuição primárias, são estratégias utilizadas pelos agentes de distribuição para minimizar o custo operacional das linhas, limitar as correntes de curto-circuito e simplificar a coordenação da proteção e do

isolamento (LEITE, 2014). Dizer que o sistema de distribuição primária tem topologia radial, significa que existe apenas um caminho para o fluxo de carga entre a subestação e cada consumidor final independente do sentido do fluxo (LEITE, 2014).

Para uma compreensão melhor da ferramenta que será implementada nesse trabalho, é preciso entender alguns conceitos relacionados aos seguintes componentes descritos a seguir e identificados na Figura 3 (TÔRRES, 2016):

- **Subestação:** onde se iniciam os alimentadores da distribuição. Representado na Figura 3 pelo quadrado SE;
- **Barras:** onde estão localizados os postes. Podem possuir ou não transformadores de distribuição instalados. São representadas no diagrama unifilar do sistema na Figura 3 pelos círculos;
- **Cargas:** são caracterizadas pelo modelo (ZIP), ou seja, as cargas podem possuir parcelas de contribuição do tipo impedância, corrente ou potência constantes. São representadas pelas setas no diagrama unifilar da Figura 3.
- **Ramos:** são os cabos que são colocados de um poste a outro, ou os famosos "vãos", como é conhecido na linguagem técnica da distribuição. São representados por uma linha.
- **Trechos:** são representados pela união de uma barra com um ramo ao que serve como conexão à rede.

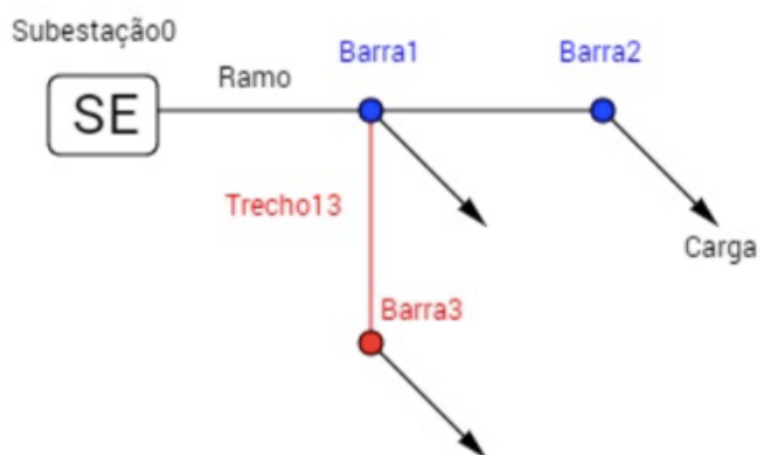


Figura 3. Modelo de rede de distribuição primária.

Fonte: TÔRRES (2016).

2.2 Modelos de cálculo de fluxo de carga

O sistema elétrico de potência é monitorado constantemente. Dentre as ferramentas utilizadas pelas empresas de energia elétrica, o cálculo do fluxo de carga é uma das mais utilizadas para estudos em regime permanente. Essa ferramenta tem sido muito aproveitada nas fases de projeto, planejamento da expansão, planejamento da operação e operação dos sistemas. O fluxo de carga é utilizado também como ferramenta de análise da rede ou apenas para integrar estudos como os de otimização, estabilidade e controle frente a determinados cenários de operação, tais como, diferentes valores de carregamento, diferentes tipos de condutores, diferentes tipos de conexão de VEs e etc (ARIOLI, 2016).

O estudo do fluxo de carga é uma ferramenta matemática que, com o auxílio computacional, resulta em algoritmos que encontram as variáveis fundamentais do sistema elétrico como, tensão, potência e corrente. Com essas variáveis é possível descobrir o estado da rede elétrica em um instante de tempo e, portanto, analisar e procurar soluções para os problemas que possam surgir na rede (TÔRRES, 2016). Existem variados métodos de cálculo de fluxo de carga, de forma que é necessário a análise criteriosa para escolher aquele que dentro de suas vantagens e desvantagens, fornece os resultados com maior rapidez de convergência, tempo de processamento, precisão e a facilidade de incluir novos modelos de componentes (ARIOLI, 2016).

O desenvolvimento de algoritmos para a resolução de cálculos de fluxo de carga foi primeiramente pensado para o sistema de transmissão. Os métodos tradicionais como o de Gauss-Seidel e Newton – Raphson, são capazes de resolver com eficiência o cálculo de fluxo de carga para as redes de transmissão, pois os mesmos foram feitos considerando-se as características típicas dessa parte do sistema (ARIOLI, 2016; BARBOSA, 1995). Entretanto, esses mesmos métodos não apresentam a mesma eficiência para redes de distribuição muito longas ou operando próximo do seu limite de estabilidade (TÔRRES, 2016). Além disso, como já visto, os sistemas de distribuições apresentam algumas disparidades quando comparados às redes de transmissão, como o baixo valor para a relação de reatância/resistência (X/R), a topologia radial, entre outros.

No entanto, o atual crescimento da demanda em centros urbanos e o desenvolvimento de conceitos relacionados às chamadas *smart grids*, veículos elétricos e outros, contribuem para a alteração desse cenário. Além disso, órgãos reguladores do governo impõem regulamentação sobre níveis aceitáveis de tensão, perdas e interrupções no fornecimento de energia elétrica (LEITE, 2014). Portanto, com o aumento da necessidade e interesse desses tipos de estudos também para a rede de distribuição,

surgiram alguns algoritmos que respondem melhor à estrutura das redes de distribuição de energia elétrica. São exemplos de métodos usados para a rede de distribuição o método escalonado, o método de soma das correntes e o método de soma das potências. Nos próximos sub-tópicos os métodos tradicionais e os métodos mais utilizados para o sistema de distribuição serão descritos brevemente.

2.2.1 Métodos tradicionais para cálculo de fluxo de carga

Os métodos ditos tradicionais para cálculo de fluxo de carga foram desenvolvidos para a aplicação em sistemas de transmissão de energia elétrica. Dentre esses métodos, destacam-se o método de Gauss-Seidel e Newton Raphson. Esses métodos possuem excelentes características de convergência e exatidão para as redes de transmissão devido à elevada relação entre reatância e resistência dos cabos e à estrutura topológica malhada, no entanto, o mesmo não ocorre para as características das redes de distribuição (LEITE, 2014). A seguir os métodos citados são brevemente explanados.

Até o ano de 1961, os métodos de fluxo de carga eram todos iterativos e se baseavam principalmente em métodos de deslocamentos sucessivos, dentre os quais se destacou o método de Gauss-Seidel (BARBOSA, 1995). O método de Gauss-Seidel indireto é caracterizado por ser insensível às tensões iniciais estimadas, de simples programação, reduzido número de cálculos e pequeno requisito de memória computacional (já que a configuração radial do sistema torna a matriz de admitância nodal Y muito esparsa) (BARBOSA, 1995; SANTOS, 2017; PIZALLI 2003).

Assim, esse método apresenta sérios problemas de convergência quando utilizado para as redes elétricas de reatâncias série negativas não compensadas pelas reatâncias positivas das linhas, ou quando ocorre impedâncias muito diferentes terminando em uma mesma barra. Além disso, há lentidão na convergência na presença de redes radiais como as dos sistemas de distribuição. O comportamento radial dos sistemas de distribuição faz com que os valores da diagonal da matriz Y sejam pequenos, dessa forma, como o perfil de tensões da próxima iteração é inversamente proporcional a tais valores, são produzidas grandes oscilações, tornando a convergência lenta (PIZALLI, 2003). Ademais, este método varre cada nó de forma sequencial, atualizando sua tensão de acordo com as tensões das barras vizinhas (SANTOS, 2017).

No caso do método de Gauss-Seidel direto, dificilmente ocorre a divergência. Apesar de haver maiores oscilações de tensões que no método indireto, o processo de forma geral converge em menor tempo. Além disso, diferente do método indireto que sofria com o

tamanho dos sistemas, nesse caso o método é menos dependente do tamanho do sistema. Essa menor dependência é em razão da matriz de impedância de nós (matriz Z) ser cheia e, portanto, fornece um bom acoplamento matemático entre as tensões de barras, ou seja, uma melhoria no valor de uma tensão (na média e baixa tensão) que afeta imediatamente o cálculo das próximas tensões (SANTOS, 2017; PIZALLI 2003).

Entretanto, o método apresenta como desvantagem a grande memória computacional requerida para armazenar a matriz Z, assim como, o grande tempo de processamento para obtê-la. A solução para este problema seria armazenar a matriz Y e inverte-la em cada iteração e assim gerar a matriz Z. No entanto, ao passo que essa ação soluciona o problema da capacidade de armazenado, aumenta a carga computacional. Isto posto, o método se torna menos interessante para a utilização de estudos de fluxo de carga para sistema de distribuição os quais possuem redes de topologia radial (SANTOS, 2017; PIZALLI 2003).

Outro método tradicional é o de Newton-Raphson que conta também com as suas versões desacopladas. O Newton-Raphson foi consagrado para os sistemas de transmissão por suas excelentes características de convergência, mesmo sendo menos econômico que o de Gauss-Seidel para pequenos sistemas e menos rápido que métodos existentes para soluções repetidas (BARBOSA, 1995). A desvantagem do Newton-Raphson está no fato de calcular e inverter a matriz Jacobiana em cada iteração, sendo que a matriz Jacobiana é aproximadamente duas vezes o tamanho da matriz Y. Para reduzir o tempo de processamento, algumas técnicas podem ser utilizadas, por exemplo, considerando que a estrutura da matriz Jacobiana tem as mesmas características de espacialidade da matriz Y, é possível empregar a técnica de bifatorização na inversão (PIZALLI 2003). No caso das versões desacopladas, é realizada uma aproximação que sugere o desacoplamento dos problemas $P\theta - QV$. Essa aproximação é baseada na forte característica dos sistemas de potência, que é a dependência do fluxo de carga ativa dos ângulos de tensões, e o fluxo de carga reativa dos módulos de tensão. Entretanto, geralmente, esta aproximação é válida apenas para redes de alta tensão e extra-alta tensão (SANTOS, 2017).

2.2.2 Métodos de cálculo de fluxo de carga radial

Como visto no subitem anterior, os métodos tradicionais não são os mais apropriados para as redes de configurações radiais e cabos com pequena relação entre reatância e resistência. Portanto, com o interesse para os estudos sobre as redes de

distribuição, surgiram alguns métodos que possuem um melhor desempenho para esse intuito (LEITE, 2014). Dentre eles, destacam-se o método escalonado, método de soma de correntes e método de soma de potências que serão brevemente descritos a seguir.

