

Universidade Federal de Campina Grande  
Centro de Engenharia Elétrica e Informática  
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

# **Análise de Sistemas de Distribuição no OpenDSS**

**Guilherme Barboza Leal**

Campina Grande, Paraíba  
Junho/2016

Guilherme Barboza Leal

# Análise de Sistemas de Distribuição no OpenDSS

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à  
Coordenação do Curso de Graduação em Engenharia  
Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande como  
parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de  
Bacharel em Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.*

Orientadora:

Professora Núbia Silva Dantas Brito, D. Sc.

Campina Grande, Paraíba

Junho/2016

Guilherme Barboza Leal

# Análise de Sistemas de Distribuição no OpenDSS

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à  
Coordenação do Curso de Graduação em Engenharia  
Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande como  
parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de  
Bacharel em Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.*

Aprovado em \_\_\_\_ / \_\_\_\_ / \_\_\_\_\_

**Professor Benemar Alencar de Souza**  
Universidade Federal de Campina Grande  
Avaliador

**Professora Núbia Silva Dantas Brito**  
Universidade Federal de Campina Grande  
Orientadora

Campina Grande, Paraíba

Junho/2016

*Este trabalho é dedicado à minha família, que esteve presente durante toda essa caminhada, oferecendo o suporte necessário para que esse objetivo fosse atingido.*

## Agradecimentos

Agradeço:

Aos meus pais, Gilvan e Maria Das Dores, que as suas presenças na saudade de seus abraços dignificantes e confortadores me faltam. Sei que vocês compartilham essa realização, pois mais que minha, ela é de vocês. Que a extensão através do amor seja as mãos que agora recebem esta conquista junto às minhas. Assim, mais do que nunca, as suas presenças se farão sentir, sou a continuidade de seus brilhos. Por todo tempo que eu viver, perpetuarei as suas memórias e hei de ser fiel aos seus princípios, ensinamentos, caminhos e exemplos que deixaram. Lições que seguirei para no final da minha caminhada poder encontrar vocês e matar a enorme saudade que sinto.

À toda minha família, que com todo carinho e apoio, não mediu esforços para eu chegar a esta etapa da minha vida.

À professora Núbia, pelo papel que exerceu na minha formação, como professora e orientadora.

Enfim, a todos que de alguma forma, passaram pela minha vida e contribuíram para a construção de quem sou hoje.

## Resumo

O crescimento populacional ininterrupto aliado aos avanços tecnológicos tem tornado a sociedade moderna cada vez mais dependente da eletricidade. No contexto das empresas de energia elétrica, isso reflete-se por exemplo, em investimentos contínuos na área de modelagem de sistemas elétricos. Neste sentido, em 2014, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) estabeleceu na Nota Técnica N° 0104/2014-SRD, o *software* OpenDSS (*Distribution System Simulator*) como *software* padrão para realização de estudos de fluxo de potência e de cálculo da perda regulatória das distribuidoras de energia, em sistemas de distribuição de energia elétrica de baixa e média tensão. O OpenDSS é um *software* focado no segmento da distribuição e foi desenvolvido com o objetivo de constituir uma ferramenta capaz de modelar sistemas de distribuição utilizando, inclusive, linguagem orientada a objetos. Por ser um *software* de código aberto, o OpenDSS permite aos usuários antecipar suas necessidades, incluindo novos recursos. Este Trabalho de Conclusão de Curso apresenta uma análise preliminar desse *software* através da realização de um Estudo de Caso.

**Palavras chave:** OpenDSS, Perdas Técnicas, Sistemas de distribuição.

## Sumário

1. Apresentação .....	9
2. Introdução.....	10
3. Fundamentação Teórica.....	11
3.1. Fundamentos do SDEE .....	11
3.2. Fluxo de Carga .....	13
3.3. Perdas .....	15
4. O TCC.....	18
4.1. Estudo do OpenDSS .....	18
4.1.1. Instanciando Objetos na Linguagem do OpenDSS.....	19
4.1.2. Perdas Técnicas .....	22
4.2. Estudo de Caso.....	23
4.2.1. Implementação do sistema-teste no OpenDSS.....	30
4.3. Ferramenta de Instância.....	39
4.4. Análise dos Resultados .....	42
5. Considerações Finais.....	49
6. Referências Bibliográficas.....	50

## Lista de Figuras

Figura 3.1 Sistema de potência típico. Fonte: ABRADDEE (2016). .....	11
Figura 3.2 Modelo de solução iterativa do OpenDSS. Fonte: EPRI (2016). .....	14
Figura 3.3 Segmentação do Sistema de Distribuição. Fonte: MEFFE (2007). .....	16
Figura 4.1 Sistema-Teste. ....	36
Figura 4.2 <i>Zoom In</i> no sistema teste. ....	36
Figura 4.3 Valores de tensão. ....	37
Figura 4.4 Valores de corrente. ....	37
Figura 4.5 Valores de potência. ....	38
Figura 4.6 Relatório Geral. ....	38
Figura 4.7 Potência do circuito. ....	39
Figura 4.8 Fluxograma da ferramenta de Instância. ....	40
Figura 4.9 Aba Trafos. ....	40
Figura 4.10 Resultado do clique no botão RUN da Aba Trafos. ....	40
Figura 4.11 Aba Linhas. ....	41
Figura 4.12 Aba Chaves. ....	41
Figura 4.13 Aba Cargas. ....	42
Figura 4.14 Perfil de tensão. ....	48



## Lista de Tabelas

Tabela 4.1 Código_Condutor.....	19
Tabela 4.2 Código_Alimentador.....	19
Tabela 4.3 Código_LinhaTransmissão.....	20
Tabela 4.4 Código_Transformador.....	20
Tabela 4.5 Parâmetros_Transformador.....	20
Tabela 4.6 Código_ReguladorTensão.....	20
Tabela 4.7 Parâmetros_Carga.....	21
Tabela 4.8 Código_CurvaCarga.....	22
Tabela 4.9 Registros do Energymeter .	23
Tabela 4.10 Dados_Cargas.....	24
Tabela 4.11 Dados_CabosConexões.....	24
Tabela 4.12 Dados_Transformador.....	24
Tabela 4.13 Dados_ReguladorTensão.....	24
Tabela 4.14 Dados_Chaves.....	25
Tabela 4.15 Dados_TrechosBaixaTensão.....	25
Tabela 4.16 Dados_TrechosMédiaTensão.....	26
Tabela 4.17 Coordenadas_Barramentos.....	29
Tabela 4.18 Implementação_Fonte.....	30
Tabela 4.19 Implementação_CurvaCarga.....	31
Tabela 4.20 Implementação_Carga.....	31
Tabela 4.21 Implementação_CabosConexões.....	31
Tabela 4.22 Implementação_TrechoMédiaTensão.....	32
Tabela 4.23 Implementação_TrechoBaixaTensão.....	34
Tabela 4.24 Implementação_Transformadores.....	34
Tabela 4.25 Implementação_Regulador Tensão.....	35
Tabela 4.26 Implementação_Chaves.....	35
Tabela 4.27 Implementação_Coordenadas.....	35
Tabela 4.28 Comando Redirect.....	41
Tabela 4.29 Instância_EnergyMeter.....	42
Tabela 4.30 Comando_Export meters.....	42
Tabela 4.31 Resultados obtidos.....	43
Tabela 4.32 Tensões na fase 1.....	45

# 1. Apresentação

Neste relatório estão descritas as atividades referentes ao Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) realizado sob a orientação da professora Núbia Silva Dantas Brito.

O TCC teve como:

- Objetivo geral: avaliar as principais funcionalidades do software OpenDSS.
- Objetivos específicos: i) entender todas as etapas do processo de implementação de um sistema-teste no OpenDss; ii) realizar estudos de perdas técnicas.

Este relatório foi estruturado conforme a seguir.

As primeiras sessões destinam-se a uma introdução teórica sobre sistemas de distribuição e sobre o *software* sob estudo. Em seguida, apresenta-se a instanciação dos dispositivos do sistema, o sistema-teste e a ferramenta desenvolvida para automatizar a declaração de alguns elementos do circuito, escrevendo suas instanciações na linguagem do OpenDSS. Por fim, os resultados são analisados.

## 2. Introdução

O sistema de distribuição de energia elétrica, segundo a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), é a parte do sistema de energia elétrica que se confunde com a própria topografia das cidades, ramificado ao longo de ruas e avenidas para conectar fisicamente o sistema de transmissão, ou mesmo unidades geradoras de médio e pequeno porte, aos consumidores finais da energia elétrica. A conexão, o atendimento e a entrega efetiva de energia elétrica ao consumidor é feito pelas distribuidoras de energia (ABRADEE, 2016).

Na prática, a energia elétrica medida pelas distribuidoras nas unidades consumidoras finais será sempre inferior à energia recebida dos agentes supridores, cuja diferença se deve às denominadas perdas de energia. No caso do setor de distribuição, as perdas são divididas em:

- Perdas técnicas: correspondem às perdas devido ao transporte da energia elétrica na rede, como por exemplo: efeito Joule, perdas nos núcleos dos transformadores, perdas dielétricas, etc.
- Perdas não-técnicas: correspondem aos furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, problemas com equipamentos de medição, etc. É definida como a diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas.

As perdas técnicas de cada distribuidora são calculadas na revisão tarifária periódica conforme regras definidas pela Aneel, que tem como atribuições regular e fiscalizar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização da energia elétrica. Vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), sua atuação visa garantir tarifas justas no setor elétrico, além de zelar pela qualidade do serviço. Cabe à Aneel definir qual a parcela de perdas não-técnicas de energia que poderá ser repassada à tarifa, sendo suportada, por seguinte, pelos consumidores regulares.

Desde 2014, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) estabeleceu na Nota Técnica N° 0104/2014-SRD o OpenDSS (*Distribution System Simulator*) como *software* padrão para realização de estudos de fluxo de potência e de cálculo da perda regulatória das distribuidoras de energia, em SDEE de baixa e média tensão. O OpenDSS é um *software* utilizado na análise de sistemas elétricos focado no segmento da distribuição. Seu desenvolvimento iniciou-se em 1997 na *Electrotek Concepts, Inc.* e em 2004, foi comprado pela *EPRI Solutions*, tornando-se a partir de 2008, *open source software*.

A princípio, o *software* foi desenvolvido para ser uma ferramenta de modelagem de sistemas de distribuição, fazendo uso de linguagem orientada a objetos e de código aberto. Isso constituiu ser vantajoso, visto que o usuário pode fazer qualquer modificação, sem nenhuma obrigação com o desenvolvedor. Desta forma, reconheceu-se que os desenvolvedores não são capazes de antecipar todas as necessidades dos usuários, o que permitiu delegar ao usuário a inclusão de novos recursos.

Em face da sua importância atual, este TCC apresenta um estudo introdutório sobre as funcionalidades do OpenDss através de um Estudo de Caso.

## 3. Fundamentação Teórica

### 3.1. Fundamentos do SDEE

O sistema de potência compreende quatro grandes áreas: geração, transmissão, distribuição e utilização (Figura 3.1).

Figura 3.1 Sistema de potência típico. Fonte: ABRADÉE (2016).



A área da distribuição de energia elétrica, denominada de sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE), é responsável por entregar aos centros de consumo a energia gerada nas usinas e conduzida pelas linhas de transmissão. O SDEE é muito mais extenso e ramificado do que os sistemas de transmissão, pois deve chegar aos domicílios e endereços de todos os consumidores.

Em um SDEE típico, a tensão das linhas de transmissão é reduzida em uma subestação abaixadora e direcionada para as redes de distribuição primária (média tensão), de onde partem as redes secundárias (baixa tensão), das quais derivam-se os ramais, nos quais a tensão é novamente reduzida para os níveis requeridos pelas cargas. No Brasil, as empresas distribuidoras operam em linhas com os seguintes níveis de tensão:

- Média tensão: tensão elétrica variando entre 2,3 kV e 44 kV. Sistema composto usualmente, por três fios condutores aéreos sustentados por cruzetas de madeira em postes de concreto.
- Baixa tensão: tensão elétrica variando entre 110 e 440 V. Sistema afixado normalmente, nos mesmos postes de concreto que sustentam o sistema de média tensão, porém localizado em uma altura inferior. É o sistema responsável por conduzir a energia elétrica até as residências e pequenos comércios/indústrias, por meio dos ramais de ligação.

Os SDEE são dotados de equipamentos de manobra que coordenam a configuração do sistema, equipamentos de proteção com a função de proteger os outros equipamentos da rede e equipamentos de correção de tensão.

Os SDEE possuem características que variam de acordo com os seguintes aspectos: nível de tensão, tipo de consumidor (carga), número de fases e de consumidores,

intensidade e densidade de carga e configuração. O fator mais determinante de um SDEE são as cargas que ele deve atender, cujas características são funções dos hábitos e das conveniências do consumidor, sem interferência direta da concessionária. Os consumidores possuem diversas classificações, sendo a carga a característica principal que os diferencia. Os tipos de consumidores e seus respectivos tipos de cargas são os seguintes:

- Residencial: carga constituída principalmente de lâmpadas, pequenos motores-bombas e eletrodomésticos, chuveiros elétricos e etc.
- Comercial: consiste principalmente de lâmpadas, anúncios luminosos, condicionadores de ar e dependendo do tipo de atividade, refrigeradores e freezers, ou copiadoras e outros equipamentos de escritórios.
- Industrial: Dependendo do tipo e do porte da indústria.
- Iluminação pública: Para este tipo de carga, que praticamente se mantém constante durante toda a noite.
- Rural: máquinas agrícolas, e principalmente de motores empregados no bombeamento d'água para irrigação.
- Serviços Públicos: nesta categoria, se destacam serviço de abastecimento d'água e transportes elétricos.

A configuração do SDEE a ser implantado depende de diversos fatores tais como: qualidade do serviço desejada, disponibilidade de recursos e taxa de retorno de capital fixada. Os principais critérios de qualidade são (SOUZA, 1997): continuidade de serviço, regulação de tensão, segurança, confiabilidade, simplicidade de operação, flexibilidade e facilidade de manutenção.

As configurações mais usuais para o sistema primário são (SOUZA, 1997):

- Radial Simples: exige investimento baixo e possui qualidade satisfatória, desde que sejam empregados equipamentos de boa qualidade, pois não tem nenhum equipamento duplicado. É de fácil operação e expansão e se aplica na distribuição aérea, em áreas de baixa densidade de carga.
- Radial Seletivo: oferece uma alternativa de suprimento, o qual pode ser oriundo ou não, da mesma subestação. Se aplica a consumidores de grande porte ou importância, que geralmente são ligados direto ao circuito primário, como por exemplo, hospitais, estágios, centrais telefônicas, aeroportos.
- Anel: arranjo mais caro entre os três, porém apresenta melhor continuidade de serviço. O anel pode ser fechado ou aberto, nesse último caso, funciona basicamente como dois alimentadores radiais. Cada alimentador é dimensionado para assumir toda a carga do anel.