O método escalonado supõe previamente um perfil de tensão, através das leis de corrente e tensão de Kirchhoff, o método vai resolvendo a rede à montante, ou seja, indo dos terminais para o nó fonte, de forma que calcula um novo valor para a tensão do nó fonte. O erro obtido entre este valor e o especificado será somado ao perfil de tensão previamente suposto de tal modo que se obtenha um novo perfil de tensão para a próxima iteração. A convergência é atingida quando a tensão resultante do nó fonte é a especificada. Esse método é considerado mais eficiente (rápido e confiável) do que os métodos tradicionais quando aplicado às redes de distribuição. Entretanto, possui algumas desvantagens que o tornam menos viável, por exemplo, problemas na convergência para sistemas muito carregados e o fato de limitar a profundidade dos sub-alimentadores, ou ramais laterais, do sistema, devido à necessidade de sub-iterações para cada um desses ramais (PIZALLI 2003).

No método de soma das correntes, para cada trecho do sistema, são aplicadas diretamente as leis de Kirchhoff de tensão e corrente. As variáveis do problema nesse método são definidas com as tensões nodais e as correntes dos trechos. Num primeiro momento, assume-se valores de tensão para as barras do sistema. Em seguida em processo de varredura inversa, ou seja, indo da direção dos nós terminais até o nó fonte, que geralmente é o nó da subestação, o método calcula ao longo da rede todas as correntes dos nós terminais até a subestação. Na sequência, é realizada uma varredura direta, indo dos nós da subestação para os nós terminais. Nessa etapa, com os valores obtidos na varredura inversa, são atualizados os valores das tensões nodais (FLORÉZ, 2013). O processo de varredura inversa/direta continua até que a convergência seja atingida, ou seja, quando o valor de tensão especificado é checado. De forma geral, o método funciona adequadamente para sistemas radiais e pouco malhados, além disso, quando testado em diferentes cenários de carga e dimensão de redes, não apresentou problemas de convergência (PIZALLI, 2003).

Assim como o método de soma das correntes, o método de soma de potências utiliza iterações que percorrem o sistema de forma inversa e direta. Em um primeiro momento, o algoritmo calcula a soma das cargas e as perdas em uma varredura inversa, ou seja, indo dos nós terminais para o nó da fonte, ou nó da subestação. Nesse momento, determina-se a potência equivalente para cada barra somando as potências referentes às cargas, incluindo a própria carga e as perdas de potência da linha que estão depois da barra de

interesse, concentrando o resultado na barra em questão. Na primeira iteração as perdas não são levadas em consideração. Na varredura direta, indo do nó da subestação para os nós terminais, as tensões nodais são calculadas. O processo continua até que a convergência seja atingida, portanto, até que a diferença das tensões entre a iteração anterior e atual sejam menores que o erro admitido. Assim como no método de soma de corrente, o método de soma das potências tem demonstrado ser viável para o cálculo de fluxo de carga de redes de distribuição (BARBOSA, 1995; FLORÉZ, 2013). Segundo estudos, o uso da Soma de Potências apresenta um erro menor (dependente apenas das perdas do sistema) no processo iterativo do que a Soma de Correntes (erro dependente da tensão inicial) (PIZALLI, 2003). Este método será foco de implementação para o desenvolvimento de uma ferramenta de análise de fluxo de carga em sistemas de distribuição.

2.3 Impacto nas redes de distribuição pela inserção de veículos elétricos

Alguns estudos têm sido desenvolvidos com o objetivo de criar modelos e ferramentas que possam avaliar o impacto que a inserção dos VEs pode causar no sistema de distribuição.

No estudo realizado por Gómez et al. (2003), o efeito da distorção harmônica no sistema de distribuição, especialmente em transformadores de distribuição, foi analisado. Para tal objetivo, os autores desenvolveram um programa que permite considerar a vida útil dos transformadores considerando as características do carregamento da bateria do VE. A ferramenta proposta pode determinar a otimização do tempo de recarga em função da carga existente, da temperatura ambiente e da hora do dia. Ademais, outros efeitos causados pelo aumento da demanda de carga e da distorção na tensão do sistema provocado pela conexão das baterias do VEs ao sistema são discutidos. Tendo em vista também, que esses efeitos são agravados quando a inserção dos VEs a rede coincide com o horário de pico. Segundo o artigo, os dispositivos afetados pelos carregadores das baterias são os transformadores, os cabos e chaves dos disjuntores e fusíveis. Para os transformadores, o estudo relata que o principal efeito é causado pelo aumento da corrente devido ao carregamento das baterias e pelo aumento da temperatura (devido ao aumento da corrente mais o calor gerado pelo efeito harmônico). Dessa forma, ocorre o aquecimento do transformador e uma redução da vida útil do mesmo. Já nos cabos, o efeito por correntes com harmônica tem dois principais efeitos, aumento das perdas ôhmicas e redução da vida útil do condutor.

Nas chaves disjuntores, a distorção harmônica pode afetar a capacidade de interrupção do disjuntor. E para os fusíveis, para valores altos de distorção, pode ocorrer influência térmica. A partir dos cálculos, o estudo concluiu que a inserção dos carregadores de baterias, principalmente em conjunto com altas temperaturas e alta demanda, afetam a vida útil dos transformadores. Os cálculos mostraram que existe uma relação quadrática entre o consumo da vida útil do transformador e o total de distorção harmônica presente na corrente de carregamento das baterias. Ademais, a total de distorção harmônica presente na corrente deve ser limitada entre 25 – 30%, para garantir uma vida útil viável do transformador (Gómez et al., 2003).

Em outro estudo realizado por Dubey et al. (2015), foram analisados os impactos do carregamento dos veículos elétricos no sistema residencial de distribuição. Nesse estudo, foram incluídas as considerações em relação aos impactos na possível adequação do sistema de geração, no envelhecimento dos transformadores devido a sobrecarga e na qualidade da energia entregue pelo sistema de distribuição. Em relação ao possível aumento do fornecimento de energia pelo sistema de geração, o artigo relata que os veículos elétricos carregados em horários fora de pico não devem impactar na maior exigência de demanda de fornecimento de energia.

Entretanto, caso os carregamentos sejam feitos sem estratégias de carregamento, em larga escala no horário de pico, o cenário muda. Dependendo do horário e local que os veículos forem conectados à rede, poderá ser necessário o aumento das plantas de geração de energia ou a utilização da capacidade da reserva de energia, e, portanto, diminuição das margens da mesma. O estudo também descreve os impactos sobre os transformadores do sistema. O pico de sobrecargas nos transformadores devido ao aumento da demanda em horários de pico poderá acelerar o processo de envelhecimento dos mesmos e aumentar as perdas no sistema.

Assim como Gómez et al. (2003), Dubey et al. (2015) aponta as distorções harmônicas presentes nas correntes de carregamento do VE como um agente acelerador na deterioração dos transformadores. Entretanto, o artigo também relata que se os carregamentos forem feitos fora do horário de pico, o impacto da inserção de VEs poderá ser positiva, visto que um perfil menos inconstante poderia reduzir a expansão e contração diária do transformador. Ademais, o carregamento dos VEs também pode causar problemas na qualidade de energia, incluindo também, condições de subtensão, desequilíbrios de energia e harmônicos de tensão e corrente. Além disso, o aumento da demanda de carga devido aos VEs leva a quedas de tensão, afetando a qualidade da tensão de serviço. O artigo também apresenta uma discussão sobre a implementação de

algoritmos de carregamento inteligente para controlar as taxas de carregamento de VE e os tempos de início de carregamento de VE. Além disso, um algoritmo de controle de carga é proposto para melhorar a qualidade da tensão nos locais de recarga de VE, diminuindo significativamente os impactos do carregamento dos VEs no pico de demanda do sistema e nas tensões no alimentador (Dubey et al., 2015).

No estudo realizado por Arioli (2016), o autor estudou os possíveis impactos causados pelo aumento da penetração de veículos elétricos no sistema elétrico de potência. Enquadraram-se nessa análise como possíveis impactos: a queda da magnitude de tensão, aumento no nível de desequilíbrio (os carregadores dos VEs podem ser monofásicos ou bifásicos), sobrecarga dos componentes da rede (cabos ou transformadores), aumento nas perdas elétricas, aumento do nível de distorção harmônica da rede, agravamento de transitórios de tensão e corrente durante curtos-circuitos, entre outros. Para a verificação desses possíveis impactos, o autor identificou e caracterizou os potenciais impactos dos VEs na rede elétrica de baixa tensão, através de simulações em regime permanente e em regime transitório da recarga de um ou diversos VEs conectados na rede residencial.

A rede estudada, foi uma rede elétrica secundária, residencial típica do sistema elétrico brasileiro, e a modelagem do VE foi realizada a partir de medições reais de recarga. No estudo o autor constatou que os principais impactos estavam relacionados ao nível de tensão em regime permanente nas barras, no desequilíbrio de tensão em regime permanente nas barras e no nível de carregamento de condutores e transformadores. Entretanto, ressalta-se que o limite de desequilíbrio considerado nos estudos (2%) é um limite conservador. Além disso, apesar dos aumentos no nível de distorção harmônica na tensão e na corrente ocorrerem devido ao carregamento das baterias do VEs, esse aumento não foi considerado significativo, visto que os níveis dessas distorções harmônicas são baixos. Ademais, o autor identificou que quanto maior o nível de curto-circuito da barra de acesso, menor a influência na distorção harmônica da rede (Arioli, 2016).

Concluindo, apesar da existência de alguns trabalhos que descrevem os possíveis impactos causado pela ampla inserção de veículos elétricos ao sistema elétrico de potência, existe a necessidade de trabalhos que sejam mais detalhados quanto aos possíveis impactos, considerando que a tecnologia dos VEs está cada vez mais perto de se tornar uma realidade. De forma geral, os estudos indicam que a introdução dos VEs a rede de energia elétrica não será um problema se for bem estudada e coordenada. Ou seja, para que não ocorra sobrecarga dos transformadores, aumento da demanda nos horários de pico entre outros fatores, algumas estratégias de carregamento deverão ser adotadas.

2.3.1 Representação dos veículos elétricos na rede

No intuito de realizar os estudos sobre os impactos que os VEs causam ao serem inseridos na rede de distribuição, é fundamental entender como os mesmos se comportam nos estudos de cálculo de fluxo de carga. A modelagem dos componentes do sistema elétrico é essencial para as análises. Dentre esses componentes, os veículos elétricos atuam como uma carga conectada ao sistema de distribuição de energia elétrica. As cargas que compõem o sistema de distribuição ou de transmissão são relacionadas ao impacto que causam na tensão ao ponto em que estão conectadas (ARIOLI, 2016). Entre outros modelos, as cargas podem ser caracterizadas pelo modelo ZIP, ou seja, as cargas podem possuir parcelas de contribuição do tipo impedância, corrente ou potência constantes (TÔRRES, 2016).

Para as cargas com corrente constante, o módulo da corrente não varia com a tensão, produzindo uma variação da potência linear com a tensão. A relação é mostrada a seguir:

$$P + jQ = \bar{V}\bar{I}^*$$

No caso das cargas com impedância constante, a carga é representada por uma impedância conectada na barra, produzindo uma variação da potência proporcional ao quadrado da tensão (ARIOLI, 2016). A relação é demonstrada a seguir:

$$P + jQ = \frac{|V|^2}{\bar{Z}^*}$$

Nessa situação, uma queda de tensão resulta na diminuição da corrente consumida e, portanto, na queda de tensão nas linhas de transmissão/distribuição. Dessa forma, os distúrbios na rede são minimizados, limitando os possíveis impactos a rede.

As cargas consideradas de potência constante, não variam sua potência com as mudanças de tensão da barra. Entretanto, essa hipótese é válida para estudos com um horizonte de tempo muito grande, (o nível da tensão é restabelecido aos níveis normais pela ação dos controles automáticos ou dos operadores) (ARIOLI, 2016). A relação é mostrada a seguir:

$$P + jQ = \text{cte}$$

A carga modelada como potência constante tem a tendência de aumentar a corrente que flui na rede nas eventuais perturbações no sistema, que, por sua vez, tendem a diminuir a tensão para que a potência seja mantida constante. Dessa forma, como consequência, as quedas de tensão na rede poderão aumentar ainda mais, forçando os geradores a injetar mais potência (ARIOLI, 2016).

Quando os veículos elétricos são conectados a rede de distribuição para as recargas das baterias, eles são vistos como uma carga puramente ativa. Segundo LIMA (2012), os VEs não apresentam um comportamento linear. Isso ocorre em função dos componentes eletrônicos dos carregadores responsáveis por retificar as correntes para as recargas das baterias. Entretanto, existem carregadores que resultam em distorções muito pequenas para serem levadas em consideração. Portanto, a conexão dos VEs pode ser vista como uma carga resistiva, consumindo uma potência constante igual a taxa de recarga da bateria (LIMA, 2012).

Ademais, segundo Lima (2012), quando o VE está conectado à rede fornecendo energia ao invés de consumir para carregar a bateria, esse veículo é considerado um gerador de potência ativa pura.

2.3.2 Estratégias de carregamento do VEs

O grau de impacto da inserção de veículos elétricos à rede está relacionada fortemente com os hábitos de mobilidade dos usuários, assim como à forma de carregamento das baterias e a maneira como esse carregamento será administrado. Os usuários que optarem pelo carregamento lento, opção mais comum para espaços domésticos, levam em média de 1 a 10 horas para atingirem o carregamento desejável das baterias, ou seja, por um tempo considerável se tem o VE como uma carga conectada a rede. Por outro lado, se o usuário escolher pelo carregamento rápido, leva-se entre 20 a 30 minutos, tornando o VE uma carga mais flexível, entretanto, nesse período a potência exigida da rede é maior (FERNANDES, 2013).

De qualquer forma, as duas opções representam um acréscimo na demanda convencional de consumo, e dependendo do horário em que são realizadas e o montante de veículos conectados à rede nesse período, pode-se comprometer a qualidade do fornecimento de energia. Para amenizar esse possível distúrbio na rede, é fundamental analisar as estratégias de carregamento das baterias. As estratégias mais mencionadas na literatura sobre o carregamento de baterias são divididas em não controladas e controladas,

sendo que na primeira classificação encaixam-se o *Direct Charging*, e o carregamento Multi-tarifa, e na segunda, os chamados *Smart Charging* e *Smart Charging* com V2G (*Vehicle to Grid*). Nos próximos itens essas estratégias serão explicadas mais detalhadamente:

Direct Charging (ou carregamento direto): Esse tipo de carregamento é considerado não controlado pois consiste no carregamento direto do VE na rede sem nenhuma forma de controle. Em geral, esse carregamento ocorreria no momento em que o usuário chega em casa após a jornada de trabalho e coloca o veículo a carregar para o dia seguinte. O problema dessa forma de carregamento das baterias é que esse perfil coincide com o pico da curva de demanda convencional que se estabelece entre o horário das 18h às 22h. Esse comportamento dos donos dos veículos elétricos, além de ser mais oneroso pelas tarifas nos horários de pico serem mais caras, também abre possibilidade para sobrecargas no sistema que é preparado para a demanda convencional (LIMA 2012; FERNANDES 2013). Na Figura 4 é demonstrado uma comparação entre a previsão de curva da demanda convencional de carga (L_f) e previsão da curva de demanda com os perfis da carga convencional mais os perfis da carga devido a inserção dos VEs supondo que os usuários utilizassem a estratégia do carregamento direto, representado por (L_f+LEV):

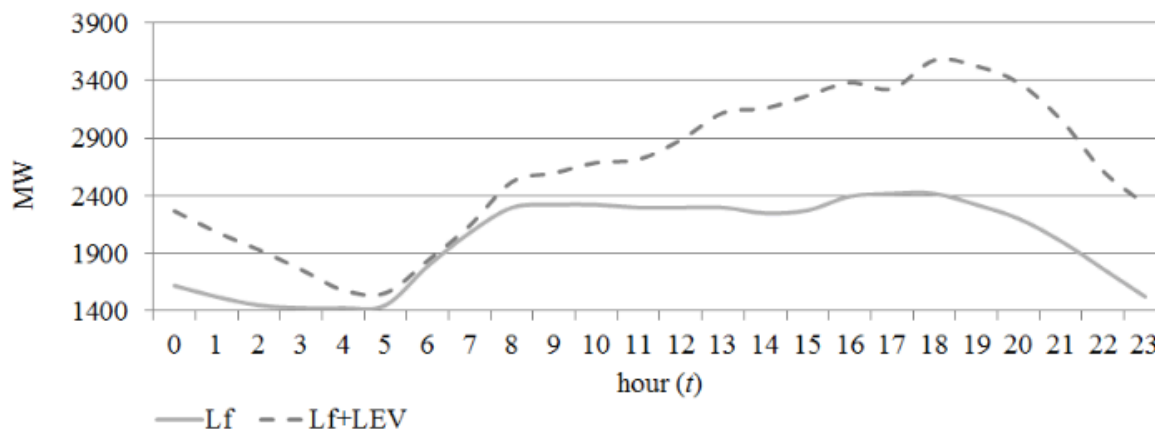


Figura 4. Perfil de carga do sistema utilizando a estratégia de carregamento direto.

Fonte: BREMERMAN (2014).

Multi-tarifa: Nesse caso, o objetivo é incentivar a mudança de horário dos carregamentos, de forma que a curva de demanda dos VEs se desloque para os horários em vazio, entre os períodos do final do dia ao amanhecer. Nesse período as tarifas seriam mais baratas e o perfil de carga da demanda convencional é baixa, conseqüentemente, o impacto sobre a rede seria menor. Todavia, o sucesso dessa estratégia depende do comportamento do usuário, considerando que se trata de uma forma não controlada de

carregamento dos VEs (LIMA, 2012; FERNANDES 2013). Na Figura 5 é demonstrado uma comparação entre a previsão de curva da demanda convencional de carga (L_f) e previsão da curva de demanda com os perfis da carga convencional mais os perfis da carga devido a inserção dos VEs supondo que os usuários utilizassem a estratégia de multi – tarifa, representado por (L_f+LEV):

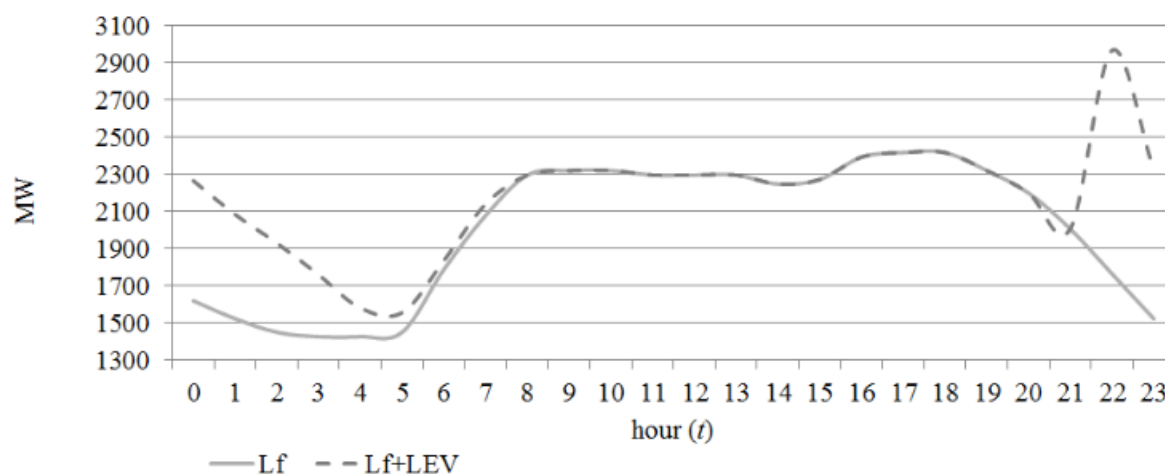


Figura 5. Perfil de carga do sistema utilizando a estratégia de multi - tarifa.

Fonte: BREMERMAN (2014).