O sistema secundário é a parte do sistema de distribuição entre o alimentador primário e o consumidor e consiste dos transformadores de distribuição, circuito secundário e ramais de serviço (SOUZA, 1997). Dentre as configurações mais usuais, destacam-se: radial simples, interligado e reticulado. Os dois tipos principais de circuito secundário são o trifásico a quatro condutores e monofásico a três condutores. Em sistemas aéreos, o circuito secundário é vertical, fixo no poste por isoladores tipo roldana.

Outro elemento importante de um SDEE são as subestações, que são instalações elétricas com funções específicas, tais como: chaveamento de circuitos, transformação, regulação de tensão, e suprimento de energia a consumidores (SOUZA, 1997). A subestação de distribuição recebe energia dos circuitos de subtransmissão, distribuindo-a para os alimentadores primários. Tem função abaixadora, circuitos de saída em maior número que os de entrada e tensão nominal entre 11,9kV e 45kV.

Os principais equipamentos encontrados nas subestações são:

- Equipamentos principais: transformadores, reguladores, reatores, capacitores e barramentos.
- Equipamentos auxiliares: transformadores de potencial e transformadores de corrente.
- Equipamentos de manobra e proteção: seccionadoras, disjuntores, para-raios e malha de aterramento.

Um dos componentes mais importantes de uma subestação é o barramento, que é um conjunto de barras circulares rígidas de alumínio em número múltiplo de três (para sistemas trifásicos). Os cabos das linhas de subtransmissão, dos alimentadores ou de conexão entre equipamentos são ligados através dessas barras. As configurações de barramentos mais usuais são: simples, barramento duplo e anel.

## 3.2. Fluxo de Carga

O sistema de potência requer análise continuada para que o desempenho do sistema seja avaliado e alternativas adequadas de operação e expansão possam ser determinadas (SOUZA, 1997). O modo tradicional de se fazer essa análise é através da execução do denominado fluxo de carga, que consiste essencialmente, em determinar o estado da rede, ou seja, a magnitude e o ângulo das tensões de barra. Neste tipo de problema, considera-se a modelagem estática, onde a rede é representada por um conjunto de equações e inequações algébricas.

O OpenDSS permite o uso de dois modelos de circuitos: i) o modelo multifásico completo; ii) o modelo de sequência positiva simplificado. No OpenDSS, o comando `MakePosSeq` é usado para converter o primeiro modelo para o de sequência positiva.

Apesar de executar cálculo de fluxo de carga, o OpenDSS não é um programa destinado apenas para esse fim, o que resultou em uma ferramenta que opera de forma diferente dos programas de fluxo de carga usuais. O fluxo de carga do OpenDSS executa inúmeros modos de solução: `Snapshot` (padrão), `Daily` (modo diário), `Dutycycle`, `Monte Carlo` e vários modelos onde a carga varia com o tempo. Para a maioria dos propósitos, usam-se os modelos diário, mensal ou anual.

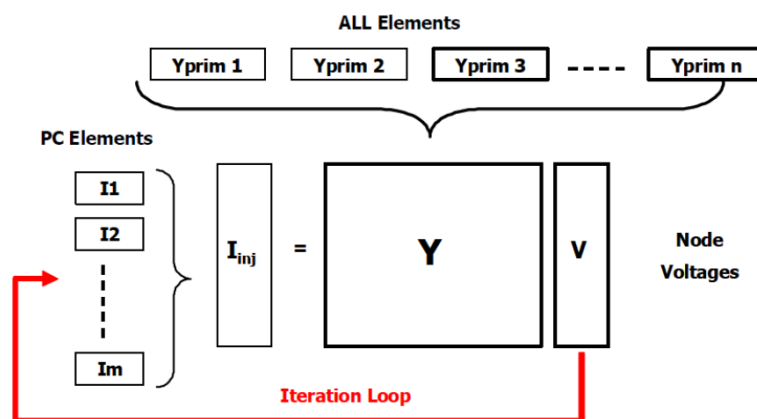
O OpenDSS possibilita dois tipos de soluções: iterativa e direta. O Manual do OpenDSS informa que na primeira opção, o fluxo de carga, as cargas e os geradores distribuídos são tratados como fontes de injeção. Na solução direta, eles são incluídos como admitâncias na matriz admitância do sistema, que é então, resolvido sem

iterações (EPRI, 2016).

Atualmente, estão disponíveis dois tipos de fluxo de carga iterativos: i) o Método Normal de Injeção de Corrente; ii) o Método de Newton. O método padrão do OpenDSS é o Normal, que é um método iterativo de ponto fixo. Segundo o EPRI (2016), é mais rápido e converge muito bem para a maioria dos sistemas de distribuição. A ANEEL indica como método de referência o Normal. Em caso de não convergência, a ANEEL especifica que seja utilizado o Método de Newton, por ser mais robusto e geralmente, utilizado para sistemas mais complexos.

Na Figura 3.2 é apresentada a relação dos elementos de entrega de energia (segmentos de rede, transformadores, reguladores e chaves) com os PC (*Power Conversion*), elementos de conversão de energia (cargas, capacitores, reatores e geradores). Os elementos de entrega de energia são geralmente definidos em regime permanente por sua impedância e representados por uma matriz de admitância nodal, ao passo que os elementos de conversão de energia transformam energia elétrica em outras formas de energia e vice-versa.

Figura 3.2 Modelo de solução iterativa do OpenDSS. Fonte: Eprri (2016).



A obtenção das tensões iniciais em módulo e ângulo em todas as barras do circuito se dá através da execução do cálculo do fluxo de carga, desconectando todos os elementos *shunts* do sistema e considerando apenas os elementos passivos ligados em série no circuito (EPRI, 2016). Feito isso, dá-se início ao ciclo de iterações, nos quais são obtidas as correntes injetadas requeridas pelos elementos de conversão de energia conectados ao circuito. Essas correntes obtidas são adicionadas ao vetor de injeção de corrente, para desta forma solucionar o problema com a obtenção de novos valores de tensões nas barras do circuito. Obtidos os novos valores, reinicia-se o processo iterativo, até que os critérios de tolerância especificados sejam obedecidos. Uma observação importante neste processo é que a matriz de admitância do sistema não é reconstruída, o que contribui para a eficiência computacional do *software* (EPRI, 2016).

Quando o fluxo de carga é calculado, as perdas, tensões, fluxos e outras informações são disponibilizadas para cada componente do sistema ou para áreas.

### 3.3. Perdas

As perdas de energia são inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica, sendo caracterizadas pelas perdas ao longo do processo de transporte em técnicas e não técnicas. As perdas técnicas são relacionadas com a origem física dos equipamentos que compõem a cadeia de distribuição, o que implica que não podem ser eliminadas, no entanto podem ser reduzidas através de planejamento e ações de correção. Esse tipo de perda pode ser segregado em três tipos (ANTONELLI, 2014):

- Efeito Joule: é a perda variável associada a passagem de corrente elétrica nos condutores dos diferentes níveis de distribuição
- Perdas por histerese e correntes de Foucault: perda ocorrida devido à magnetização do núcleo de transformadores, reguladores de tensão e bobinas de potencial dos medidores de energia, sendo que independe da corrente de carga passante e sim da variação da tensão aplicada. Por simplificação, a maioria dos modelos pesquisados assumem esta variação como sendo nula, fazendo com que a perda desta origem seja constante;
- Fugas: são perdas de difícil estimativa e que representam uma parte menos significativa do total de perdas técnicas do sistema. Perdas dielétricas, por efeito corona e por fuga de corrente em isoladores, perdas em para-raios e conexões são geralmente associadas a esta origem.

As perdas não técnicas correspondem ao consumo irregular, à fraude nos medidores e ao furto de energia através de ligações clandestinas realizadas na rede. Também corresponde é de origem não técnica a energia consumida e não efetivamente faturada pelas distribuidoras devido aos defeitos nos medidores.

O processo de apuração das perdas de energia feito pelas concessionárias normalmente é dividido por níveis de tensão, considerando as perdas em alta tensão (AT) e em média e baixa tensão (MTBT).

#### Perdas em Alta Tensão

O Módulo 3 do PRODIST padroniza as tensões de conexões de sistemas em AT nos valores de 69 kV e 138 kV e admite tensões acima desses valores desde que estejam de acordo com a legislação pertinente.

O Módulo 7 do PRODIST estabelece a metodologia e os procedimentos para obtenção das informações e dados necessários para cálculo das perdas dos sistemas de distribuição de energia elétrica. O cálculo das perdas AT é bastante simples, utilizando apenas o método do balanço energético, em outras palavras, é a diferença entre os pontos de entrada e pontos de saída nos segmentos.

Outra consideração a ser feita acerca das perdas em alta tensão é que todo o valor apurado é considerado como perda técnica, pois a dimensão da quantidade de energia envolvida inviabiliza, por exemplo, o furto ou desvio de energia. Além do mais, a medição desses pontos é bastante precisa.



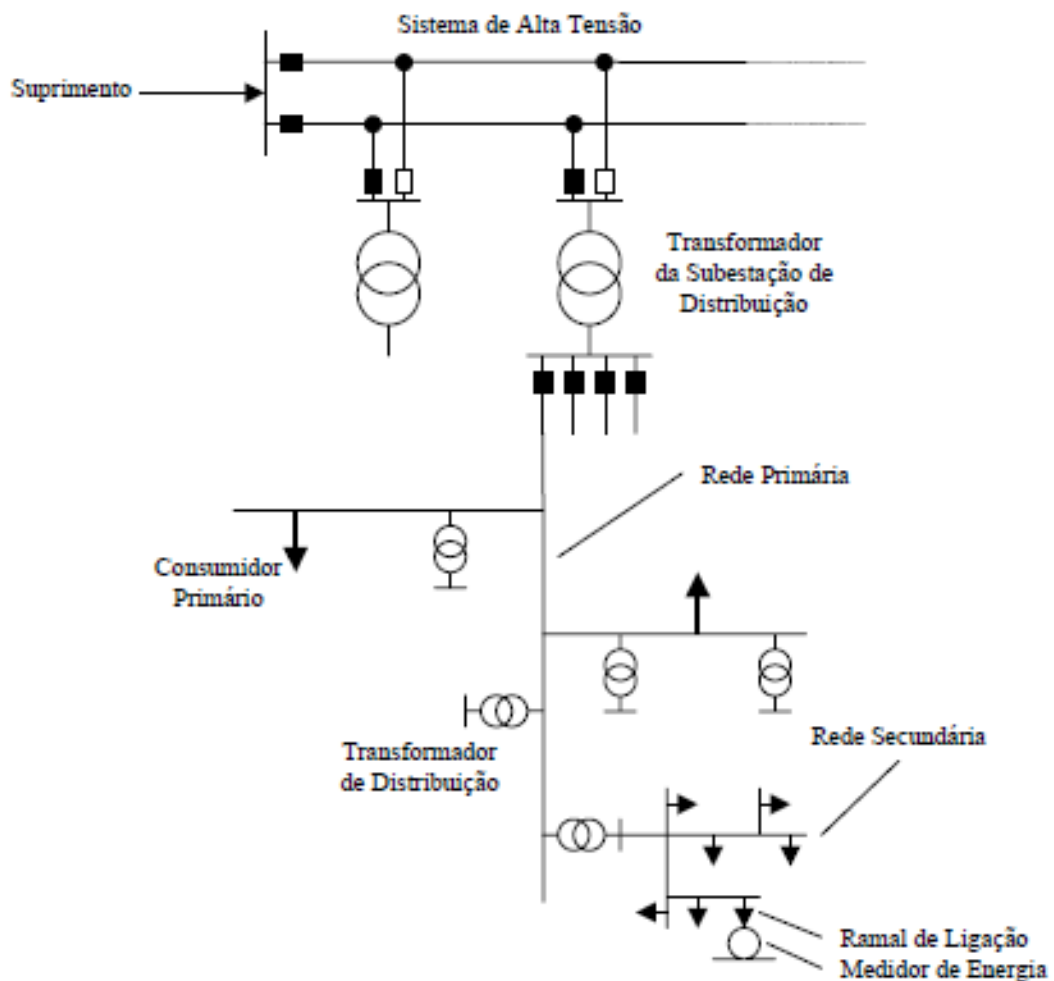
## Perdas em Média e Baixa Tensão

As características da rede de média e baixa tensão não permitem que os cálculos das perdas sejam feitos da mesma forma da rede AT. Esse tipo de rede é mais susceptível a fraudes devido seu alto grau de ramificação e aos possíveis níveis de tensão aos quais está submetida.

O procedimento de cálculo é denominado *bottom-up*, segundo o qual as perdas são calculadas a partir da energia mensal medida nas unidades consumidoras conectadas em média e baixa tensão, adicionando-se à carga de cada unidade consumidora de baixa tensão. Esse processo envolve o cálculo da perda em cinco segmentos (Figura 3.3):

- Rede primária;
- Transformador de distribuição;
- Rede secundária;
- Ramais de ligação;
- Medidores de energia.

Figura 3.3 Segmentação do Sistema de Distribuição. Fonte: MEFEE (2007).



Para o cálculo das perdas, será utilizado no OpenDSS o método de fluxo de potência Normal.

### Perdas Não Técnicas

Uma vez calculadas as perdas técnicas, as perdas não técnicas serão o montante restante das perdas:

$$P_{geral} = P_{técnica} + P_{não\ técnica} \cdot \quad (1)$$

Sendo:  $P_{geral}$ : é a perda geral do sistema;

$P_{técnica}$ : é a perda técnica calculada;

$P_{não\ técnica}$ : é a perda não técnica do sistema.

A ANEEL prevê na sua Nota Técnica 0104 de 2014 que sejam apuradas as perdas técnicas devido às perdas não técnicas, uma vez que essa energia está circulando no sistema e causando mais perdas.

Considerando esse problema, deve-se fazer redistribuição da energia das perdas não técnicas entre os clientes conectados ao sistema e recalcular a perda técnica, obtendo assim um valor com maior precisão. Ressalta-se que as reduções de perdas não técnicas impactam diretamente o montante de perdas técnicas, devido a redução da passagem de corrente elétrica.

## 4. O TCC

Para o desenvolvimento do TCC utilizou-se como recurso didático *software* OpenDSS e foi executado conforme atividades e cronograma apresentados a seguir.

Cronograma de Execução (2016)

Atividades	Fevereiro	Março	Abril	Maio
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				

Atividades:

1. Estudo dos fundamentos de um sistema de distribuição de energia elétrica.
2. Estudo dos métodos de fluxo de potência e de cálculo de perdas elétricas implementados no OpenDSS.
3. Estudo das funcionalidades do OpenDSS.
4. Implementação do sistema-teste no OpenDSS.
5. Simulações e análise dos resultados.
6. Confeccção do Relatório.
7. Defesa do TCC.

Um resumo das atividades desenvolvidas é apresentado a seguir.

### 4.1. Estudo do OpenDSS

O OpenDSS pode ser utilizado em diversas áreas, dentre elas: planejamento e análise de sistemas de distribuição de energia, análise de circuitos polifásicos, análise de sistemas com geração distribuída, simulações de variação anual de cargas e geradores, simulações de plantas geradoras eólicas, análises de configurações incomuns de transformadores, desenvolvimento de testes IEEE, etc.