Smart Charging: Nesse caso os carregamentos seriam controlados por uma entidade externa através do conceito de *Smart Grid*, que possibilitaria a gestão dos horários e das taxas de carregamento dos carros elétricos de acordo com as decisões de minimizar os impactos na rede e de minimizar os custos para os donos dos VEs. Nessa estratégia, os carregamentos dos VEs seriam realizados nos horários fora de pico da demanda convencional e divididos em grupos, de maneira que cada grupo iniciaria o carregamento com a diferença de uma hora. Essa concepção contribuiria para que não ocorresse sobrecarga no sistema elétrico (LIMA, 2012; FERNANDES 2013). Na Figura 6 é demonstrado como o carregamento dos VEs se comportaria para esse tipo de estratégia, L_f+LEV (*controlled charging*) representa a soma da demanda convencional mais a demanda dos VEs com comportamento do *Smart Charging*. Conforme o autor da figura analisou, às 17h é possível observar que há uma redução da taxa de carregamento dos VEs de forma que essa exigência de demanda não coincida com a demanda convencional, e logo após às 23h, após o horário de pico, as taxas de carregamento voltam a crescer:

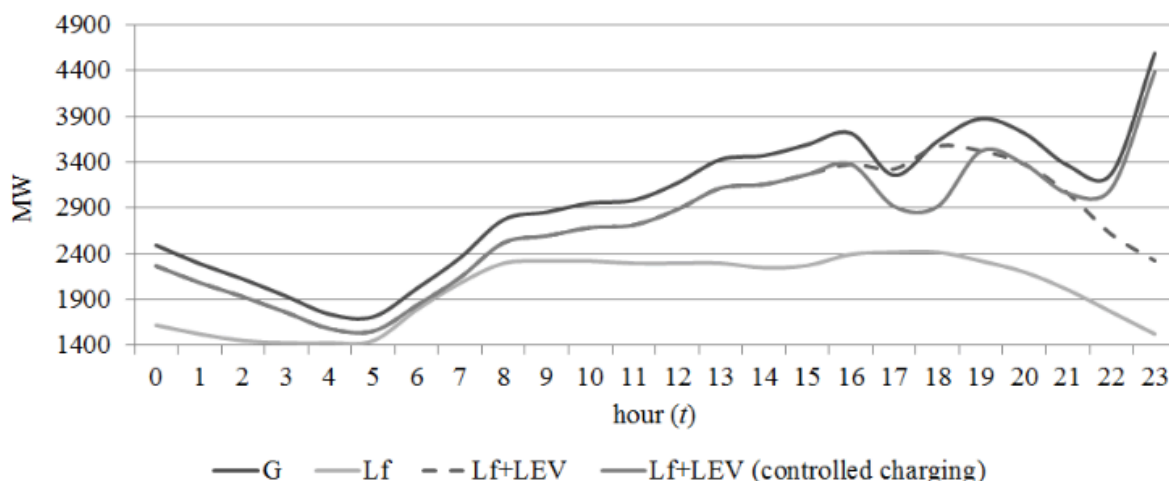


Figura 6. Perfil de carga do sistema utilizando a estratégia de *smart charging*.

Fonte: BREMERMAN (2014).

Smart Charging com V2G: Nessa estratégia de carregamento além das possibilidades oferecidas pelo *Smart Charging* citadas anteriormente, haveria a alternativa de conectar os VEs como uma carga bidirecional atuando não somente como uma carga consumidora, mas passível de ser uma fonte, retornando a energia acumulada nas baterias para a rede (LIMA, 2012). Atuando como uma *Vehicle to Grid*, as baterias dos VEs poderiam estocar a energia produzida por fontes renováveis de energia tais como eólica, ou a solar. Esses exemplos de fontes alternativas possuem a desvantagem de serem intermitentes, nem sempre há ventos ou sol, entretanto, ao trabalhar com o conceito do V2G, a energia produzida por essas fontes em horário que não existem demanda para tal e em horário onde a energia é mais barata, poderiam ser absorvidas. Dessa forma, se estiver conectado à rede, o VE poderá absorver o excesso de produção quando o vento soprar forte ou o sol for abundante e colocá-lo de volta na rede quando não houver vento e durante períodos sem radiação solar. Essa abordagem permitiria uma melhor gestão do sistema elétrico de energia. Contudo, esse conceito ainda depende do avanço das tecnologias das baterias. Já existem casos onde as baterias estocam a energia produzida por usinas eólicas ou solares em países como Japão, EUA, Dinamarca, todavia, são sistemas unidirecionais e não bidirecionais (FREIRE et al., 2010). Na Figura 7, tem-se a projeção de como essa estratégia atuaria para aumentar a disponibilidade de energia quando necessário. $L_f + L_{EV}$ (V2G) representa o VE como uma carga consumidora, já na linha que é representada por $G + V2G$ trata-se do VE com a capacidade de retornar energia para a rede. É interessante ressaltar que, pela figura, nota-se que no horário de pico $L_f + L_{EV}$ (V2G) diminui e $G + V2G$ aumenta, oferecendo um suporte à rede. Depois do horário mais problemático para o sistema, a linha do VE como carga consumidora volta a crescer.

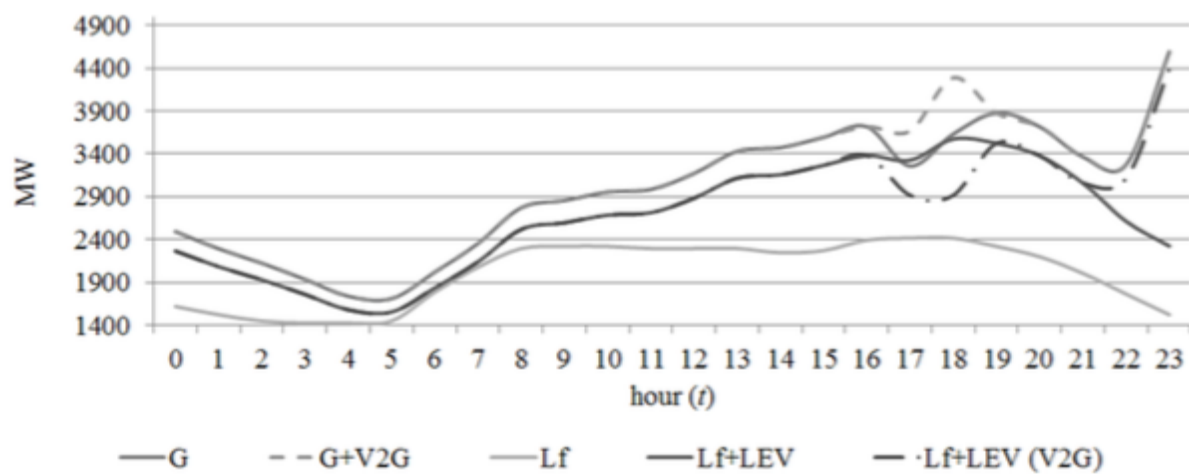


Figura 7. Perfil de carga do sistema utilizando a estratégia de *smart chaging* com (V2G).

Fonte: BREMERMAN (2014).

3 METODOLOGIA

Nesse capítulo o intuito é demonstrar a metodologia que será empregada para realizar o objetivo geral desse trabalho. Na primeira parte, será descrito sobre a teoria dos grafos, ferramenta matemática fundamental para a implementação do método de cálculo de fluxo de carga escolhido. Num segundo momento, será descrito o método da soma de potência, método escolhido para a realização desse trabalho.

3.1 Teoria dos grafos

A teoria dos grafos é fundamental para o entendimento do algoritmo que será desenvolvido para o cálculo do fluxo de carga através do método da soma de potências. A teoria dos grafos será importante para identificação do caminho entre as barras terminais e a barra da subestação, na varredura inversa, e no caminho da barra da subestação para as barras terminais na varredura direta. O método escolhido, o MSP será explicado com mais detalhes posteriormente.

A teoria dos grafos é utilizada nas mais diversas áreas da engenharia, física, linguística, ciências sociais e biológicas na solução de inúmeros problemas práticos (BORGES, 2012). Atribui-se a Euler o marco inicial do desenvolvimento da teoria dos grafos por meio da famosa resolução do problema das pontes de Königsberg em 1736. No entanto, o emprego de grafos na previsão do comportamento de circuitos elétricos se originou com Kirchhoff em 1847. Em seus estudos, ele desenvolveu teorias sobre um conjunto especial de grafos chamados de árvores e, além disso, desenvolveu a teoria aplicável à solução de circuitos elétricos. Em 1892 a teoria foi melhorada por J. C. Maxwell (BORGES, 2012; LEITE, 2014). Anteriormente, a utilização da teoria dos grafos não era tão interessante, a não ser para pequenos problemas, entretanto, isso mudou com o desenvolvimento de computadores dotados de alta velocidade de processamento (BORGES, 2012).

3.1.1 Definição dos grafos

Um grafo é representado por $G = (V, E)$, ou seja, é um conjunto V de pontos, chamados vértices, conectados por E linhas, chamadas de arestas. Um grafo pode ser definido como dirigido ou não dirigido/não ordenado. Isso implica no fato da aresta ter uma flecha, por exemplo, apontado o sentido do caminho, portanto, no grafo dirigido, a ordem entre os vértices de uma aresta é importante. Para os casos onde os objetos de estudo são

as topologias de redes, pode-se utilizar somente grafos não orientados (BORGES, 2012). Na Figura 8 é representado um exemplo de grafo não orientado, e as arestas são representadas pelos números sublinhados.

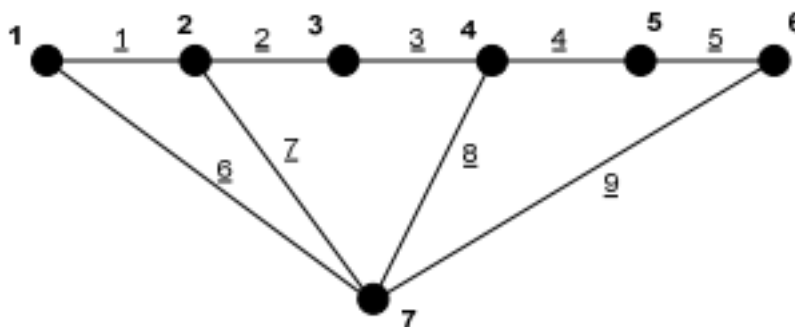


Figura 8. Exemplo de grafo não orientado
Fonte: BORGES (2012).

3.1.2 Definição de árvores

Para os estudos dos sistemas de distribuição de energia, o entendimento da representação árvores como configuração de grafo é fundamental. As árvores possuem características acíclicas e conexas, ou seja, por definição uma árvore composta por $|V|$ vértices implica na existência de exatamente $|V| - 1 =$ arestas (LEITE, 2014). Para as arestas componentes das árvores, dá-se o nome ramos, enquanto que as outras não pertencentes à árvore em questão receberão o nome elos. Na Figura 9 é demonstrado um exemplo de árvore associada ao grafo da Figura 8, nesse exemplo as arestas 1, 3, 5, 6, 8 e 9 compõe a árvore e, por isto, são chamadas de ramos. No entanto, as arestas 2, 4 e 7 são denominados elos (BORGES, 2012).

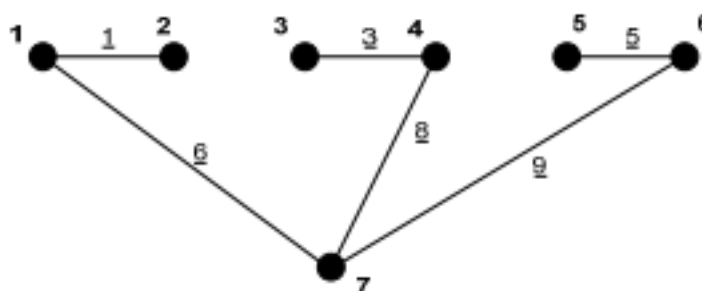


Figura 9. Exemplo de uma árvore associada ao grafo da Figura 8
Fonte: BORGES (2012).

Além disso, os vértices de uma árvore com grau unitário recebem o nome de folhas, com a exceção do vértice que é identificado como a raiz do grafo. Para sistemas de distribuição de energia elétrica, por exemplo, o vértice raiz é normalmente escolhido para representar o nó da subestação (LEITE, 2014).

3.1.3 Busca em árvores

Devido à topologia dos grafos em formato de árvores, existem várias possibilidades de caminhos para se percorrer ao longo das árvores. Entretanto, existem dois principais tipos de percursos que podem ser tomados: a busca em profundidade e a busca em largura.

No primeiro método, o procedimento utiliza a representação do grafo em forma de lista de adjacências. De forma geral, a busca em profundidade procura para cada vértice visitado, continuar a procura no sentido dos vértices a jusante do ponto. Na Figura 10 é demonstrado através da enumeração a ordem em que cada vértice é visitado. Nesse processo, cada um dos troncos do grafo é percorrido até que uma folha seja localizada (LEITE, 2012).

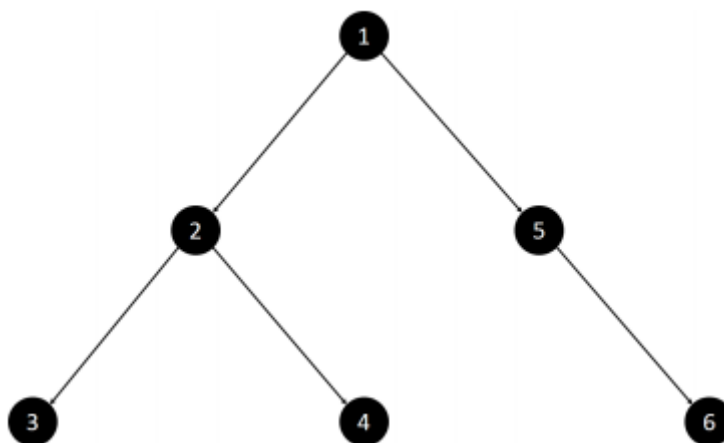


Figura 10. Exemplo de grafo numerado segundo a busca em profundidade.

Fonte: LEITE (2012).

No método da busca em largura, utiliza-se uma estrutura de dados em forma de fila para realizar a procura. A busca em largura é interessante porque esse algoritmo pode ser utilizado para localizar o menor caminho entre a raiz e qualquer vértice do grafo. A metodologia da busca em largura percorre todos os vértices de um grafo de modo que somente se visita um vértice cuja distância até a raiz é d após visitar todos os vértices cuja

a distância é $d-1$ (LEITE,2012). A Figura 11 demonstra através de enumeração a ordem de visitação pela busca em largura.

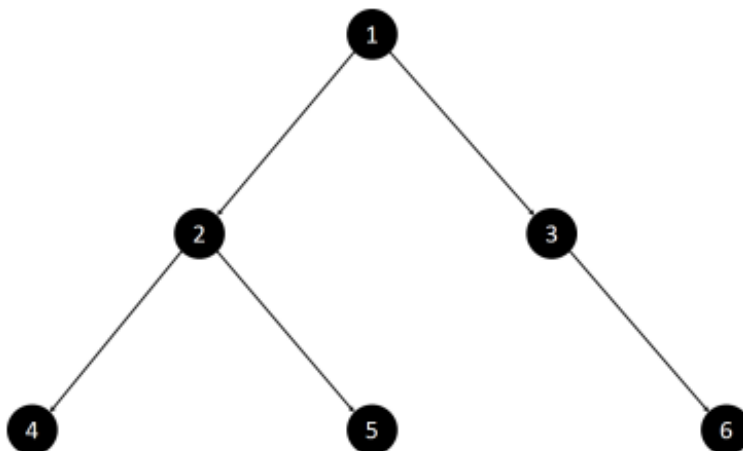


Figura 11. Exemplo de grafo numerado segundo a busca em largura

Fonte: LEITE (2012).

O segundo método, de busca por largura, foi escolhido para realizar a implementação do método da soma de potência no MATLAB, de forma a definir o caminho que o algoritmo deve percorrer.

3.2 Método da soma de potências

Como visto anteriormente no capítulo 2, o método de soma das potências é bastante utilizado para a resolução de cálculo de fluxo de carga para sistemas radiais, como os dos sistemas de distribuição primária. O MSP através de iterações que percorrem o sistema de forma inversa e direta, consegue fornecer as tensões e fases de todas as barras, e, portanto, todos os fluxos de potência nos ramos (TÔRRES, 2016).

De maneira geral, o método das somas de potências é composto pelas seguintes passos:

1. Em varredura inversa, ou seja, no sentido das barras terminais para a barra fonte, é realizado o cálculo das potências equivalentes em cada barra.
2. Com a tensão da barra fonte fornecida pelo problema, é realizado a varredura direta, da barra fonte para as barras terminais, realizando os cálculos das tensões nodais em cada barra.
3. Verifica-se a convergência. Isto é, se o módulo da diferença entre tensões em iterações sucessivas é menor que a tolerância especificada.

4. Se não houver convergência, calculam-se as perdas nos ramos, no sentido das barras terminais para a barra fonte e repete o processo desde o passo 1.

Para o melhor entendimento de como o método da soma de potências funciona, considera-se a Figura 12 que faz uma representação genérica de um trecho do sistema de distribuição de energia elétrica:

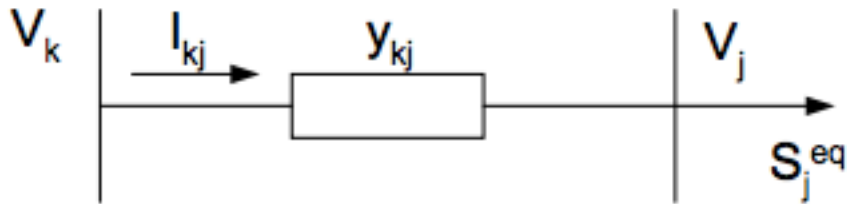


Figura 12. Representação genérica de um trecho do SDEE

Fonte: Prof. Djalma Falcão - UFRJ.

Para o passo 1, como descrito anteriormente, o processo é realizado no sentido do nó da carga ao nó da fonte. O cálculo da potência equivalente para uma determinada barra consiste em somar as potências referentes às cargas e às perdas de potência dos ramos que estão depois da barra de interesse. Na soma das cargas, também é incluída a carga própria da barra. É importante ressaltar, que na primeira iteração as perdas nos ramos são consideradas nulas.

- Para o cálculo das potências equivalentes, as seguintes equações são utilizadas:

$$P_k^{eq} = P_k + \sum P_j + \sum PL_{kj} \quad (1)$$

$$Q_k^{eq} = Q_k + \sum Q_j + \sum QL_{kj} \quad (2)$$

Onde,

P_k^{eq} : é a potência ativa equivalente da barra k .

Q_k^{eq} : é a potência reativa equivalente da barra k .

P_k : é a carga ativa da barra k .

Q_k : é a carga reativa da barra k .

$\sum P_j$: é o somatório das potências ativas equivalentes das barras j diretamente conectadas após a barra k .

$\sum Q_j$: é o somatório das potências reativas equivalentes das barras j diretamente conectadas após a barra k .

$\sum PL_{kj}$: somatório das perdas ativas nos ramos conectados entre a barra k e as barras j .

$\sum QL_{kj}$: somatório das perdas reativas nos ramos conectados entre a barra k e as barras j .

E, portanto, a potência equivalente acumulada é dada por:

$$S_k^{eq} = P_k^{eq} + jQ_k^{eq} \quad (3)$$

Calculada a potência equivalente para cada barra do sistema, inicia-se o segundo passo, no qual as tensões dos nós são calculadas. Esse processo começa na barra fonte e vai em direção aos nós terminais, tomando-se as barras duas a duas. Uma barra que se comporta como sendo de carga numa primeira fase do processo, torna-se barra fonte na fase seguinte após o cálculo da tensão. Repete-se esse processo até o nó terminal. Nesse processo, a rede de distribuição é percorrida de forma direta.

Sabendo que,

$$S_j^{eq} = P_k^{eq} + jQ_k^{eq} = -V_j I_{jk}^* \quad (4)$$

$$I_{jk} = y_{jk}(V_j - V_k) \quad (5)$$

Substituindo (4) em (5), tem-se:

$$S_j^{eq} = -V_j [y_{jk}(V_j - V_k)]^* \quad (6)$$

Separando-se as partes reais e imaginárias, isolando-se os termos em *seno* e *coseno* e aplicando-se a relação trigonométrica $\text{sen}^2 + \text{cos}^2 = 1$, chega-se à seguinte equação biquadrada:

$$A|V_j|^4 + B|V_j|^2 + C = 0 \quad (7)$$

Sendo,

$$A = g_{kj}^2 + b_{kj}^2 \quad (8)$$

$$B = 2(P_j^{eq} g_{kj} - Q_j^{eq} b_{kj}) - y_{kj}^2 |V_k|^2 \quad (9)$$

$$C = (P_j^{eq})^2 + (Q_j^{eq})^2 \quad (10)$$

Sabendo que os dados de impedância das linhas são fornecidos pelo problema e que $Z_{kj} = R_{kj} + jX_{kj}$, tem-se, portanto:

$$y_{kj} = \frac{1}{Z_{kj}} = g_{kj} + jb_{kj} \quad (11)$$

Resolvendo as equações (8), (9) e (10), e então, substituindo os valores em (7), encontra-se o valor do módulo da tensão na barra j ($|V_j|$), dessa forma, são resolvidas as tensões para cada nó. Ademais, a fase da tensão na barra obtida é calculada através da seguinte equação:

$$\theta_j = \theta_k + \phi_{kj} + \arctan\left(\frac{Q_j^{eq} - b_{kj}|V_j|^2}{P_j^{eq} - g_{kj}|V_j|^2}\right) \quad (12)$$

Lembrando que,

$$y_{kj} = g_{kj} + jb_{kj} = |y_{kj}| \angle \phi_{kj} \quad (13)$$

e

$$V_j = |V_j| \angle \theta_j ; V_k = |V_k| \angle \theta_k$$

Como descrito nas etapas, o terceiro passo é verificar a convergência. Ou seja, enquanto a diferença entre a tensão da iteração atual menos o valor da iteração anterior for maior que a tolerância admitida ($|V_j^{i+1} - V_j^i| > \text{tolerância}$), o método continua. Se houver a convergência, calculam-se as grandezas do problema, fluxo, perdas, e etc. Se não ocorrer a convergência, então, temos o passo 4, onde as perdas nos ramos são calculadas.