O *software* disponibiliza diversas opções de estudo, como por exemplo: fluxo de potência instantâneo (*Snapshot Power Flow*), fluxo de potência anual ou diário (*Daily/Yearly Power Flow*), harmônicos (*Harmonics*), dinâmico (*Dynamic*), estudo de faltas (*Faultstudy*) e o modo *Autoadd*, que é usado na seleção ótima de lugares para instalação de geradores ou banco de capacitores.

A estrutura principal do algoritmo foi desenvolvida em Delphi e as secundárias, em C e C++. O compilador é extremamente rápido, com a velocidade de processamento dos *scripts* superado as expectativas dos desenvolvedores.

Um resumo do processo de modelagem utilizado pelo OpenDSS é apresentado nas seções seguintes.

#### 4.1.1. Instanciando Objetos na Linguagem do OpenDSS

##### Condutor

O código do condutor contém as características dos cabos usados nas linhas de distribuição. O comando utilizado para definir o código na linguagem empregada pelo OpenDSS é o `LineCode`. Não necessariamente se emprega esse comando, pois essas características podem ser definidas no momento em que se instancia as linhas de distribuição do circuito. Porém, como os circuitos podem conter centenas de segmentos de linhas, esse comando é conveniente. Os parâmetros requeridos são apresentados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 Código\_Condutor.

```
nphases = número de fases (o "default" é 3).
baseFreq = frequência base que os valores de impedância são
especificados;
R1 = resistência de sequência positiva;
X1 = reatância de sequência positiva;
units = unidade de medida de comprimento (mi, km, kft, m, ft, in
ou cm);
normamps = corrente nominal do cabo;
```

##### Alimentador

O comando utilizado para definição do barramento do alimentador é o `Circuit`. Esse objeto é um equivalente de Thévenin de dois terminais, com o terminal 2 ligado à terra, caso seja especificado. Os parâmetros requeridos são apresentados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 Código\_Alimentador.

```
basekv = tensão base nominal de linha em kv;
bus1 = nome do terminal no qual o barramento principal se encontra
conectado;
pu = tensão em pu que o barramento está operando;
phases = número de fases.
Mvasc3 = potência de curto-circuito trifásico.
R1 = resistência de sequência positiva da fonte;
X1 = reatância de sequência positiva da fonte.
```

##### Linha de Transmissão

Linhas de transmissão são instanciadas através do comando `Line`. Os valores de impedância podem ser atribuídos através de uma referência ao objeto `LineCode`. Os parâmetros requeridos são apresentados na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 Código\_LinhaTransmissão.

```

phases = número de fases (o "default" é 3).
Bus1 = nome da barra do terminal 1;
Bus2 = nome da barra do terminal 2;
Linecode = nome de um objeto "LineCode" declarado que contenha definições de
impedância;
Length = comprimento do segmento de linha;
units = unidade de medida de comprimento (mi, km, kft, m, ft, in ou cm);

```

### Transformador

Esse equipamento é especificado através do objeto `Transformer`, que pode conter dois ou mais enrolamentos, conectados de várias formas, sendo a forma *default* a delta-estrela. As definições dos parâmetros dos enrolamentos podem ser especificadas de duas maneiras: um enrolamento por vez, ou através de vetores que contém todas as informações dos enrolamentos. Nesse TCC, optou-se pela primeira alternativa. Os parâmetros requeridos são apresentados nas Tabela 4.4 e 4.5.

Tabela 4.4 Código\_Transformador.

```

Phases = número de fases (o "default" é 3);
Windings = número de enrolamento (o "default" é 2);
%loadloss = percentual de perda total com base na carga nominal;
XHL = reatância percentual do primário para o secundário;

```

Tabela 4.5 Parâmetros\_Transformador.

```

Wdg = número inteiro que representa o enrolamento;
Bus = barra de conexão;
Conn = conexão do enrolamento (delta ou wye);
Kv = tensão nominal do enrolamento em kV;
Kva = potência nominal do enrolamento em kVA;

```

### Regulador de Tensão

O objeto que emula o regulador de tensão no OpenDSS é o `RegControl`, que é associado a um dos enrolamentos de um transformador com o intuito de monitorar a tensão neste enrolamento. Os parâmetros requeridos são apresentados na Tabela 4.6.

Tabela 4.6 Código\_ReguladorTensão.

```

transformer = nome do transformador ao qual o regulador se encontra conectado;
winding = número de enrolamento do transformador que o regulador está
monitorando;
Vreg = tensão que o regulador se propõe a ajustar, em volts;
ptratio = relação do transformador de potencial (TP).

```

### Carga

O OpenDSS disponibiliza seis modos de implementar uma carga (ANEEL\_2, 2014):

- a. kW, PF
- b. kW, kvar
- c. kVA, PF
- d. XFKVA \* Allocationfactor, PF
- e. kWh/(kWhdays\*24) \* Cfactor, PF

Os três primeiros modos consideram cargas nas quais supõem-se valores conhecidos, enquanto os dois últimos modos supõem desconhecimento, de modo que os valores são estimados a partir dos valores de kWh medidos. Haja vista a impossibilidade do conhecimento exato das cargas ligadas ao sistema, os modos **d** e **e** são os mais utilizados. Neste TCC:

- Adotou-se: i) o último modo (**e**).
- Definiu-se a potência média como sendo a razão entre a medição mensal do kWh e o número de horas. O fator  $C_{factor}$  converte a potência média kW em potência pico, sendo que seus valores variam normalmente entre 1 e 4.
- Adotou-se a carga de pico como sendo 30% da média, logo  $C_{factor} = 1,3$ . Os principais parâmetros requeridos são apresentados na Tabela 4.7.

Tabela 4.7 Parâmetros\_Carga.

Bus1= nome do barramento onde a carga se encontra conectada.  
 phases= número de fases da carga.  
 Conn= conexão da carga. Delta ou estrela. O padrão é estrela.  
 kV= tensão base da carga em kV.  
 Model= define como a carga varia com a tensão.  
 kW= potência ativa nominal da carga considerando todas as fases.  
 Pf= fator de potência.  
 Kvar= potência reativa nominal da carga.  
 Daily= nome da curva de carga associada.

O OpenDSS oferece oito modelos de carga (ANEEL\_2, 2014):

1. Potência constante: este e os demais modelos revertem para o modelo de impedância constante, quando a tensão fica fora do intervalo normal de tensão que pode ser definido pelo usuário numa tentativa de assegurar a convergência do processo de fluxo de carga;
2. Impedância constante: potência ativa e reativa variam com o quadrado da tensão;
3. Potência ativa constante e potência reativa modelada como uma reatância constante;
4. Potência ativa e reativa variando de modo exponencial;
5. Corrente constante: potência ativa e reativa variando linearmente com a amplitude da tensão;
6. Potência ativa constante, podendo ser modificada pelo formato da curva de carga, mas com a potência reativa fixa independente do tempo;
7. Similar ao modelo anterior, mas com a potência reativa variando com o quadrado da tensão;
8. Modelo ZIP: contém os expoentes de potência ativa e reativa para os três modelos de carga (impedância constante, corrente constante e potência constante).

Para fins do cálculo de perdas na distribuição, a Aneel propõe que a carga seja representada pelo modelo ZIP com 50% de potência constante e 50% de impedância constante para a parte ativa, e como 100% de impedância constante para a parte reativa.

### Curva de Carga

O OpenDSS oferece opções de modificar a carga por um conjunto de multiplicadores, como uma curva de carga anual ou diária. No OpenDSS o objeto Loadshape

desempenha um papel importante para soluções de estudos de fluxo de carga sequenciais e consiste de uma série de multiplicadores, que no geral variam de 0 a 1, ponderando os valores de potência em kW de modo a representar a variação da carga ao longo de algum período de tempo. Os parâmetros requeridos são apresentados na Tabela 4.8.

Tabela 4.8 Código\_CurvaCarga.

Npts= número de pontos da curva de carga. Interval = intervalo entre os pontos da curva de carga em horas. Mult = vetor com os multiplicadores dos valores da carga.
--

#### 4.1.2. Perdas Técnicas

O OpenDSS possui comandos que permitem a exportação das perdas do circuito em análise, divididas em perdas nas linhas e nos transformadores (sem diferenciar as perdas no ferro e cobre nos transformadores). No entanto, ao executar o programa no modo `daily`, as perdas obtidas são referentes apenas ao último patamar da curva de carga. Esse problema é contornado através do objeto `EnergyMeter`, que emula o comportamento de um medidor de energia real conectado ao terminal de um elemento do circuito. Esse objeto tem vários registros que acumulam determinados valores.

No início do estudo, o que estiver armazenado é apagado, iniciando com valor igual a zero. Ao final, tem-se um valor que corresponde ao valor de energia integrado no intervalo de tempo que foi determinado.

O `EnergyMeter` apresenta no arquivo de saída os registros enumerados na Tabela 4.9.

Tabela 4.9 Registros do Energymeter .

1. kWh no local do medidor.
2. kVarh no local do medidor.
3. kW máxima no local do medidor.
4. kVA máxima no local do medidor.
5. kWh na área do medidor.
6. kVarh na área do medidor.
7. kW máxima área do medidor.
8. kVA máxima área do medidor.
9. kWh sobrecarga na área do medidor, classificações normais.
10. kWh sobrecarga na área do medidor, classificações de emergência.
11. Exceder a capacidade normal de energia (REE) para as cargas na área do medidor.
12. Energia não suprida (UE) às cargas na área do medidor.
13. Perdas (kWh) nos elementos de fornecimento de energia na área do medidor.
14. Perdas reativas (kvarh) nos elementos de fornecimento de energia na área do medidor.
15. Perdas máximas (kW) nos elementos de fornecimento de energia na área do medidor.
16. Perdas reativas máximas (kvar) nos elementos de fornecimento de energia na área do medidor.
17. Perdas cobre kWh. Perdas ( $I^2 \cdot R$ ) nos elementos de fornecimento de energia.
18. Perdas cobre kvarh. Perdas ( $I^2 \cdot R$ ) nos elementos de fornecimento de energia.
19. Perdas ferro em kWh nos elementos de derivação, principalmente transformadores.
20. Perdas ferro em kvarh em elementos de derivação.
21. Máxima perdas no cobre kW durante a simulação.
22. Máxima perdas no ferro kW durante a simulação.
23. Perdas de linha: Perda no elemento LINE.
24. Perdas do Transformador: Perda no elemento transformador.
25. Perdas de sequência positiva e negativa em linhas trifásicas.
26. Perdas de sequência zero em linhas trifásicas.
27. Perdas em linhas trifásicas.
28. Perdas em linhas monofásicas e bifásicas.
29. Geração em kWh.
30. Geração em kvarh.
31. Máxima potência gerada kW.
32. Máxima potência gerada kVA.
33. AUX1 (usado para segregar as perdas por nível de tensão)
34. AUX2.
35. AUX3.
36. AUX4.
37. AUX5.
38. AUX6.
39. AUX7.

## 4.2. Estudo de Caso

Para realizar o Estudo de Caso, selecionou-se como sistema-teste, um SDEE real, cujos dados disponibilizados pela concessionária de energia são apresentados nas tabelas a seguir.



Tabela 4.10 Dados\_Cargas.

ID	Barra	Tensão	kW
528990	670605	380	0.213
528991	670608	380	0.208
528992	670616	380	0.342
529926	672155	380	21.394
530033	672300	380	0.272
530034	672300	380	0.000
530035	672301	380	0.169
530036	672302	380	0.364
530037	672303	380	0.139
530038	672304	380	0.060
530039	141609	380	2322.069

Tabela 4.11 Dados\_CabosConexões.

Código Cabo	Tipo	R1	X1	Units	Corrente máxima admissível	Cod Prodist
10	CBO CAA 4/0 AWG	0.3944	0.4355	km	358	Alumínio 4/0 AWG
15	CBO M3x1x70	0.443	0.402	km	154	Alumínio 70 mm2
24	CBO CAA1/0 AWG	1.464	0.4814	km	230	Alumínio 1/0 AWG
34	CBO CAA 2 AWG	1.1259	0.486	km	171	Alumínio 2 AWG
36	CBO M3x1x35+35 mm2	0.868	0.1058	km	97	Alumínio 35 mm2
47	CBO CAA 4 AWG	1.364	0.4825	km	130	Alumínio 4 AWG
48	CBO CA 4 AWG	1.364	0.4472	km	130	Alumínio 4 AWG
62	CBO M3x1x10+10 mm2	3.08	0.1062	km	43	Alumínio 10 mm2
71	CBO M3x1x120+70 mm2	0.253	0.3817	km	224	Alumínio 70 mm2
80	CBO P 185 mm2	0.164	0.3653	km	438	Alumínio 185 mm2

Tabela 4.12 Dados\_Transformador.

ID	Bus1	Bus2	Fases MT	Fases BT	kV1	kVA1	kV2	kVA2	XHL
21244	670603	141704	DEF	ABC	13.8	30	380.000	30	0.025
21307	672154	141691	DEF	ABC	13.8	30	380.000	30	0.025
21311	672298	141702	DEF	ABC	13.8	30	380.000	30	0.025
21323	672662	141629	DEF	ABC	13.8	45	380.000	45	0.025
21734	710452	141609	DEF	ABC	13.8	3000	380.000	3000	0.025

Tabela 4.13 Dados\_ReguladorTensão.

Fases	Band	Relação Nominal TP	Nível de Tensão
3	2	79.7	102.000

Tabela 4.14 Dados\_Chaves.

ID	Barra1	Barra2	Estado
20940	141643	141611	1.000
20941	141699	141689	1.000
20942	141706	141698	0.000
20943	141677	141701	1.000
20944	141614	141692	1.000
20945	141664	141703	1.000
20946	141663	141705	1.000
20947	141707	141687	1.000

Tabela 4.15 Dados\_TrechosBaixaTensão.

ID	Barra1	Barra2	Código Cabo	Comprimento (m)	Fases
651291	670598	670599	36.000	25	ABCN
651292	670600	670601	36.000	25.18	ABCN
651293	670602	670600	15.000	28.01	ABC
651294	670603	670604	15.000	2.99	ABCN
651295	670598	670605	15.000	6.54	CN
651296	670606	670607	15.000	20.99	ABC
651297	670598	670608	15.000	13.1	BN
651298	670600	670609	36.000	29.12	ABCN
651299	670610	670611	36.000	31.62	ABCN
651300	670607	670612	36.000	30.4	ABCN
651301	670601	670610	36.000	21.92	ABCN
651302	670609	670613	36.000	27.4	ABCN
651303	670614	670598	36.000	25.12	ABCN
651304	670613	670615	36.000	32.65	ABCN
651305	670598	670616	36.000	7.17	BN
651306	670612	670611	36.000	31.78	ABCN
651307	670614	670606	15.000	23.4	ABC
651308	670617	670615	36.000	29.79	ABCN
651309	670599	670617	36.000	29.81	ABCN
651310	670604	670602	15.000	31.95	ABC
651311	670604	670614	15.000	33.05	ABC
652786	672154	672155	62.000	5.89	ABCN
652926	672298	672299	48.000	1.52	ABCN
652927	672299	672300	48.000	4.42	AN
652928	672299	672301	48.000	9.96	A
652929	672299	672302	48.000	15	A
652930	672299	672303	48.000	7	B
652931	672299	672304	48.000	22.39	B
690835	710452	710453	71.000	12.36	ABCN

Tabela 4.16 Dados\_TrechosMédiaTensão.