- Para calcular as perdas nos ramos entre as barras k e j , utiliza-se as seguintes equações:

$$PL_{kj} = |I_{kj}|^2 R_{kj} = \left(\frac{|s_j^{eq}|}{|V_j|}\right)^2 R_{kj} \quad (14)$$

$$QL_{kj} = |I_{kj}|^2 X_{kj} = \left(\frac{|s_j^{eq}|}{|V_j|} \right)^2 X_{kj} \quad (15)$$

Calculadas as perdas, volta-se para passo 1, a potência equivalente é atualizada com os novos valores, e o método é repetido até que ocorra a convergência.

Segundo BARBOSA (1995), o desenvolvimento para um algoritmo utilizando o método da soma de potência pode ser descrito pelos passos demonstrados pela Figura 13:

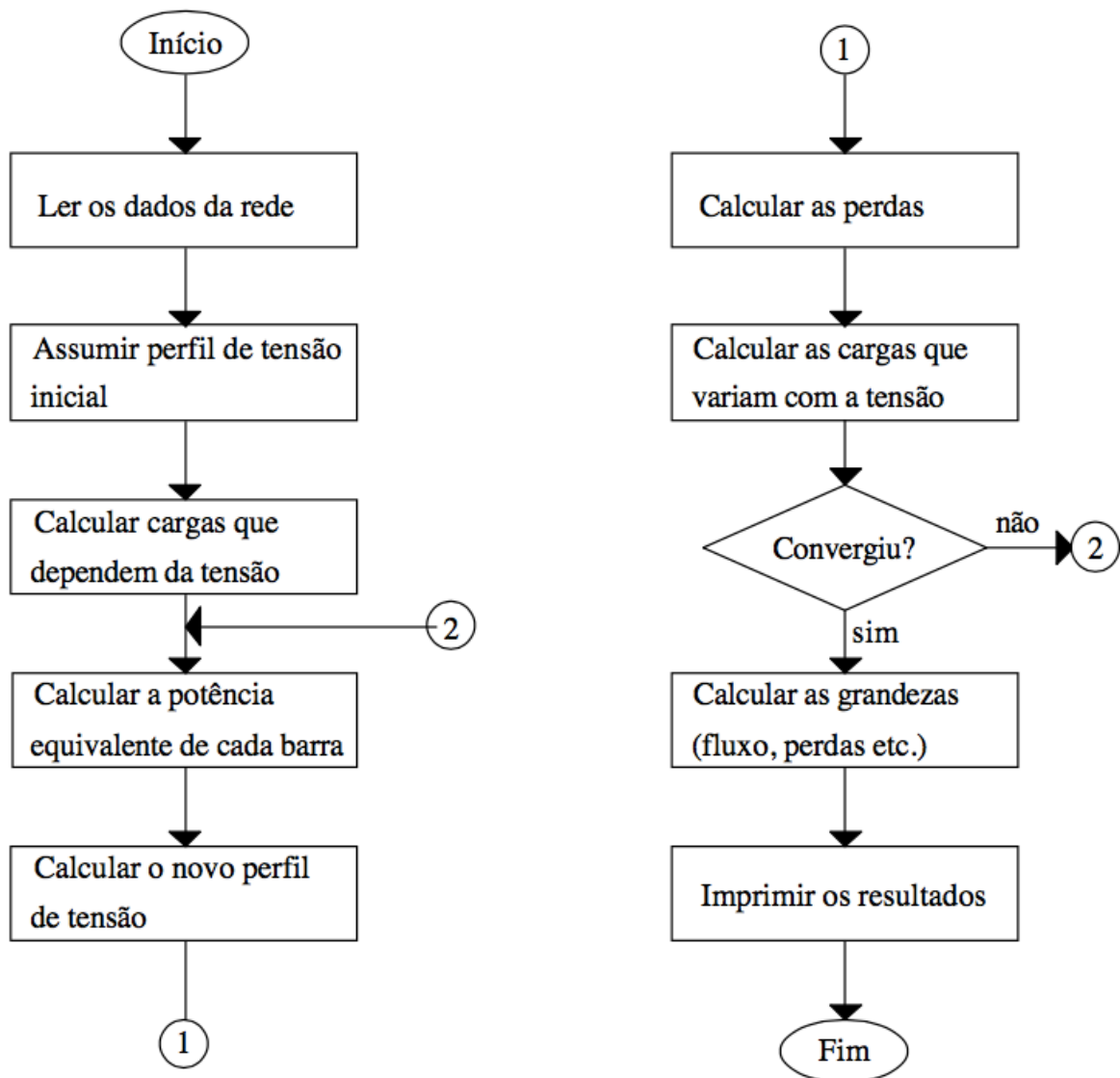


Figura 13. Fluxograma do método da soma de potência.

Fonte: BARBOSA (1995).

4 IMPLEMENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

4.1 Validação do método

Nessa subseção o objetivo é demonstrar a validade do algoritmo desenvolvido para calcular o fluxo de carga para sistemas de distribuição através da metodologia da soma de potências. Para tal propósito, será aplicado analiticamente o método da soma de potências para um pequeno sistema de 4 barras representado pela Figura 14. Posteriormente, serão comparados os valores obtidos de forma analítica, através de duas iterações, com os valores encontrados pelo algoritmo desenvolvido. Os valores das impedâncias das linhas, das potências ativas e reativas das barras, assim como, o valor da tensão no nó fonte (nó da subestação), estão representados na Figura 14. O valor admitido para a convergência para esse caso é de 0,001.

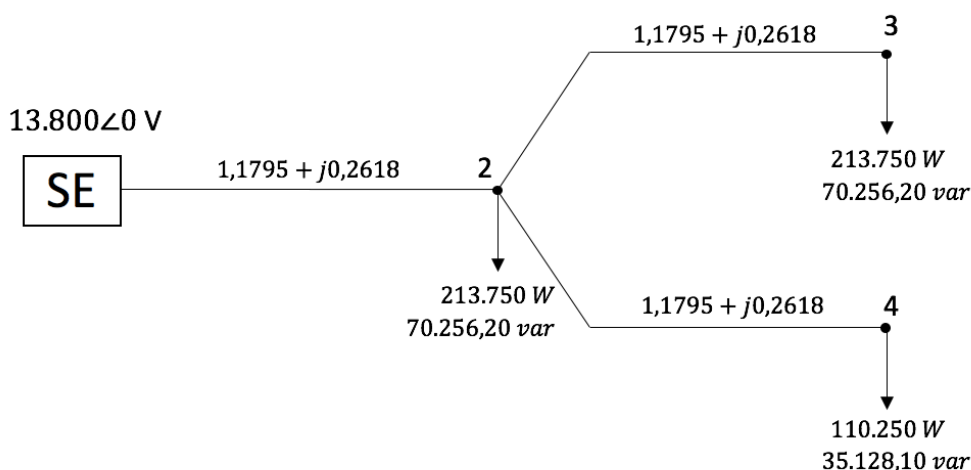


Figura 14. Sistema exemplo.

Fonte: elaborado pelo autor.

Como descrito na subseção 3.2, o primeiro passo para aplicar o método da soma de potências é calcular as potências equivalentes em cada barra no sentido dos nós terminais ao nó da subestação. Para a realização dos cálculos, são utilizadas as equações (1) e (2) e considerado na primeira iteração que as perdas nos ramos são nulas. Os valores das potências atualizadas são demonstrados na Figura 15.

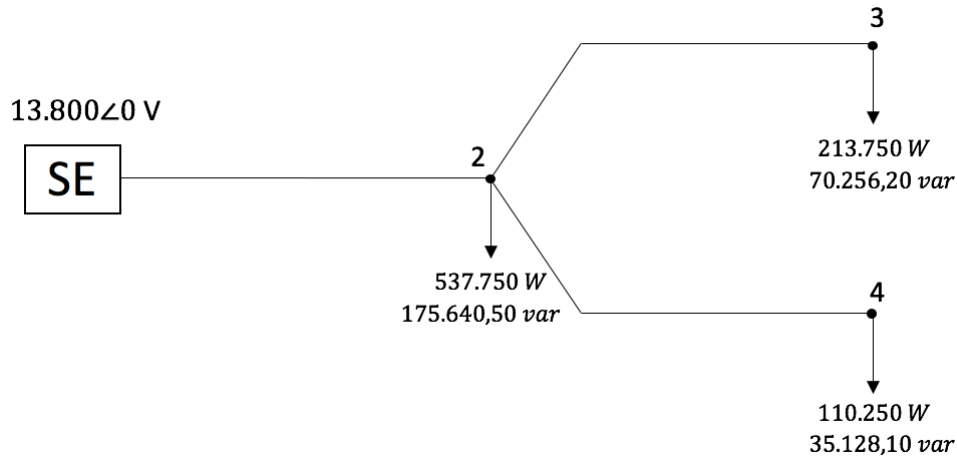


Figura 15. Sistema exemplo com as potências atualizadas da primeira iteração.

Fonte: elaborado pelo autor.

O segundo passo é calcular os valores das tensões nodais em cada barra. Nesse processo, a varredura acontece no sentido do nó da subestação para os nós terminais. Considerando os valores de impedância das linhas e as equações (8), (9) e (10), calculam-se os valores das tensões nodais nas barras pela equação (7) e seus respectivos ângulos pela equação (12). Os valores obtidos para essa primeira iteração são:

$$V_2 = 13750,52 \angle 0,0200 \text{ V}$$

$$V_3 = 13730,82 \angle 0,0282 \text{ V}$$

$$V_4 = 13740,39 \angle 0,0238 \text{ V}$$

Não havendo convergência, realiza-se o quarto passo. O quarto passo consiste em calcular as perdas nos ramos no sentido das barras terminais para a barra fonte utilizando-se as equações (14) e (15). Os valores obtidos foram:

Trecho 1 – 2:

$$PL_{1-2} = 1996,37 \text{ W}$$

$$QL_{1-2} = 443,11 \text{ var}$$

Trecho 2 – 3:

$$PL_{2-3} = 316,71 \text{ W}$$

$$QL_{2-3} = 70,29 \text{ var}$$

Trecho 2 – 4:

$$PL_{2-4} = 83,64 \text{ W}$$

$$QL_{2-4} = 18,56 \text{ var}$$

Calculado os valores das perdas, volta-se para o passo 1 e calcula-se as potências equivalentes atualizadas. Os valores atualizados são demonstrados na Figura 16.

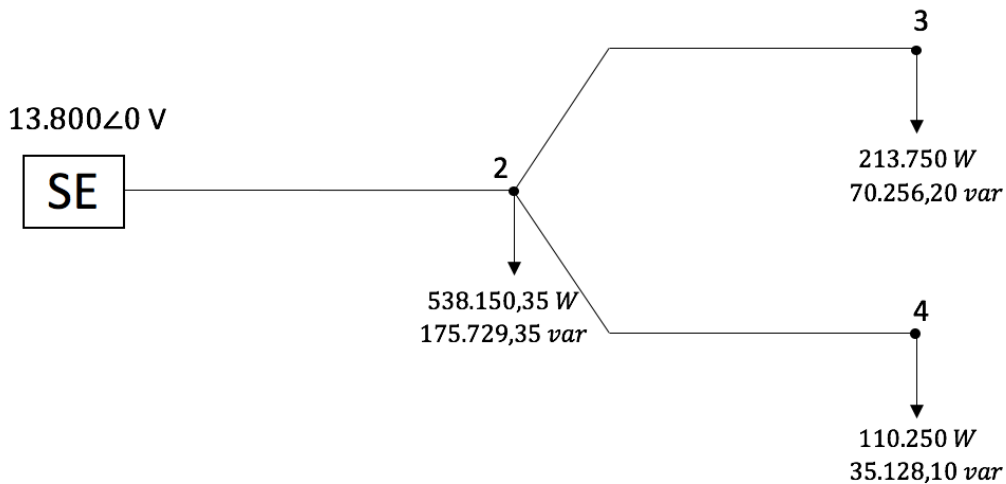


Figura 16. Sistema exemplo com as potências atualizadas da segunda iteração.

Fonte: elaborado pelo autor.

Com as potências equivalentes ajustadas, realiza-se o segundo passo da segunda iteração que é o cálculo dos novos valores para as tensões nodais. Os valores obtidos são:

$$V_2 = 13750,49 \angle 0,0200 \text{ V}$$

$$V_3 = 13730,79 \angle 0,0282 \text{ V}$$

$$V_4 = 13740,35 \angle 0,0238 \text{ V}$$

Como não foi verificado a convergência, calcula-se novamente as perdas nos ramos:

Trecho 1 – 2:

$$PL_{1-2} = 1999,26 \text{ W}$$

$$QL_{1-2} = 443,75 \text{ var}$$

Trecho 2 – 3:

$$PL_{2-3} = 316,71 \text{ W}$$

$$QL_{2-3} = 70,29 \text{ var}$$

Trecho 2 – 4:

$$PL_{2-4} = 83,64 \text{ W}$$

$$QL_{2-4} = 18,56 \text{ var}$$

Com esses novos valores de perdas nos ramos, retorna-se para o primeiro passo. Dessa forma, a metodologia da soma de potência continua até que seja encontrada a convergência para o erro admitido.

Os valores obtidos através da implementação do mesmo método da soma de potências na plataforma MATLAB, para o mesmo sistema da Figura 14, são comparados com os valores obtidos de forma analítica na Tabela 1.

Tabela 1 - Valores obtidos através da implementação do método da soma de potências na plataforma MATLAB e analiticamente:

	1° Iteração (Algoritmo - MATLAB)	1° Iteração (Analítico)	2° Iteração (Algoritmo - MATLAB)	2° Iteração (Analítico)
$V_2 (V)$	13750,62 \angle 0,0200	13750,52 \angle 0,0200	13750,58 \angle 0,0200	13750,49 \angle 0,0200
$V_3 (V)$	13730,93 \angle 0,0282	13730,82 \angle 0,0282	13730,89 \angle 0,0282	13730,79 \angle 0,0282
$V_4 (V)$	13740,48 \angle 0,0238	13740,39 \angle 0,0238	13740,45 \angle 0,0238	13740,35 \angle 0,0238
$PL_{1-2}(W)$	1989,20	1996,37	1992,07	1999,26
$QL_{1-2}(var)$	441,51	443,11	442,16	443,75
$PL_{2-3}(W)$	316,25	316,71	316,26	316,71
$QL_{2-3}(var)$	70,19	70,29	70,20	70,29
$PL_{2-4}(W)$	83,58	83,64	83,58	83,64
$QL_{2-4}(var)$	18,55	18,56	18,55	18,56

Fonte: elaborado pelo autor.

Os valores obtidos pelo algoritmo desenvolvido na plataforma do MATLAB demonstraram ser válidos quando comparados com os valores obtidos analiticamente. Entre os valores obtidos para as tensões nodais, a maior diferença encontrada foi de 0,0008%

para o nó 3 na primeira iteração. E o maior erro encontrado para os trechos foi de 0,3611% para as perdas reativas no trecho 1-2. Nas Tabelas 2 e 3, são demonstrados os valores das diferenças entre os valores obtidos pelo algoritmo e pela forma analítica na iteração 1 e na iteração 2.

Tabela 2 – Diferença entre os valores obtidos através da implementação do método da soma de potências na plataforma MATLAB e analiticamente para a primeira iteração:

	1° Iteração (Algoritmo - MATLAB)	1° Iteração (Analítico)	Diferença	Diferença (%)
$V_2 (V)$	13750,62 \pm 0,0200	13750,52 \pm 0,0200	0,10	0,0007
$V_3 (V)$	13730,93 \pm 0,0282	13730,82 \pm 0,0282	0,11	0,0008
$V_4 (V)$	13740,48 \pm 0,0238	13740,39 \pm 0,0238	0,09	0,0007
$PL_{1-2}(W)$	1989,20	1996,37	7,17	0,3592
$QL_{1-2}(var)$	441,51	443,11	1,60	0,3611
$PL_{2-3}(W)$	316,25	316,71	0,46	0,1452
$QL_{2-3}(var)$	70,19	70,29	0,10	0,1423
$PL_{2-4}(W)$	83,58	83,64	0,06	0,0717
$QL_{2-4}(var)$	18,55	18,56	0,01	0,0539

Fonte: elaborado pelo autor.

Tabela 3 – Diferença entre os valores obtidos através da implementação do método da soma de potências na plataforma MATLAB e analiticamente para a segunda iteração:

	2° Iteração (Algoritmo - MATLAB)	2° Iteração (Analítico)	Diferença	Diferença (%)
$V_2 (V)$	13750,58 \angle 0,0200	13750,49 \angle 0,0200	0,09	0,0007
$V_3 (V)$	13730,89 \angle 0,0282	13730,79 \angle 0,0282	0,10	0,0007
$V_4 (V)$	13740,45 \angle 0,0238	13740,35 \angle 0,0238	0,10	0,0007
$PL_{1-2}(W)$	1992,07	1999,26	7,19	0,3596
$QL_{1-2}(var)$	442,16	443,75	1,59	0,3583
$PL_{2-3}(W)$	316,26	316,71	0,45	0,1421
$QL_{2-3}(var)$	70,20	70,29	0,09	0,1280
$PL_{2-4}(W)$	83,58	83,64	0,06	0,0717
$QL_{2-4}(var)$	18,55	18,56	0,01	0,0539

Fonte: elaborado pelo autor.

4.2 Simulação para um sistema de 4 barras com um gerador conectado

Uma segunda simulação foi realizada para um sistema teste com o mesmo número de barras do anterior, entretanto, foi conectado um gerador de potência ativa de 0,4 MW na barra 3. A figura 17, apresenta este sistema.

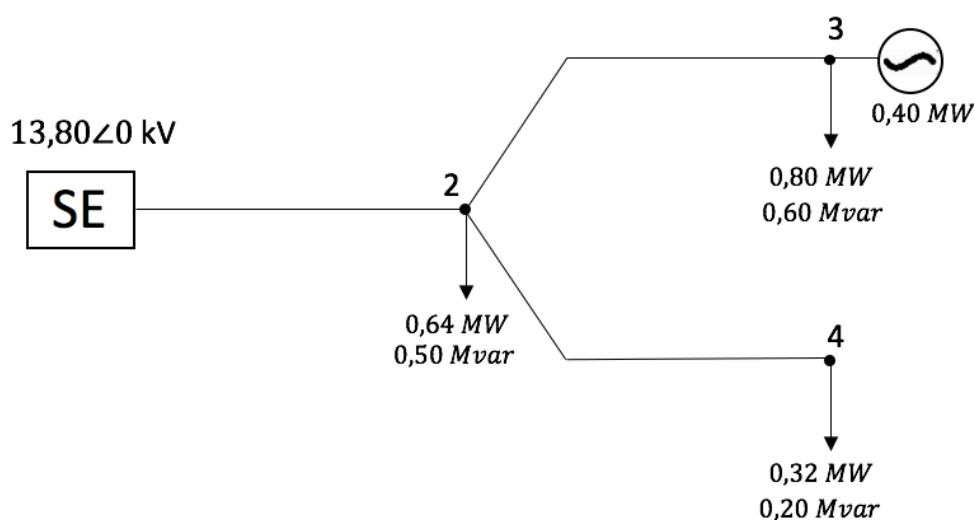


Figura 17. Representação do sistema teste.

Fonte: elaborado pelo autor.

A Figura 18, gerada pelo algoritmo desenvolvido demonstra o sistema teste em camadas de acordo com a saída do algoritmo de grafos, onde os valores sobre as os trechos de linha representam a resistência em ohms e os valores dos nós são a identificação de cada um.

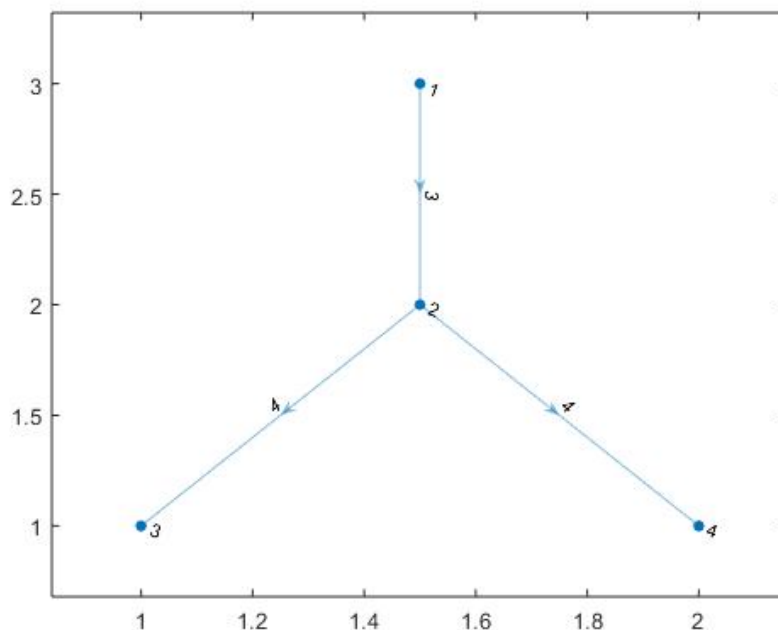


Figura 18. Sistema teste de 4 barras plotado pelo algoritmo desenvolvido.

Fonte: elaborado pelo autor.