ID	Barra1	Barra2	Código Cabo	Comprimento (m)	Fases
141340	141599	141600	47.000	138.78	ABC
141341	141599	141601	47.000	151.62	ABC
141342	141600	141602	47.000	89.31	ABC
141343	141601	141603	47.000	36.58	ABC
141344	141602	141604	47.000	99.36	ABC
141345	141604	141605	47.000	140.65	ABC
141346	141605	141606	47.000	49.1	ABC
141347	141606	141607	47.000	56.35	ABC
141348	141607	141608	47.000	50.52	ABC
141349	141608	141609	47.000	32.15	ABC
141350	141608	141610	47.000	51.57	ABC
141351	141609	141611	24.000	14.24	ABC
141352	141610	141612	47.000	52.35	ABC
141353	141610	141613	47.000	28.73	ABC
141354	141614	141615	24.000	44.36	ABC
141355	141614	141616	24.000	41.05	ABC
141356	141615	141617	24.000	84.47	ABC
141357	141616	141618	24.000	78.15	ABC
141358	141617	141619	24.000	89.51	ABC
141359	141618	141620	24.000	82.91	ABC
141360	141619	141621	24.000	181.1	ABC
141361	141620	141622	24.000	70.84	ABC
141362	141621	141623	24.000	176.8	ABC
141363	141622	141624	24.000	54.04	ABC
141364	141623	141625	24.000	59.87	ABC
141365	141624	141626	34.000	71.54	ABC
141366	141624	141627	24.000	16.57	ABC
141367	141625	141628	24.000	61.49	ABC
141368	141626	141629	34.000	22.27	ABC
141369	141627	141630	24.000	70.89	ABC
141370	141628	141631	24.000	48.1	ABC
141371	141630	141632	24.000	70.13	ABC
141372	141631	141633	24.000	51.48	ABC
141373	141632	141634	24.000	73.5	ABC
141374	141633	141635	24.000	224.05	ABC
141375	141634	141636	24.000	185.11	ABC
141376	141635	141637	24.000	107.02	ABC
141377	141636	141638	24.000	96.04	ABC
141378	141637	141639	24.000	100.14	ABC

Continuação Tabela 4.16

ID	Barra1	Barra2	Código Cabo	Comprimento (m)	Fases
141379	141638	141640	24.000	102.51	ABC
141380	141639	141641	24.000	43.4	ABC
141381	141640	141642	24.000	99.28	ABC
141382	141641	141643	24.000	47.54	ABC
141383	141642	141644	24.000	100.41	ABC
141384	141644	141645	24.000	101.45	ABC
141385	141645	141646	24.000	100.18	ABC
141386	141646	141647	24.000	102.5	ABC
141387	141647	141648	24.000	100.42	ABC
141388	141648	141649	24.000	100.49	ABC
141389	141649	141650	24.000	77.29	ABC
141390	141650	141651	24.000	76.1	ABC
141391	141651	141652	24.000	41.11	ABC
141392	141652	141653	24.000	81.6	ABC
141393	141653	141654	24.000	76.47	ABC
141394	141654	141655	24.000	27.29	ABC
141395	141655	141656	24.000	33.71	ABC
141396	141656	141657	34.000	50.06	ABC
141397	141656	141658	34.000	69.92	ABC
141398	141656	141659	24.000	63.62	ABC
141399	141657	141660	34.000	19.64	ABC
141400	141658	141661	34.000	21.86	ABC
141401	141659	141662	24.000	69.81	ABC
141402	141660	141663	34.000	20.38	ABC
141403	141661	141664	34.000	20.71	ABC
141404	141662	141665	24.000	83.42	ABC
141405	141665	141666	24.000	81.5	ABC
141406	141666	141667	24.000	90.43	ABC
141407	141667	141668	24.000	88	ABC
141408	141668	141669	24.000	79.56	ABC
141409	141669	141670	24.000	83.33	ABC
141410	141670	141671	24.000	86.55	ABC
141411	141671	141672	24.000	79.13	ABC
141412	141672	141673	24.000	78.13	ABC
141413	141673	141674	24.000	80.55	ABC
141414	141674	141675	24.000	54.99	ABC
141415	141675	141676	24.000	84.55	ABC
141416	141675	141677	47.000	129.09	ABC
141417	141676	141678	24.000	90.83	ABC
141418	141678	141679	24.000	91.11	ABC
141419	141679	141680	24.000	89.03	ABC
141420	141680	141681	24.000	74.43	ABC
141421	141681	141682	24.000	71.74	ABC

Continuação Tabela 4.16

ID	Barra1	Barra2	Código Cabo	Comprimento (m)	Fases
141422	141682	141683	24.000	71.65	ABC
141423	141683	141684	24.000	31.56	ABC
141424	141684	141685	24.000	57.91	ABC
141425	141685	141686	24.000	63.08	ABC
141426	141686	141687	24.000	34.2	ABC
141427	141687	141688	24.000	35.77	ABC
141428	141688	141689	24.000	15.24	ABC
141429	141690	141691	34.000	35.23	ABC
141430	141690	141692	24.000	36.92	ABC
141431	141693	141694	10.000	15.68	ABC
141432	141694	141695	24.000	1.81	ABC
141433	141694	141696	24.000	2.52	ABC
141434	141694	141697	10.000	16.18	ABC
141435	141697	141698	80.000	13.54	ABC
141436	141697	141699	24.000	51.02	ABC
141437	141700	141701	47.000	3.9	ABC
141438	141702	141703	34.000	25.16	ABC
141439	141704	141705	34.000	30.01	ABC

Tabela 4.17 Coordenadas\_Barramentos.

Barras	x	y	Barras	x	y
670598	8887025	92400146	141638	8897818	92405578
670599	8886912	92400370	141639	8917163	92407886
670600	8886336	92399449	141640	8897012	92404944
670601	8886458	92399228	141641	8917569	92407733
670602	8886576	92399592	141642	8896228	92404334
670603	8886871	92399738	141643	8917551	92407258
670604	8886849	92399759	141644	8895422	92403735
670605	8887090	92400142	141645	8894639	92403090
670606	8887247	92399715	141646	8893845	92402480
670607	8887356	92399536	141647	8893039	92401847
670608	8886907	92400088	141648	8892279	92401190
670609	8886201	92399707	141649	8891472	92400591
670610	8886563	92399036	141650	8890766	92400276
670611	8886833	92399201	141651	8890074	92399961
670612	8887100	92399372	141652	8889752	92400217
670613	8886088	92399956	141653	8889009	92399880
670614	8887137	92399922	141654	8888315	92399558
670615	8886377	92400106	141655	8888077	92399424
670616	8887078	92400098	141656	8887770	92399286
670617	8886642	92400243	141657	8887336	92399535
672154	8904918	92408614	141658	8887441	92399903
672155	8904977	92408615	141659	8887983	92398686
672298	8887016	92400229	141660	8887232	92399702
672299	8887019	92400214	141661	8887348	92400101
672300	8887037	92400255	141662	8888379	92398111
672301	8887084	92400290	141663	8887135	92399881
672302	8887131	92400314	141664	8887260	92400288
672303	8887058	92400272	141665	8889068	92397641
672304	8887198	92400349	141666	8889737	92397175
672662	8902242	92407795	141667	8890480	92396660
710452	8917544	92407116	141668	8891202	92396156
710453	8917470	92407017	141669	8891376	92395380
141599	8918319	92400608	141670	8891539	92394563
141600	8918166	92401988	141671	8891713	92393715
141601	8918569	92399113	141672	8891866	92392939
141602	8918142	92402881	141673	8892019	92392173
141603	8918385	92398797	141674	8892193	92391386
141604	8918053	92403870	141675	8892265	92390841
141605	8917852	92405262	141676	8892682	92390105
141606	8917788	92405749	141677	8893548	92390987
141607	8917719	92406308	141678	8892692	92389197
141608	8917623	92406804	141679	8892715	92388286

Continuação Tabela 4.17					
Barras	x	y	Barras	x	y
141609	8917544	92407116	141680	8892794	92387400
141610	8917153	92407018	141681	8893338	92386892
141611	8917550	92407243	141682	8893872	92386412
141612	8916640	92407123	141683	8894406	92385934
141613	8917174	92406731	141684	8894190	92385704
141614	8905079	92409265	141685	8893805	92385272
141615	8905522	92409275	141686	8893382	92384804
141616	8904668	92409257	141687	8893151	92384552
141617	8906367	92409275	141688	8892914	92384284
141618	8903888	92409215	141689	8892821	92384182
141619	8907262	92409280	141690	8905125	92408899
141620	8903066	92409105	141691	8904918	92408614
141621	8909073	92409275	141692	8905083	92409228
141622	8902395	92408878	141693	8893427	92384093
141623	8910841	92409297	141694	8893330	92383970
141624	8901899	92408663	141695	8893318	92383984
141625	8911440	92409300	141696	8893349	92383954
141626	8902198	92408013	141697	8893214	92383857
141627	8901746	92408600	141698	8893094	92383880
141628	8912054	92409304	141699	8892811	92384171
141629	8902242	92407795	141700	8893566	92391022
141630	8901179	92408174	141701	8893549	92390990
141631	8912528	92409218	141702	8887016	92400229
141632	8900627	92407741	141703	8887235	92400282
141633	8913034	92409128	141704	8886871	92399738
141634	8900045	92407293	141705	8887108	92399866
141635	8915184	92408496	141706	8893081	92383883
141636	8898578	92406165	141707	8893233	92384348
141637	8916215	92408210	141621a	8907263	92409281
			reg	8909072	92409274

#### 4.2.1. Implementação do sistema-teste no OpenDSS

A implementação do sistema-teste no OpenDSS iniciou no barramento 141707, que é o *Vsource* do sistema e representa a conexão com o restante do sistema. Aplicando as informações fornecidas pela concessionária de energia responsável pela região, o *source* do sistema deve ser editado conforme mostrado na Tabela 4.18.

Tabela 4.18 Implementação\_Fonte.

```
Edit Vsource.source basekv=13.8 pu=1.00 Phases=3 MVAsc1=237.72 MVAsc3=482.25
bus1=141707
```

Em seguida, seguiu-se para a implementação da carga. O modo escolhido para

representar a carga foi o modo e e modelo 8. A curva de carga adotada foi a diária (daily mode), com 24 pontos, conforme mostrado na Tabela 4.19. As linhas de código são apresentadas na Tabela 4.20.

Tabela 4.19 Implementação\_CurvaCarga.

```
New loadshape.day Npts=24 Interval=1.0 mult=(.3 .3 .3 .35 .36 .39 .41 .48
.52 .59 .62 .94 .87 .91 .95 .95 1.0 .98 .94 .92 .61 .60 .51 .44)
```

Tabela 4.20 Implementação\_Carga.

```
New Load.528990 phases = 1 Bus1=670605.3 kV=(0.38 3 sqrt /) kW=0.285776
pf=0.92 daily=day
~ status=variable zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9) Model=8
New Load.528991 phases = 1 Bus1=670608.2 kV=(0.38 3 sqrt /) kW=0.280172
pf=0.92 daily=day
~ status=variable zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9) Model=8
New Load.528992 phases = 1 Bus1=670616.2 kV=(0.38 3 sqrt /) kW=0.459483
pf=0.92 daily=day
~ status=variable zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9) Model=8
New Load.529926 phases = 3 Bus1=672155.1.2.3 kV=0.38 kW=28.77184 pf=0.92
daily=day
~ status=variable zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9) Model=8
New Load.530033 phases = 1 Bus1=672300.1 kV=(0.38 3 sqrt /) kW=0.366092
pf=0.92 daily=day
~ status=variable zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9) Model=8
New Load.530034 phases = 1 Bus1=672300.1 kV=(0.38 3 sqrt /) kW=0 daily=day
~ status=variable zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9) Model=8
New Load.530035 phases = 1 Bus1=672301.1 kV=(0.38 3 sqrt /) kW=0.227874
pf=0.92 daily=day
~ status=variable zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9) Model=8
New Load.530036 phases = 1 Bus1=672302.1 kV=(0.38 3 sqrt /) kW=0.489368
pf=0.92 daily=day
~ status=variable zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9) Model=8
New Load.530037 phases = 1 Bus1=672303.2 kV=(0.38 3 sqrt /) kW=0.186782
pf=0.92 daily=day
~ status=variable zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9) Model=8
New Load.530038 phases = 1 Bus1=672304.2 kV=(0.38 3 sqrt /) kW=0.080316
pf=0.92 daily=day
~ status=variable zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9) Model=8
New Load.530039 phases = 3 Bus1=710452 kV=0.38 kW=2322.06897 pf=0.92
daily=day
~ status=variable zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9) Model=8
```

O próximo passo consistiu em instanciar no OpenDSS, os parâmetros referentes aos cabos e conexões conforme mostrado na Tabela 4.21.

Tabela 4.21 Implementação\_CabosConexões.

```
New Linecode.10 R1=0.39440000057 X1=0.4355 Units= km Normamp= 358
New Linecode.15 R1=0.44299998879 X1=0.402 Units= km Normamp= 154
New Linecode.24 R1=1.4639999866 X1=0.4814 Units= km Normamp= 230
New Linecode.34 R1=1.1259000301 X1=0.486 Units= km Normamp= 171
New Linecode.36 R1=0.86799997091 X1=0.1058 Units= km Normamp= 97
New Linecode.47 R1=1.3639999628 X1=0.4825 Units= km Normamp= 130
New Linecode.48 R1=1.364 X1=0.4472 Units= km Normamp= 130
New Linecode.62 R1=3.0799999237 X1=0.1062 Units= km Normamp= 43
New Linecode.71 R1=0.25299999118 X1=0.3817 Units= km Normamp= 224
New Linecode.80 R1=0.16400000453 X1=0.3653 Units= km Normamp= 438
```



Os trechos de média e baixa tensão foram declarados usando os comandos apresentados nas Tabelas 4.22 e 4.23.

Tabela 4.22 Implementação\_TrechoMédiaTensão.

New Line.141340	Bus1=141599	Bus2=141600	Linecode=47	Lenght=0.13878	Units= km
New Line.141341	Bus1=141599	Bus2=141601	Linecode=47	Lenght=0.15162	Units= km
New Line.141342	Bus1=141600	Bus2=141602	Linecode=47	Lenght=0.08931	Units= km
New Line.141343	Bus1=141601	Bus2=141603	Linecode=47	Lenght=0.03658	Units= km
New Line.141344	Bus1=141602	Bus2=141604	Linecode=47	Lenght=0.09936	Units= km
New Line.141345	Bus1=141604	Bus2=141605	Linecode=47	Lenght=0.14065	Units= km
New Line.141346	Bus1=141605	Bus2=141606	Linecode=47	Lenght=0.0491	Units= km
New Line.141347	Bus1=141606	Bus2=141607	Linecode=47	Lenght=0.05635	Units= km
New Line.141348	Bus1=141607	Bus2=141608	Linecode=47	Lenght=0.05052	Units= km
New Line.141349	Bus1=141608	Bus2=141609	Linecode=47	Lenght=0.03215	Units= km
New Line.141350	Bus1=141608	Bus2=141610	Linecode=47	Lenght=0.05157	Units= km
New Line.141351	Bus1=141609	Bus2=141611	Linecode=24	Lenght=0.01424	Units= km
New Line.141352	Bus1=141610	Bus2=141612	Linecode=47	Lenght=0.05235	Units= km
New Line.141353	Bus1=141610	Bus2=141613	Linecode=47	Lenght=0.02873	Units= km
New Line.141354	Bus1=141614	Bus2=141615	Linecode=24	Lenght=0.04436	Units= km
New Line.141355	Bus1=141614	Bus2=141616	Linecode=24	Lenght=0.04105	Units= km
New Line.141356	Bus1=141615	Bus2=141617	Linecode=24	Lenght=0.08447	Units= km
New Line.141357	Bus1=141616	Bus2=141618	Linecode=24	Lenght=0.07815	Units= km
New Line.141358	Bus1=141617	Bus2=141619	Linecode=24	Lenght=0.08951	Units= km
New Line.141359	Bus1=141618	Bus2=141620	Linecode=24	Lenght=0.08291	Units= km
New Line.141360	Bus1=141619	Bus2=141621	Linecode=24	Lenght=0.1811	Units= km
New Line.141361	Bus1=141620	Bus2=141622	Linecode=24	Lenght=0.07084	Units= km
New Line.141362	Bus1=141621	Bus2=141623	Linecode=24	Lenght=0.1768	Units= km
New Line.141363	Bus1=141622	Bus2=141624	Linecode=24	Lenght=0.05404	Units= km
New Line.141364	Bus1=141623	Bus2=141625	Linecode=24	Lenght=0.05987	Units= km
New Line.141365	Bus1=141624	Bus2=141626	Linecode=34	Lenght=0.07154	Units= km
New Line.141366	Bus1=141624	Bus2=141627	Linecode=24	Lenght=0.01657	Units= km
New Line.141367	Bus1=141625	Bus2=141628	Linecode=24	Lenght=0.06149	Units= km
New Line.141368	Bus1=141626	Bus2=141629	Linecode=34	Lenght=0.02227	Units= km
New Line.141369	Bus1=141627	Bus2=141630	Linecode=24	Lenght=0.07089	Units= km
New Line.141370	Bus1=141628	Bus2=141631	Linecode=24	Lenght=0.0481	Units= km
New Line.141371	Bus1=141630	Bus2=141632	Linecode=24	Lenght=0.07013	Units= km
New Line.141372	Bus1=141631	Bus2=141633	Linecode=24	Lenght=0.05148	Units= km
New Line.141373	Bus1=141632	Bus2=141634	Linecode=24	Lenght=0.0735	Units= km
New Line.141374	Bus1=141633	Bus2=141635	Linecode=24	Lenght=0.22405	Units= km
New Line.141375	Bus1=141634	Bus2=141636	Linecode=24	Lenght=0.18511	Units= km
New Line.141376	Bus1=141635	Bus2=141637	Linecode=24	Lenght=0.10702	Units= km
New Line.141377	Bus1=141636	Bus2=141638	Linecode=24	Lenght=0.09604	Units= km
New Line.141378	Bus1=141637	Bus2=141639	Linecode=24	Lenght=0.10014	Units= km
New Line.141379	Bus1=141638	Bus2=141640	Linecode=24	Lenght=0.10251	Units= km
New Line.141380	Bus1=141639	Bus2=141641	Linecode=24	Lenght=0.0434	Units= km
New Line.141381	Bus1=141640	Bus2=141642	Linecode=24	Lenght=0.09928	Units= km
New Line.141382	Bus1=141641	Bus2=141643	Linecode=24	Lenght=0.04754	Units= km
New Line.141383	Bus1=141642	Bus2=141644	Linecode=24	Lenght=0.10041	Units= km
New Line.141384	Bus1=141644	Bus2=141645	Linecode=24	Lenght=0.10145	Units= km
New Line.141385	Bus1=141645	Bus2=141646	Linecode=24	Lenght=0.10018	Units= km
New Line.141386	Bus1=141646	Bus2=141647	Linecode=24	Lenght=0.1025	Units= km
New Line.141387	Bus1=141647	Bus2=141648	Linecode=24	Lenght=0.10042	Units= km
New Line.141388	Bus1=141648	Bus2=141649	Linecode=24	Lenght=0.10049	Units= km
New Line.141389	Bus1=141649	Bus2=141650	Linecode=24	Lenght=0.07729	Units= km
New Line.141390	Bus1=141650	Bus2=141651	Linecode=24	Lenght=0.0761	Units= km
New Line.141391	Bus1=141651	Bus2=141652	Linecode=24	Lenght=0.04111	Units= km
New Line.141392	Bus1=141652	Bus2=141653	Linecode=24	Lenght=0.0816	Units= km

Continuação Tabela 4.22

New Line.141393	Bus1=141653	Bus2=141654	Linecode=24	Lenght=0.07647	Units= km
New Line.141394	Bus1=141654	Bus2=141655	Linecode=24	Lenght=0.02729	Units= km
New Line.141395	Bus1=141655	Bus2=141656	Linecode=24	Lenght=0.03371	Units= km
New Line.141396	Bus1=141656	Bus2=141657	Linecode=34	Lenght=0.05006	Units= km
New Line.141397	Bus1=141656	Bus2=141658	Linecode=34	Lenght=0.06992	Units= km
New Line.141398	Bus1=141656	Bus2=141659	Linecode=24	Lenght=0.06362	Units= km
New Line.141399	Bus1=141657	Bus2=141660	Linecode=34	Lenght=0.01964	Units= km
New Line.141400	Bus1=141658	Bus2=141661	Linecode=34	Lenght=0.02186	Units= km
New Line.141401	Bus1=141659	Bus2=141662	Linecode=24	Lenght=0.06981	Units= km
New Line.141402	Bus1=141660	Bus2=141663	Linecode=34	Lenght=0.02038	Units= km
New Line.141403	Bus1=141661	Bus2=141664	Linecode=34	Lenght=0.02071	Units= km
New Line.141404	Bus1=141662	Bus2=141665	Linecode=24	Lenght=0.08342	Units= km
New Line.141405	Bus1=141665	Bus2=141666	Linecode=24	Lenght=0.0815	Units= km
New Line.141406	Bus1=141666	Bus2=141667	Linecode=24	Lenght=0.09043	Units= km
New Line.141407	Bus1=141667	Bus2=141668	Linecode=24	Lenght=0.088	Units= km
New Line.141408	Bus1=141668	Bus2=141669	Linecode=24	Lenght=0.07956	Units= km
New Line.141409	Bus1=141669	Bus2=141670	Linecode=24	Lenght=0.08333	Units= km
New Line.141410	Bus1=141670	Bus2=141671	Linecode=24	Lenght=0.08655	Units= km
New Line.141411	Bus1=141671	Bus2=141672	Linecode=24	Lenght=0.07913	Units= km
New Line.141412	Bus1=141672	Bus2=141673	Linecode=24	Lenght=0.07813	Units= km
New Line.141413	Bus1=141673	Bus2=141674	Linecode=24	Lenght=0.08055	Units= km
New Line.141414	Bus1=141674	Bus2=141675	Linecode=24	Lenght=0.05499	Units= km
New Line.141415	Bus1=141675	Bus2=141676	Linecode=24	Lenght=0.08455	Units= km
New Line.141416	Bus1=141675	Bus2=141677	Linecode=47	Lenght=0.12909	Units= km
New Line.141417	Bus1=141676	Bus2=141678	Linecode=24	Lenght=0.09083	Units= km
New Line.141418	Bus1=141678	Bus2=141679	Linecode=24	Lenght=0.09111	Units= km
New Line.141419	Bus1=141679	Bus2=141680	Linecode=24	Lenght=0.08903	Units= km
New Line.141420	Bus1=141680	Bus2=141681	Linecode=24	Lenght=0.07443	Units= km
New Line.141421	Bus1=141681	Bus2=141682	Linecode=24	Lenght=0.07174	Units= km
New Line.141422	Bus1=141682	Bus2=141683	Linecode=24	Lenght=0.07165	Units= km
New Line.141423	Bus1=141683	Bus2=141684	Linecode=24	Lenght=0.03156	Units= km
New Line.141424	Bus1=141684	Bus2=141685	Linecode=24	Lenght=0.05791	Units= km
New Line.141425	Bus1=141685	Bus2=141686	Linecode=24	Lenght=0.06308	Units= km
New Line.141426	Bus1=141686	Bus2=141687	Linecode=24	Lenght=0.0342	Units= km
New Line.141427	Bus1=141687	Bus2=141688	Linecode=24	Lenght=0.03577	Units= km
New Line.141428	Bus1=141688	Bus2=141689	Linecode=24	Lenght=0.01524	Units= km
New Line.141429	Bus1=141690	Bus2=141691	Linecode=34	Lenght=0.03523	Units= km
New Line.141430	Bus1=141690	Bus2=141692	Linecode=24	Lenght=0.03692	Units= km
New Line.141431	Bus1=141693	Bus2=141694	Linecode=10	Lenght=0.01568	Units= km
New Line.141432	Bus1=141694	Bus2=141695	Linecode=24	Lenght=0.00181	Units= km
New Line.141433	Bus1=141694	Bus2=141696	Linecode=24	Lenght=0.00252	Units= km
New Line.141434	Bus1=141694	Bus2=141697	Linecode=10	Lenght=0.01618	Units= km
New Line.141435	Bus1=141697	Bus2=141698	Linecode=80	Lenght=0.01354	Units= km
New Line.141436	Bus1=141697	Bus2=141699	Linecode=24	Lenght=0.05102	Units= km
New Line.141437	Bus1=141700	Bus2=141701	Linecode=47	Lenght=0.0039	Units= km
New Line.141438	Bus1=141702	Bus2=141703	Linecode=34	Lenght=0.02516	Units= km

Tabela 4.23 Implementação\_TrechoBaixaTensão.

New Line.651291	Bus1=670598	Bus2=670599	Linecode=36	Length=0.025	Units= km
New Line.651292	Bus1=670600	Bus2=670601	Linecode=36	Length=0.02518	Units= km
New Line.651293	Bus1=670602	Bus2=670600	Linecode=15	Length=0.02801	Units= km
New Line.651294	Bus1=670603	Bus2=670604	Linecode=15	Length=0.00299	Units= km
New Line.651295	Bus1=670598	Bus2=670605	Linecode=15	Length=0.00654	Units= km
New Line.651296	Bus1=670606	Bus2=670607	Linecode=15	Length=0.02099	Units= km
New Line.651297	Bus1=670598	Bus2=670608	Linecode=15	Length=0.0131	Units= km
New Line.651298	Bus1=670600	Bus2=670609	Linecode=36	Length=0.02912	Units= km
New Line.651299	Bus1=670610	Bus2=670611	Linecode=36	Length=0.03162	Units= km
New Line.651300	Bus1=670607	Bus2=670612	Linecode=36	Length=0.0304	Units= km
New Line.651301	Bus1=670601	Bus2=670610	Linecode=36	Length=0.02192	Units= km
New Line.651302	Bus1=670609	Bus2=670613	Linecode=36	Length=0.0274	Units= km
New Line.651303	Bus1=670614	Bus2=670598	Linecode=36	Length=0.02512	Units= km
New Line.651304	Bus1=670613	Bus2=670615	Linecode=36	Length=0.03265	Units= km
New Line.651305	Bus1=670598	Bus2=670616	Linecode=36	Length=0.00717	Units= km
New Line.651306	Bus1=670612	Bus2=670611	Linecode=36	Length=0.03178	Units= km
New Line.651307	Bus1=670614	Bus2=670606	Linecode=15	Length=0.0234	Units= km
New Line.651308	Bus1=670617	Bus2=670615	Linecode=36	Length=0.02979	Units= km
New Line.651309	Bus1=670599	Bus2=670617	Linecode=36	Length=0.02981	Units= km
New Line.651310	Bus1=670604	Bus2=670602	Linecode=15	Length=0.03195	Units= km
New Line.651311	Bus1=670604	Bus2=670614	Linecode=15	Length=0.03305	Units= km
New Line.652786	Bus1=672154	Bus2=672155	Linecode=62	Length=0.00589	Units= km
New Line.652926	Bus1=672298	Bus2=672299	Linecode=48	Length=0.00152	Units= km
New Line.652927	Bus1=672299	Bus2=672300	Linecode=48	Length=0.00442	Units= km
New Line.652928	Bus1=672299	Bus2=672301	Linecode=48	Length=0.00996	Units= km
New Line.652929	Bus1=672299	Bus2=672302	Linecode=48	Length=0.015	Units= km
New Line.652930	Bus1=672299	Bus2=672303	Linecode=48	Length=0.007	Units= km
New Line.652931	Bus1=672299	Bus2=672304	Linecode=48	Length=0.02239	Units= km

O sistema-teste possui cinco transformadores, que abaixam o nível de tensão de 13.8kV para 380V, os quais foram implementados conforme mostrado na Tabela 4.24.

Tabela 4.24 Implementação\_Transformadores.

New Transformer.21244	Phases=3	Windings=2	XHL=2.5	%Loadloss=0.001
~ wdg=1	bus=670603	conn=Wye	kv=0.38	kva=30
~ wdg=2	bus=141704	conn=Wye	kv=13.8	kva=30
New Transformer.21307	Phases=3	Windings=2	XHL=2.5	%Loadloss=0.001
~ wdg=1	bus=672154	conn=Wye	kv=0.38	kva=30
~ wdg=2	bus=141691	conn=Wye	kv=13.8	kva=30
New Transformer.21311	Phases=3	Windings=2	XHL=2.5	%Loadloss=0.001
~ wdg=1	bus=672298	conn=Wye	kv=0.38	kva=30
~ wdg=2	bus=141702	conn=Wye	kv=13.8	kva=30
New Transformer.21323	Phases=3	Windings=2	XHL=2.5	%Loadloss=0.001
~ wdg=1	bus=672662	conn=Wye	kv=0.38	kva=45
~ wdg=2	bus=141629	conn=Wye	kv=13.8	kva=45
New Transformer.21734	Phases=3	Windings=2	XHL=2.5	%Loadloss=0.001
~ wdg=1	bus=710452	conn=Wye	kv=0.38	kva=3000
~ wdg=2	bus=141609	conn=Wye	kv=13.8	kva=3000

O regulador de tensão foi implementado a partir de um transformador com relação de transformação 1:1, o qual foi implementado conforme mostrado na Tabela 4.25.