Como visto na Figura 18, o sistema faz o caminho da barra 1 – 2, 2 - 3 e 2 – 4 para a varredura direta. Os valores enumerados no eixo vertical e horizontal da Figura 18, fazem referência a ordem de procura em largura do algoritmo, e para o eixo horizontal, referência à ordem de procura em profundidade. Como mencionado anteriormente, na barra 3 do sistema foi conectado um gerador com uma potência ativa (PG) de 0,40 MW. Além disso, os valores iniciais admitidos para tensões nodais foram de 13,80 kV e fase de 0 graus. Os valores de resistência (R) e reatância (X) para os trechos, assim como os valores das cargas ativas (P) e cargas reativas (Q) para os trechos, estão descritos na Tabela 4.

Tabela 4 – Dados do sistema teste:

De	Para	R (Ohm)	X (Ohm)	P (MW)	Q (Mvar)	PG (MW)	QG (Mvar)	Qmin (Mvar)	Qmax (Mvar)	Nó	V (kV)	Fase (Graus)
1	2	3	4	0,64	0,48					2	13,80	0
2	3	4	5	0,80	0,60	0,40		-10	10	3	13,80	0
2	4	4	3	0,32	0,24					4	13,80	0

Fonte: elaborado pelo autor.

Nos resultados obtidos pelo algoritmo, observa-se que nos nós 2 e 4 ocorreu uma queda de tensão devido ao balanço das cargas mais as perdas nos sistemas, resultado que já era esperado. Além disso, no nó 3, a tensão se manteve constante, algo que também era previsto já que o gerador de potência ativa foi mantido com seus limites de geração reativa abertos, portanto, o gerador injeta potência ativa conforme a necessidade de forma que a tensão naquele nó se mantém constante. Os dados obtidos na simulação do sistema são demonstrados na Tabela 5.

Tabela 5 – Resultados gerados pelo algoritmo desenvolvido:

De	Para	R (Ohm)	X (Ohm)	P (MW)	Q (Mvar)	PG (MW)	QG (Mvar)	Qmin (Mvar)	Qmax (Mvar)	Nó	V (kV)	Fase (Graus)
1	2	3	4	0,64	0,48					2	13,45	-1,90
2	3	4	5	0,80	0,60	0,40	1,58	-10	10	3	13,80	-3,75
2	4	4	3	0,32	0,24					4	13,32	-1,89

Fonte: elaborado pelo autor.

Para fins de comparação, na Tabela 6 são apresentados os valores obtidos analiticamente para o mesmo sistema. O maior erro encontrado entre os valores de magnitude das tensões foi de 0,80% para o nó 2. Entretanto, entre os valores de fase das tensões, foi identificado um desvio de 1,61% para o nó 2 e de 2,13% para o nó 4.

Tabela 6 – Resultados analíticos para o sistema:

De	Para	R (Ohm)	X (Ohm)	PL (MW)	QL (Mvar)	PG (MW)	QG (Mvar)	Qmin (Mvar)	Qmax (Mvar)	Nó	V (kV)	Fase (Graus)
1	2	3	4	0,64	0,48					2	13,56	-1,93
2	3	4	5	0,80	0,60	0,40	1,60	-10	10	3	13,80	-3,77
2	4	4	3	0,32	0,24					4	13,41	-1,93

Fonte: elaborado pelo autor.

De forma geral, o algoritmo apresentou boa performance e com pequenos desvios. Dessa forma, utilizando-se dessa metodologia é possível encontrar as tensões e suas fases e, portanto, calcular os fluxos de carga do sistema sobre diferentes cenários de carga e geração, afim de conhecer a demanda que será exigida para o nó da subestação e de outros geradores conectados ao sistema. Todavia, a existência de erros significativos entre as fases das tensões, demonstra a necessidade de investigar de forma minuciosa a implementação da equação (12).

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Durante o desenvolvimento deste trabalho, observou-se através da revisão bibliográfica que os possíveis impactos pela conexão dos VEs ao sistema de distribuição estão ligados aos níveis de distorção harmônicas provocados pelo carregamento das baterias e a sobrecarga dos transformadores em horários de picos, com consequência de restrições operativas da rede. Este último, foi o motivador para o desenvolvimento de uma ferramenta de estudos em regime permanente. Além disso, verificou-se que existem estratégias de carregamento que coordenam os carregamentos dos VEs de forma que os impactos sejam mitigados. Entre essas estratégias, destaca-se o carregamento inteligente que possibilita a gestão dos horários e das taxas de carregamento dos veículos elétricos de acordo com as necessidades de operação.

Este trabalho apresenta uma ferramenta de análise de fluxo de carga implementada em MATLAB através do MSP, considerado através da revisão bibliográfica o mais apropriado para estudos de redes de distribuição de energia elétrica por apresentar um erro menor devido a sua característica de depender apenas das perdas do sistema.

O algoritmo desenvolvido foi validado e comparado com sua resolução analítica. O maior desvio encontrado na primeira validação do sistema teste foi de 0,3611% no ramo 1-2, enquanto que os valores de tensão tiveram um desvio máximo de 0,0008%. Após, foi realizada uma segunda validação conectando um gerador na barra 3 do sistema teste e foram encontrados os seguintes valores de desvio máximo: 0,80% para o desvio da magnitude de tensão e 2,13% para a fase da tensão, em relação ao resultado analítico. Estes resultados demonstram uma boa aproximação da ferramenta desenvolvida. Entretanto, sugere-se um estudo mais detalhado para a diminuição dos desvios e inclusão de elementos não modelados neste trabalho, como o regulador de tensão e elementos *shunt*.

Não foram alcançados os objetivos de modelar os veículos elétricos no âmbito de estudos em regime permanente. Entretanto, verificou-se que no âmbito do fluxo de carga os VEs podem ser modelados como um elemento de consumo de potência ativa (quando em estratégia de carregamento) ou um elemento de injeção de potência ativa (quando em estratégia de V2G). Dessa forma, sugere-se estes dois modelos para implementação futuro dos VEs na ferramenta desenvolvida.

A ferramenta foi implementada de forma aberta para realizar o estudo para sistemas de distribuição de N barras e para receber a inclusão de novos modelos de elementos de rede.

Sugestões para trabalhos futuros:

- Implementação de modelos de VEs para estudos em regime permanente;
- Desenvolvimento de modelos para reguladores de tensão;
- Desenvolvimento de modelos para elementos *shunt*, como banco de capacitores.
- Ampliação da metodologia para a utilização de geração distribuída (fluxo bidirecional);
- Ampliação da metodologia para redes fracamente malhadas de distribuição.

REFERÊNCIAS

ARIOLI, V.T.; **Análise de impactos técnicos provocados pela penetração massiva de veículos elétricos em redes de distribuição de energia elétrica**. Tese de mestrado. Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 2016.

BARBOSA, A. S.; **Fluxo de potência em sistemas de distribuição: aplicações práticas**. Curso de mestrado em Engenharia Elétrica. Universidade Federal da Paraíba. Campina Grande. 1995.

BASSO, C.; **O impacto dos veículos elétricos *Plug-in* no sistema elétrico de potência**. Trabalho de Conclusão de Curso. Curso de Engenharia Elétrica. Universidade Federal do Pampa. Alegrete, 2011.

BORGES, T. T.; **Restabelecimento de sistemas de distribuição utilizando fluxo de potência ótimo**. Tese de doutorado. Engenharia Elétrica. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2012.

BREMERMANN, L. E.; **Impact evaluation of the large-scale integration of electric vehicles in the security of supply**. Department of Electrical and Computer Engineering. Faculty of Engineering of University of Porto. Porto, 2014.

DUBEY, A. SANTOSO. S.; **Electric vehicle charging on residential distribution systems: impacts and mitigations**. Published in IEEE access. Vol: 3; September, 2015. Electronic ISSN: 2169-3536.

ELGERD, O. I.; **Introdução a teoria de sistemas de energia elétrica**; Editora McGraw-Hill do Brasil Ltda. São Paulo, 1977.

EPE, 2018; **Balanco Energético Nacional 2018**. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dadosabertos/publicacoes/balancoenergetico-nacional-201>>. Acesso em julho de 2018.

FGV ENERGIA, 2017; **Caderno de 2017 sobre Carros Elétricos**. Disponível em: <https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/caderno_carros_eletricos-fgv-book.pdf>. Acesso em julho de 2018.

FERNANDES, C. K.; **Avaliação da inserção de carro elétricos na operação de uma rede de distribuição de energia elétrica**. Trabalho de Conclusão de Curso. Curso de Engenharia Elétrica. Universidade Federal do Rio Grande do SUL. Porto Alegre, 2013.

FLÓREZ, H. A. R.; **Desenvolvimento de um estimador de estado para sistemas de distribuição de energia elétrica desbalanceados**. Tese. Engenharia Elétrica do Campus de Ilha Solteira. UNESP. Ilha Solteira, 2013.

FREIRE, R.; DELGADO, J.; SANTOS, J. M.; ALMEIDA, A. T.; **Integration of renewable energy generation with EV charging strategies to optimize grid load balancing**. Published in the 13th International IEE Annual Conference on Intelligent Transportation Systems. Madeira Island, Portugal, 2010.

GOMEZ, J.C.; MORCOS M.M.; **Impacto of EV battery chargers on the power quality of distribution systems**. Published in IEEE Transactions on Power Delivery. Vol: 18, Issue: 3; July, 2003. DOI 10.1109/TPWRD.2003.813873

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B.; ROBBA, E. J.; **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. São Paulo: Edgard Blucher, 2013.

LEITE, M. A. O.; **Reconfiguração de redes de distribuição primária de energia elétrica para redução de perdas técnicas**. Engenharia Elétrica. Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte, 2014.

LIMA, N. M. D.; **Comparação de estratégias de carregamento de veículos elétricos**. Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Porto, 2012.

MONTICELLI, A. J.; **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. São Paulo: Edgard Blucher, 1983.

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). **Sistema de Transmissão – Horizonte 2017**. Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>>. Acesso em: outubro de 2018.

PIZZALI, L. F. O.; **Cálculo de fluxo de potência em redes de distribuição com modelagem a quatro fios**. Engenharia Elétrica. Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”. Ilha Solteira – SP, 2003.

SANTOS, G. B.; **Influência de filtros de harmônicas no fluxo de potência reativa e na estabilidade de tensão – Uma análise de caso**. Monografia. Curso de Engenharia de Energia. Universidade de Brasília. Brasília, 2017.

TÔRRES, A. A. P.; **Método da soma de potencias e de Newton para solução do fluxo de carga em redes de distribuição com geração distribuída**. Trabalho de Conclusão de Curso. Curso de Engenharia Elétrica. Universidade Federal da Paraíba. João Pessoa, 2016.