Tabela 4.25 Implementação\_Regulador Tensão.

```

New Transformer.Regulador Phases=3 Windings=2 XHL=0.01 %Loadloss=0.001
~ wdg=1 bus=141621a conn=Wye kv=7.97 kva=300
~ wdg=2 bus=reg conn=Wye kv=7.97 kva=300

New Regcontrol.reg Transformer = Regulador
~ winding=2 Vreg=102 Ptratio=79.7 band = 2

```

Multiplicando o valor de  $V_{reg}$  pelo parâmetro  $P_{ratio}$  se tem o valor da tensão sobre o enrolamento do transformador que está sendo controlada. Nesse caso, o objetivo foi obter uma tensão de 1.02 pu.

Por fim, implementou-se as chaves conforme mostrado na Tabela 4.26. O estado Y significa que a chave está fechada, enquanto o estado N que está aberta.

Tabela 4.26 Implementação\_Chaves.

```

New Line.20940 Bus1=141643 Bus2=141611
~ Switch=y R1=0.0001 R0=0.0001 X1=0.000 X0=0.000 C1=0.000 X0=0.000
New Line.20941 Bus1=141699 Bus2=141689
~ Switch=y R1=0.0001 R0=0.0001 X1=0.000 X0=0.000 C1=0.000 X0=0.000
New Line.20942 Bus1=141706 Bus2=141698
~ Switch=n R1=0.0001 R0=0.0001 X1=0.000 X0=0.000 C1=0.000 X0=0.000
New Line.20943 Bus1=141677 Bus2=141701
~ Switch=y R1=0.0001 R0=0.0001 X1=0.000 X0=0.000 C1=0.000 X0=0.000
New Line.20944 Bus1=141614 Bus2=141692
~ Switch=y R1=0.0001 R0=0.0001 X1=0.000 X0=0.000 C1=0.000 X0=0.000
New Line.20945 Bus1=141664 Bus2=141703
~ Switch=y R1=0.0001 R0=0.0001 X1=0.000 X0=0.000 C1=0.000 X0=0.000
New Line.20946 Bus1=141663 Bus2=141705
~ Switch=y R1=0.0001 R0=0.0001 X1=0.000 X0=0.000 C1=0.000 X0=0.000
New Line.20947 Bus1=141707 Bus2=141687
~ Switch=y R1=0.0001 R0=0.0001 X1=0.000 X0=0.000 C1=0.000 X0=0.000

```

Em seguida, fez-se uso da função *plot*, a qual requer: i) definição de um arquivo .csv com as coordenadas de cada barramento; ii) inserção desse arquivo na pasta raiz do circuito onde está sendo simulado no OpenDSS. O *software* busca essas informações através do comando mostrado na Tabela 4.27.

Tabela 4.27 Implementação\_Coordenadas.

```

BusCoords coordenadas.csv

```

Ao final, fez-se o gráfico do sistema teste, o qual está apresentado na Figura 4.3. Em seguida selecionou-se a opção *show labels* e o sistema foi plotado novamente (Figura 4.2). Para ilustrar, deu-se um *zoom in* em uma região do sistema.

Seleção de um trecho com o botão esquerdo possibilita acesso a informações do trecho, conforme mostrado nas Figuras 4.3, 4.4, 4.5 e 4.6.

Por fim, fez-se o gráfico da potência do circuito, onde a espessura do filamento indica a potência passante pelo segmento (Figura 4.7).

Figura 4.1 Sistema-Teste.

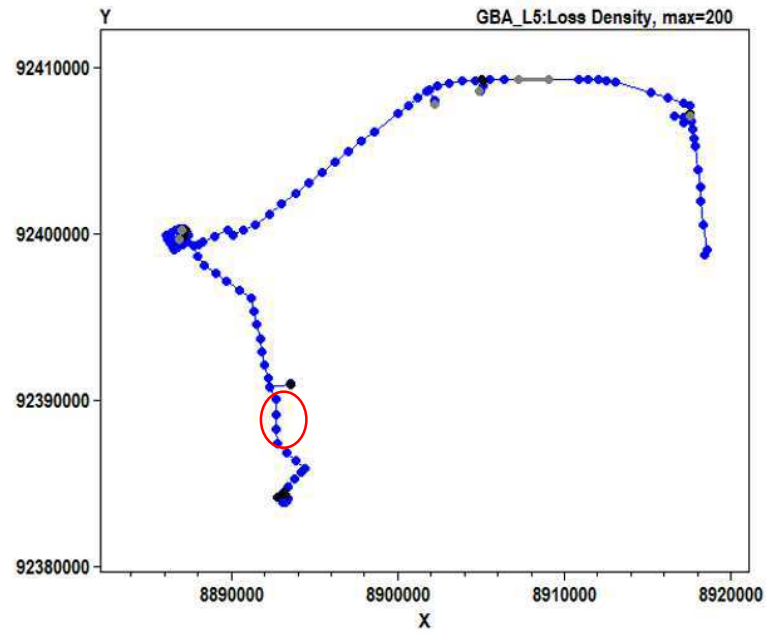


Figura 4.2 Zoom In no sistema teste.

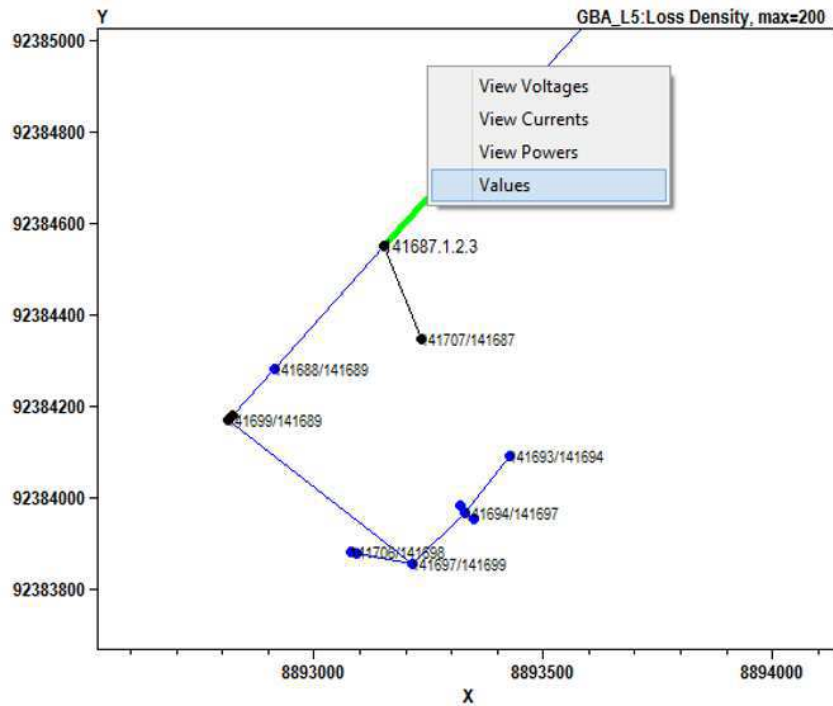


Figura 4.3 Valores de tensão.

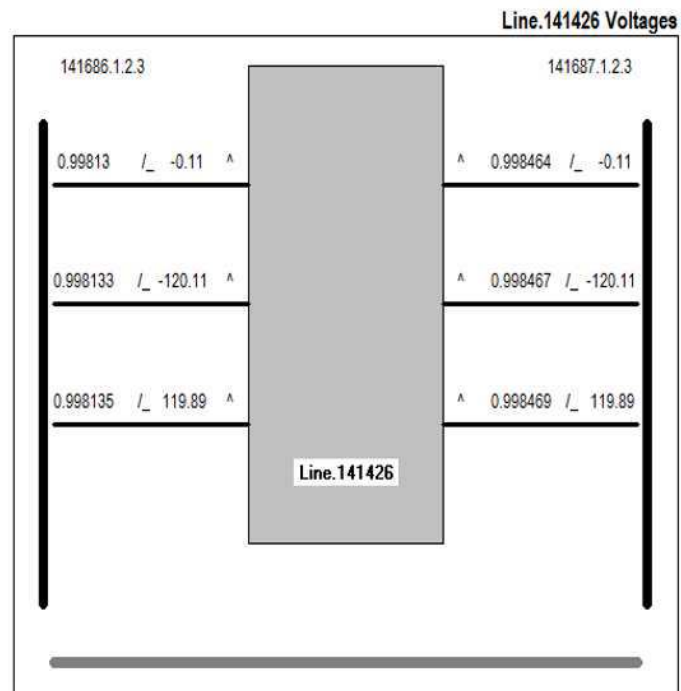


Figura 4.4 Valores de corrente.

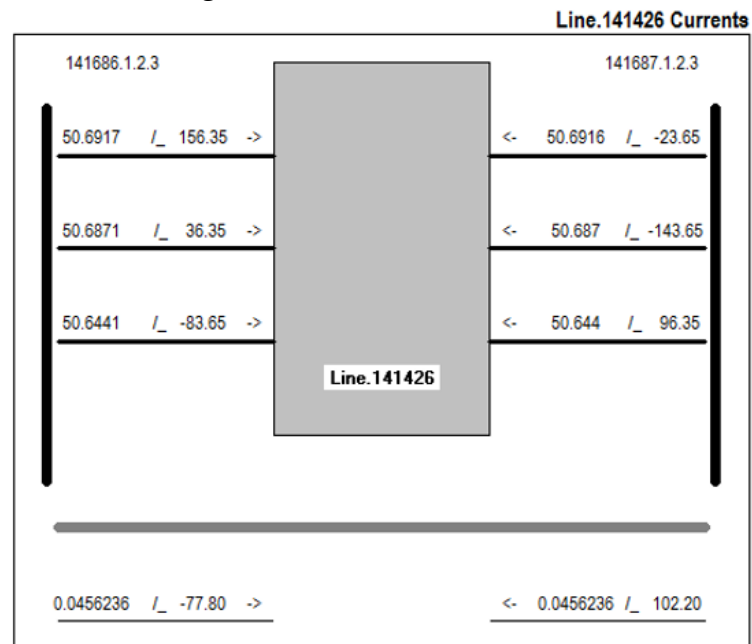


Figura 4.5 Valores de potência.

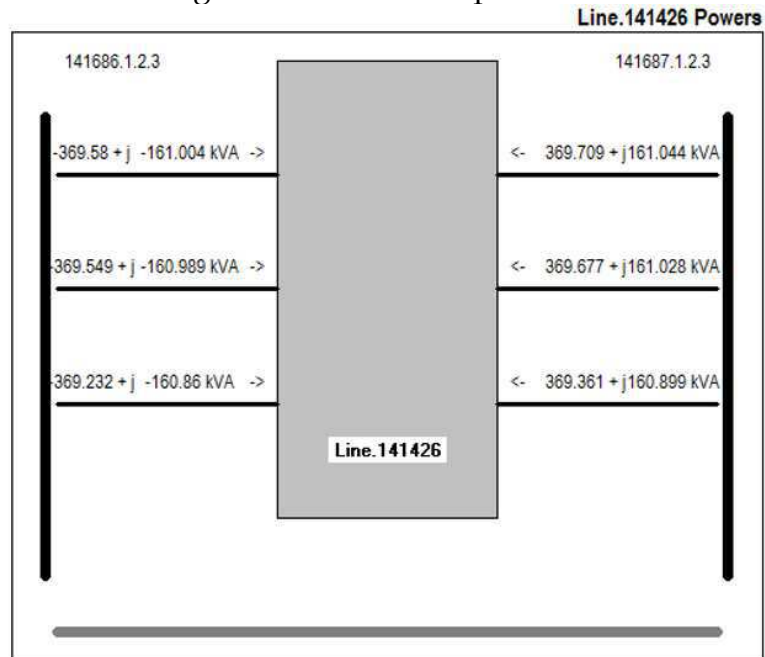


Figura 4.6 Relatório Geral.

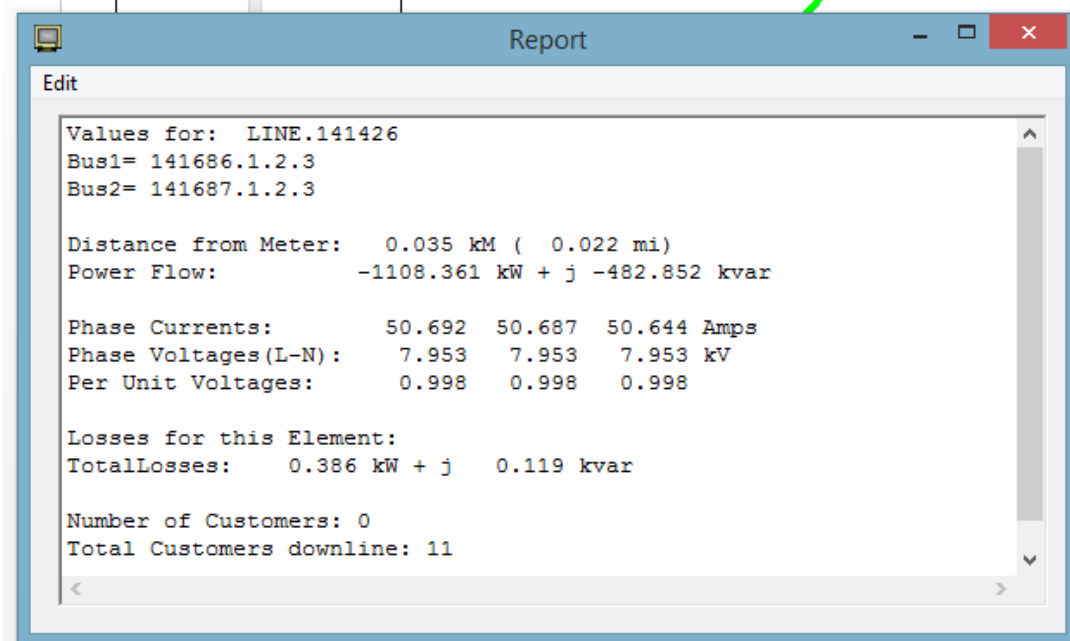
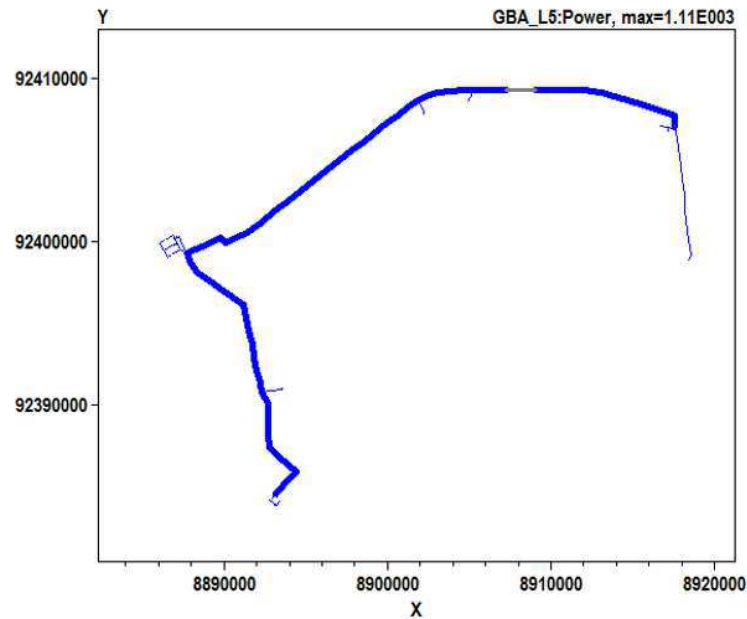


Figura 4.7 Potência do circuito.



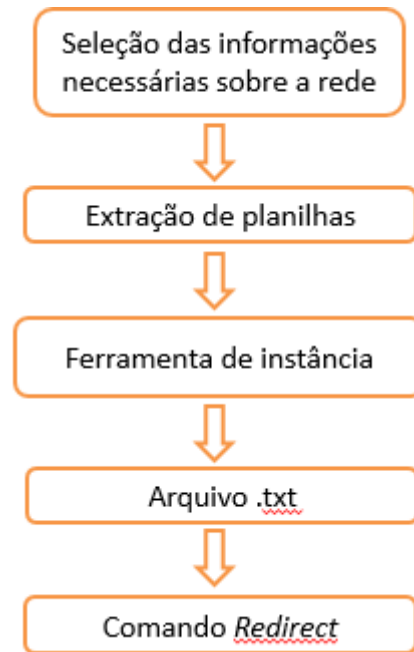
### 4.3. Ferramenta de Instância

É fato que sistemas reais apresentam normalmente, número elevado de elementos (trechos, transformadores, cargas, etc.). Análise minuciosa do *software* OpenDS mostrou que a inserção de novos elementos no circuito requer grande esforço manual o qual cresce com a dimensão do sistema. Desta forma, visando otimizar essa etapa, desenvolveu-se neste TCC uma ferramenta na linguagem de programação *Visual Basic for Applications* (VBA), a qual permite instanciar os diversos elementos do circuito, apenas preenchendo uma planilha eletrônica.

Um resumo do processo é apresentado no fluxograma da Figura 4.8. Inicialmente, as informações necessárias sobre a rede (que está no formato .mdb) são selecionadas e em seguida, são extraídas planilhas .xml. Logo após a ferramenta de instância é aplicada para gerar os componentes na linguagem do OpenDSS, que através do comando Redirect, são incluídos.



Figura 4.8 Fluxograma da ferramenta de Instância.



Para ilustrar, apresenta-se na Figura 4.9 o exemplo de uma das abas dessa ferramenta: a aba Linhas, que é usada para declarar (instanciar) trechos na linguagem do OpenDSS. Essa aba é usada para instanciar os trafos do sistema. Para isso, as colunas à esquerda da coluna DSS são preenchidas e em seguida, o botão Run é acionado. O resultado é o código na linguagem utilizada pelo OpenDSS na coluna DSS. Clique no botão RUN da Figura 4.9 resulta na Figura 4.10.

Figura 4.9 Aba Trafos.

ID	Bus1	Bus2	FasesMT	FasesBT	kV1	kVA1	kV2	kVA2	XHL	DSS
21244	670603	141704	DEF	ABC	13.8	30	380	30	0.025	
21307	672154	141691	DEF	ABC	13.8	30	380	30	0.025	
21311	672298	141702	DEF	ABC	13.8	30	380	30	0.025	
21323	672662	141629	DEF	ABC	13.8	45	380	45	0.025	
21734	710452	141609	DEF	ABC	13.8	3000	380	3000	0.025	

Figura 4.10 Resultado do clique no botão RUN da Aba Trafos.

XHL	DSS
0.025	New Transformer.21244 phases = 3 Windings=2 XHL=0.025 %Loadloss=0.001 wdg=1 Bus=670603 conn= wye kV=13.8 kva= 30 wdg=2 Bus= 141704 conn= wye kV=380 kva= 30
0.025	New Transformer.21307 phases = 3 Windings=2 XHL=0.025 %Loadloss=0.001 wdg=1 Bus=672154 conn= wye kV=13.8 kva= 30 wdg=2 Bus= 141691 conn= wye kV=380 kva= 30
0.025	New Transformer.21311 phases = 3 Windings=2 XHL=0.025 %Loadloss=0.001 wdg=1 Bus=672298 conn= wye kV=13.8 kva= 30 wdg=2 Bus= 141702 conn= wye kV=380 kva= 30
0.025	New Transformer.21323 phases = 3 Windings=2 XHL=0.025 %Loadloss=0.001 wdg=1 Bus=672662 conn= wye kV=13.8 kva= 45 wdg=2 Bus= 141629 conn= wye kV=380 kva= 45
0.025	New Transformer.21734 phases = 3 Windings=2 XHL=0.025 %Loadloss=0.001 wdg=1 Bus=710452 conn= wye kV=13.8 kva= 3000 wdg=2 Bus= 141609 conn= wye kV=380 kva= 3000

A ferramenta desenvolvida cria um arquivo no formato .txt quando o botão RUN é acionado. Os elementos no circuito através do comando apresentado na Tabela 4.28. Um exemplo de trechos instanciados são apresentados na Figura 4.11.

Tabela 4.28 Comando Redirect.

Redirect NomeDoArquivo.txt

Figura 4.91 Aba Linhas.

ID	Bus1	Bus2	Linecode	Length	Fases	DSS
141340	141599	141600	47	138.78	ABC	New Line.141340 Bus1=141599 Bus2=141600 Linecode=47 Length=138.78 Units= km
141341	141599	141601	47	151.62	ABC	New Line.141341 Bus1=141599 Bus2=141601 Linecode=47 Length=151.62 Units= km
141342	141600	141602	47	89.31	ABC	New Line.141342 Bus1=141600 Bus2=141602 Linecode=47 Length=89.31 Units= km
141343	141601	141603	47	36.58	ABC	New Line.141343 Bus1=141601 Bus2=141603 Linecode=47 Length=36.58 Units= km
141344	141602	141604	47	99.36	ABC	New Line.141344 Bus1=141602 Bus2=141604 Linecode=47 Length=99.36 Units= km
141345	141604	141605	47	140.65	ABC	New Line.141345 Bus1=141604 Bus2=141605 Linecode=47 Length=140.65 Units= km
141346	141605	141606	47	49.1	ABC	New Line.141346 Bus1=141605 Bus2=141606 Linecode=47 Length=49.1 Units= km
141347	141606	141607	47	56.35	ABC	New Line.141347 Bus1=141606 Bus2=141607 Linecode=47 Length=56.35 Units= km
141348	141607	141608	47	50.52	ABC	New Line.141348 Bus1=141607 Bus2=141608 Linecode=47 Length=50.52 Units= km
141349	141608	141609	47	32.15	ABC	New Line.141349 Bus1=141608 Bus2=141609 Linecode=47 Length=32.15 Units= km
141350	141608	141610	47	51.57	ABC	New Line.141350 Bus1=141608 Bus2=141610 Linecode=47 Length=51.57 Units= km
141351	141609	141611	24	14.24	ABC	New Line.141351 Bus1=141609 Bus2=141611 Linecode=24 Length=14.24 Units= km
141352	141610	141612	47	52.35	ABC	New Line.141352 Bus1=141610 Bus2=141612 Linecode=47 Length=52.35 Units= km
141353	141610	141613	47	28.73	ABC	New Line.141353 Bus1=141610 Bus2=141613 Linecode=47 Length=28.73 Units= km
141354	141614	141615	24	44.36	ABC	New Line.141354 Bus1=141614 Bus2=141615 Linecode=24 Length=44.36 Units= km
141355	141614	141616	24	41.05	ABC	New Line.141355 Bus1=141614 Bus2=141616 Linecode=24 Length=41.05 Units= km
141356	141615	141617	24	84.47	ABC	New Line.141356 Bus1=141615 Bus2=141617 Linecode=24 Length=84.47 Units= km
141357	141616	141618	24	78.15	ABC	New Line.141357 Bus1=141616 Bus2=141618 Linecode=24 Length=78.15 Units= km
141358	141617	141619	24	89.51	ABC	New Line.141358 Bus1=141617 Bus2=141619 Linecode=24 Length=89.51 Units= km
141359	141618	141620	24	82.91	ABC	New Line.141359 Bus1=141618 Bus2=141620 Linecode=24 Length=82.91 Units= km

Na aba Chaves (Figura 4.12), o estado 1 indica chave fechada e 0, chave aberta. O valor da coluna de potência da aba Cargas foi obtido conforme descrito no item 4.1.1.

Figura 4.102 Aba Chaves.

ID	Bus1	Bus2	Estado	DSS
20940	141643	141611	1	New Line.20940 Bus1=141643 Bus2=141611 Switch=1 R1=0.0001 R0=0.0001 X1=0.000 X0=0.000 C1=0.000 C0=0.000
20941	141699	141689	1	New Line.20941 Bus1=141699 Bus2=141689 Switch=1 R1=0.0001 R0=0.0001 X1=0.000 X0=0.000 C1=0.000 C0=0.000
20942	141706	141698	0	New Line.20942 Bus1=141706 Bus2=141698 Switch=0 R1=0.0001 R0=0.0001 X1=0.000 X0=0.000 C1=0.000 C0=0.000
20943	141677	141701	1	New Line.20943 Bus1=141677 Bus2=141701 Switch=1 R1=0.0001 R0=0.0001 X1=0.000 X0=0.000 C1=0.000 C0=0.000
20944	141614	141692	1	New Line.20944 Bus1=141614 Bus2=141692 Switch=1 R1=0.0001 R0=0.0001 X1=0.000 X0=0.000 C1=0.000 C0=0.000
20945	141664	141703	1	New Line.20945 Bus1=141664 Bus2=141703 Switch=1 R1=0.0001 R0=0.0001 X1=0.000 X0=0.000 C1=0.000 C0=0.000
20946	141663	141705	1	New Line.20946 Bus1=141663 Bus2=141705 Switch=1 R1=0.0001 R0=0.0001 X1=0.000 X0=0.000 C1=0.000 C0=0.000
20947	141707	141687	1	New Line.20947 Bus1=141707 Bus2=141687 Switch=1 R1=0.0001 R0=0.0001 X1=0.000 X0=0.000 C1=0.000 C0=0.000

Figura 4.13 Aba Cargas.

ID	Bus1	Tensão	Potência(kW)	Potência (kvar)	Fases	DSS
528990	670605	380	0.28577586	0.92	C	New Load.528990 phases =1 Bus1=670605.3 kV=380 kw= 0.285775862068966 PF=0.92
528991	670608	380	0.28017241	0.92	B	New Load.528991 phases =1 Bus1=670608.2 kV=380 kw= 0.280172413793103 PF=0.92
528992	670616	380	0.45948276	0.92	B	New Load.528992 phases =1 Bus1=670616.2 kV=380 kw= 0.45948275862069 PF=0.92
529926	672155	380	28.7718391	0.92	ABC	New Load.529926 phases =3 Bus1=672155 kV=380 kw= 28.7718390804598 PF=0.92
530033	672300	380	0.36609195	0.92	A	New Load.530033 phases =1 Bus1=672300.1 kV=380 kw= 0.366091954022989 PF=0.92
530034	672300	380	0	0.92	A	New Load.530034 phases =1 Bus1=672300.1 kV=380 kw= 0 PF=0.92
530035	672301	380	0.22787356	0.92	A	New Load.530035 phases =1 Bus1=672301.1 kV=380 kw= 0.227873563218391 PF=0.92
530036	672302	380	0.48936782	0.92	A	New Load.530036 phases =1 Bus1=672302.1 kV=380 kw= 0.489367816091954 PF=0.92
530037	672303	380	0.18678161	0.92	B	New Load.530037 phases =1 Bus1=672303.2 kV=380 kw= 0.186781609195402 PF=0.92
530038	672304	380	0.08031609	0.92	B	New Load.530038 phases =1 Bus1=672304.2 kV=380 kw= 0.080316091954023 PF=0.92
530039	141609	380	2322.06897	0.92	ABC	New Load.530039 phases =3 Bus1=141609 kV=380 kw= 2322.06896551724 PF=0.92

#### 4.4. Análise dos Resultados

Através do objeto EnergyMeter mediram-se as perdas no circuito em estudo. O objeto foi instanciado conforme mostrado na Tabela 4.29 e via comando apresentado na Tabela 3.30.

Tabela 4.29 Instância\_EnergyMeter.

```
New Energymeter.MT1 element=Line.20947 terminal=1
```

Tabela 4.30 Comando\_ Export meters.

```
Export meters
```

Ao final, os resultados são gerados em um arquivo .csv. Conforme se constatou, esse comando é adequado para analisar os resultados gerados quando não se está analisando o sistema no modo snapshot. Os resultados, que seguem os parâmetros estabelecidos na sessão 4.1.2, são apresentados na Tabela 4.31.

Tabela 4.31 Resultados obtidos.

Meter	MT1
kWh	38733
kvarh	16565
Max kW	2565
Max kVA	2784
Zone kWh	35347
Zone kvarh	14872
Zone Max kW	2245
Zone Max kVA	2427
Overload kWh Normal	23688
Overload kWh Emerg	19402
Load EEN	88288
Load UE	55360
Zone Losses kWh	3332
Zone Losses kvarh	1667
Zone Max kW Losses	297
Zone Max kvar Losses	150
Load Losses kWh	3332
Load Losses kvarh	1667
No Load Losses kWh	0
No Load Losses kvarh	0
Max kW Load Losses	297
Max kW No Load Losses	0
Line Losses	3331
Transformer Losses	1
Line Mode Line Losses	3331
Zero Mode Line Losses	0
3-phase Line Losses	3331
1- and 2-phase Line Losses	0
Gen kWh	0
Gen kvarh	0
Gen Max kW	0
Gen Max kVA	0
13.8 kV Losses	3331
0.38 kV Losses	1
Aux1	0
Aux6	0
Aux11	0

<b>Continuação Tabela 3.31</b>	
Aux16	0
Aux21	0
13.8 kV Line Loss	3330
<b>Continuação Tabela 4.31</b>	
0.38 kV Line Loss	1
Aux2	0
Aux7	0
Aux12	0
Aux17	0
Aux22	0
13.8 kV Load Loss	1
0.38 kV Load Loss	0
Aux3	0
Aux8	0
Aux13	0
Aux18	0
Aux23	0
13.8 kV No Load Loss	0
0.38 kV No Load Loss	0
Aux4	0
Aux9	0
Aux14	0
Aux19	0
Aux24	0
13.8 kV Load Energy	34964
0.38 kV Load Energy	382
Aux5	0
Aux10	0
Aux15	0
Aux20	0
Aux25	0

Ao final, obteve-se o valor das perdas mensal que foi de 96,628 MWh, sendo 29 o número de dias relativos ao mês em análise (fevereiro/2016). Em um ano, o valor das perdas foi de 8,6%, valor próximo à média para o alimentador em estudo, que anualmente registra valor de 8,28%.

Observou-se que os níveis de tensão estão dentro dos valores requeridos pela ANEEL (entre 0,93pu e 1,05pu). Segundo a ANEEL, valores de tensões na faixa compreendida entre 0,90pu e 0,93pu são considerados precários, enquanto que valores abaixo de 0,90 ou acima de 1,05pu são considerados críticos.

Para ilustrar, apresenta-se na Tabela 4.32 as tensões nas barras da fase 1.

Tabela 4.32 Tensões na fase 1.

Bus	BasekV	Node1	Magnitude1	Angle1	pu1
141707	13.8	1	7955.19	-0.1	0.998
141599	13.8	1	8130.71	0.2	1.021
141600	13.8	1	8130.71	0.2	1.021
141601	13.8	1	8130.71	0.2	1.021
141602	13.8	1	8130.71	0.2	1.021
141603	13.8	1	8130.71	0.2	1.021
141604	13.8	1	8130.71	0.2	1.021
141605	13.8	1	8130.71	0.2	1.021
141606	13.8	1	8130.71	0.2	1.021
141607	13.8	1	8130.71	0.2	1.021
141608	13.8	1	8130.71	0.2	1.021
141609	13.8	1	8130.71	0.2	1.021
141610	13.8	1	8130.71	0.2	1.021
141611	13.8	1	8131.73	0.2	1.021
141612	13.8	1	8130.71	0.2	1.021
141613	13.8	1	8130.71	0.2	1.021
141614	13.8	1	7656.8	0.1	0.961
141615	13.8	1	7653.39	0.1	0.961
141616	13.8	1	7659.99	0.1	0.961
141617	13.8	1	7646.9	0.1	0.960
141618	13.8	1	7666.06	0.1	0.962
141619	13.8	1	7640.03	0.1	0.959
141620	13.8	1	7672.5	0.1	0.963
141621A	13.8	1	7626.12	0.1	0.957
141622	13.8	1	7678	0.1	0.964
141621	13.8	1	8197.44	0.1	1.029
141623	13.8	1	8184.81	0.1	1.027
141624	13.8	1	7682.2	0.1	0.964
141625	13.8	1	8180.54	0.1	1.027
141626	13.8	1	7682.2	0.1	0.964
141627	13.8	1	7683.48	0.1	0.964
141628	13.8	1	8176.14	0.1	1.026
141629	13.8	1	7682.2	0.1	0.964
141630	13.8	1	7688.99	0.1	0.965
141631	13.8	1	8172.71	0.1	1.026
141632	13.8	1	7694.44	0.1	0.966
141633	13.8	1	8169.03	0.1	1.025
141634	13.8	1	7700.15	0.1	0.966
141635	13.8	1	8153.02	0.1	1.023
141636	13.8	1	7714.53	0.1	0.968
141637	13.8	1	8145.38	0.1	1.022
141638	13.8	1	7721.99	0	0.969

Continuação Tabela 4.32

141639	13.8	1	8138.22	0.2	1.021
141640	13.8	1	7729.95	0	0.970
141641	13.8	1	8135.12	0.2	1.021
141642	13.8	1	7737.66	0	0.971
141643	13.8	1	8131.73	0.2	1.021
141644	13.8	1	7745.46	0	0.972
141645	13.8	1	7753.34	0	0.973
141646	13.8	1	7761.12	0	0.974
141647	13.8	1	7769.09	0	0.975
141648	13.8	1	7776.89	0	0.976
141649	13.8	1	7784.69	0	0.977
141650	13.8	1	7790.7	0	0.978
141651	13.8	1	7796.61	0	0.979
141652	13.8	1	7799.8	0	0.979
141653	13.8	1	7806.14	0	0.980
141654	13.8	1	7812.08	0	0.981
141655	13.8	1	7814.2	0	0.981
141656	13.8	1	7816.82	0	0.981
141657	13.8	1	7816.82	0	0.981
141658	13.8	1	7816.82	0	0.981
141659	13.8	1	7821.77	0	0.982
141660	13.8	1	7816.82	0	0.981
141661	13.8	1	7816.81	0	0.981
141662	13.8	1	7827.2	0	0.982
141663	13.8	1	7816.82	0	0.981
141664	13.8	1	7816.81	0	0.981
141665	13.8	1	7833.69	0	0.983
141666	13.8	1	7840.02	0	0.984
141667	13.8	1	7847.06	0	0.985
141668	13.8	1	7853.9	0	0.986
141669	13.8	1	7860.09	0	0.987
141670	13.8	1	7866.57	-0.1	0.987
141671	13.8	1	7873.3	-0.1	0.988
141672	13.8	1	7879.46	-0.1	0.989
141673	13.8	1	7885.53	-0.1	0.990
141674	13.8	1	7891.8	-0.1	0.991
141675	13.8	1	7896.08	-0.1	0.991
141676	13.8	1	7902.65	-0.1	0.992
141677	13.8	1	7896.08	-0.1	0.991
141678	13.8	1	7909.72	-0.1	0.993
141679	13.8	1	7916.8	-0.1	0.994
141680	13.8	1	7923.73	-0.1	0.995
141681	13.8	1	7929.52	-0.1	0.995
141682	13.8	1	7935.1	-0.1	0.996

Continuação Tabela 4.32

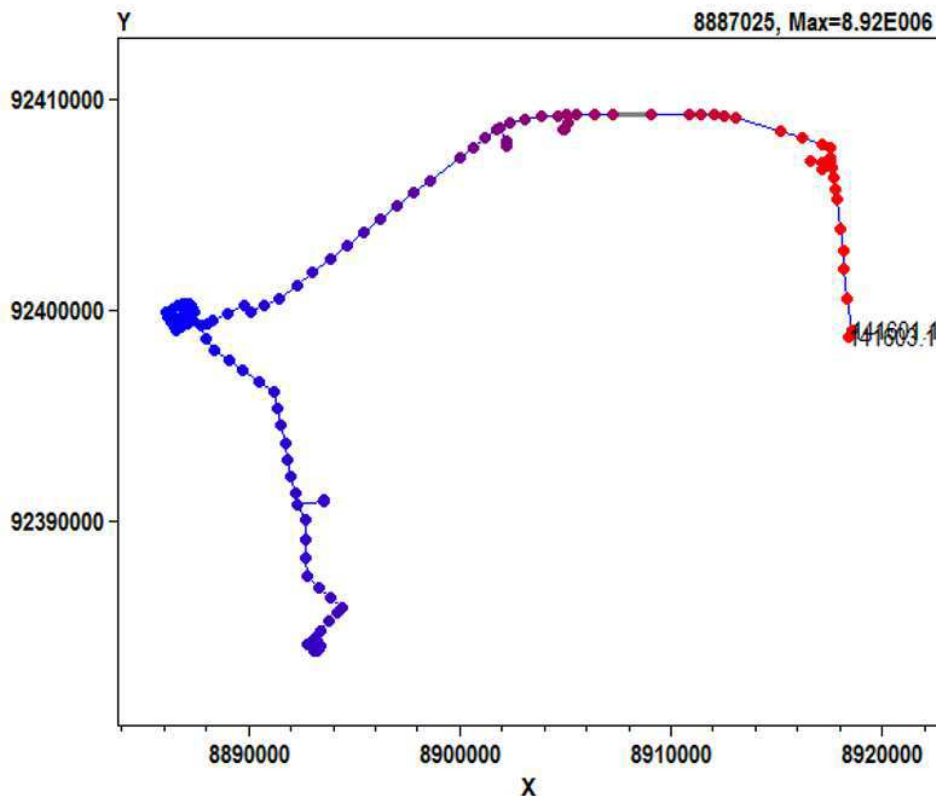
141683	13.8	1	7940.67	-0.1	0.997
141684	13.8	1	7943.12	-0.1	0.997
141685	13.8	1	7947.63	-0.1	0.998
141686	13.8	1	7952.53	-0.1	0.998
141687	13.8	1	7955.19	-0.1	0.998
141688	13.8	1	7955.19	-0.1	0.998
141689	13.8	1	7955.19	-0.1	0.998
141690	13.8	1	7656.76	0.1	0.961
141691	13.8	1	7656.74	0.1	0.961
141692	13.8	1	7656.8	0.1	0.961
141693	13.8	1	7955.19	-0.1	0.998
141694	13.8	1	7955.19	-0.1	0.998
141695	13.8	1	7955.19	-0.1	0.998
141696	13.8	1	7955.19	-0.1	0.998
141697	13.8	1	7955.19	-0.1	0.998
141698	13.8	1	7955.19	-0.1	0.998
141699	13.8	1	7955.19	-0.1	0.998
141700	13.8	1	7896.08	-0.1	0.991
141701	13.8	1	7896.08	-0.1	0.991
141702	13.8	1	7816.81	0	0.981
141703	13.8	1	7816.81	0	0.981
141704	13.8	1	7816.82	0	0.981
141705	13.8	1	7816.82	0	0.981
670598	0.38	1	215.235	0	0.981
670599	0.38	1	215.236	0	0.981
670600	0.38	1	215.244	0	0.981
670601	0.38	1	215.244	0	0.981
670602	0.38	1	215.245	0	0.981
670603	0.38	1	215.246	0	0.981
670604	0.38	1	215.245	0	0.981
670605	0.38	1	215.235	0	0.981
670606	0.38	1	215.242	0	0.981
670607	0.38	1	215.242	0	0.981
670608	0.38	1	215.234	0	0.981
670609	0.38	1	215.243	0	0.981
670610	0.38	1	215.244	0	0.981
670611	0.38	1	215.243	0	0.981
670612	0.38	1	215.243	0	0.981
670613	0.38	1	215.241	0	0.981
670614	0.38	1	215.242	0	0.981
670615	0.38	1	215.239	0	0.981
670616	0.38	1	215.233	0	0.981
670617	0.38	1	215.238	0	0.981
672154	0.38	1	209.884	-0.5	0.957



Continuação Tabela 4.32					
672155	0.38	1	209.53	-0.5	0.955
672298	0.38	1	215.136	-0.1	0.981
672299	0.38	1	215.132	-0.1	0.981
672300	0.38	1	215.128	-0.1	0.981
672301	0.38	1	215.127	-0.1	0.981
672302	0.38	1	215.115	-0.1	0.981
672303	0.38	1	215.131	-0.1	0.981
672304	0.38	1	215.131	-0.1	0.981
672662	0.38	1	211.539	0.1	0.964
710452	0.38	1	223.071	-0.3	1.017
141706	13.8	1	7955.19	-0.1	0.998
REG	13.8	1	8197.52	0.1	1.029

O perfil de tensão do alimentador é apresentado na Figura 4.14, na qual os valores em azul estão mais próximos de 0.93pu e em vermelho de 1.05pu.

Figura 4.11 Perfil de tensão.



O Estudo de Caso permitiu realizar uma avaliação preliminar do seu potencial. Em relação às vantagens, destacam-se aqui; i) velocidade de processamento; ii) fato de ser *open source*, o que permite ao usuário adequá-lo às suas necessidades. Em relação às desvantagens, destacam-se: i) o *software* permite a simulação de um único alimentador por vez; ii) complexidade da implementação dos elementos, visto que não existe *interface* amigável, o que requer a inserção dos elementos através de linhas de códigos.

## 5. Considerações Finais

A realização deste TCC possibilitou o aprofundamento dos conhecimentos referentes ao tema Distribuição da Energia Elétrica. Ênfase foi dada ao estudo dos modelos dos elementos que compõem um sistema de distribuição típico e de ferramentas de análise, como por exemplo o Método Normal para cálculo de fluxo de carga.

O uso do *software* OpenDSS permitiu: i) estudo do comportamento estático de um sistema real; ii) análise crítica do seu potencial; iii) desenvolvimento de uma ferramenta de auxílio na etapa de instanciação dos elementos do circuito no OpenDSS. Ao final, observou-se que essa ferramenta reduziu consideravelmente o esforço manual exigido na etapa de declaração dos elementos do sistema.

Em relação aos resultados obtidos, constatou-se que a modelagem implementada foi validada quando comparada como os resultados apurados pela concessionária.

## 6. Referências Bibliográficas

ABRADEE. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/a-distribuicao-de-energia>>. Acesso em 29 de fevereiro de 2016.

ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição. 2015.

ANEEL. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=801>>. Acesso em 29 de fevereiro de 2016.

ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 7- Cálculo de Perdas na Distribuição. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=801>>. Acesso em 29 de fevereiro de 2016.

ANEEL. Nota Técnica nº 0057/2014-SRD. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/026/documento/nota\\_tecnica\\_0057\\_srd.pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/026/documento/nota_tecnica_0057_srd.pdf)>. Acesso em 29 de fevereiro de 2016.

ANEEL. Nota Técnica nº 0104/2014-SRD. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/026/documento/nota\\_tecnica\\_0104\\_srd.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/026/documento/nota_tecnica_0104_srd.pdf)>. Acesso em 29 de maio de 2016.

ANEEL. Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição. Sub módulo 2.6: Perdas de Energia. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/arquivos/Excel/Proret\\_Subm%C3%B3dulo%202.6.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/Excel/Proret_Subm%C3%B3dulo%202.6.pdf)>. Acesso em 29 de fevereiro de 2016.

ANTONELLI, D. Uma contribuição para o cálculo simplificado de perdas técnicas regulatórias em redes otimizadas de distribuição de energia elétrica. . Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

DUGAN, R. OpenDSS Introductory Training Level 1. Eprí - Electric Power Research Institute. Disponível em: <<http://smartgrid.epri.com/doc/OpenDSS%20Level%201%20Training.pdf>>. Acesso em: 1 de maio de 2016.

DUGAN, R. OpenDSS Training Level 2. Eprí - Electric Power Research Institute. Disponível em: <<http://smartgrid.epri.com/doc/OpenDSS%20Level%202%20Training.pdf>>. Acesso em: 1 de maio de 2016.

DUGAN, R. OpenDSS Load Allocation and State Estimation Algorithm. Eprí - Electric Power Research Institute. Disponível em: <<http://svn.code.sf.net/p/electricdss/code/trunk/Distrib/Doc/OpenDSS%20Load%20Allocation%20Algorithm.pdf>> Acesso em: 29 de maio de 2016.

EPRI. Reference Guide - The Open Distribution System Simulator (OpenDSS). Epri - Electric Power Research Institute. Disponível em: <<http://svn.code.sf.net/p/electricdss/code/trunk/Distrib/Doc/OpenDSSManual.pdf>> Acesso em: 29 de maio de 2016.

JUNIOR, S.B.S. Análise de operação de sistemas de distribuição utilizando o OpenDSS. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010.

MME. Disponível em: < <http://www.mme.gov.br/web/guest/entidades-vinculadas-e-afins/aneel>>. Acesso em 29 de fevereiro de 2016.

MÉFFE, A. Metodologia para Cálculo de Perdas Técnicas por Segmento do Sistema de Distribuição. Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2001.

SOUZA, B.A. Apostila - Distribuição de Energia Elétrica. UFPB, Centro de Ciências e Tecnologia, Departamento de Engenharia Elétrica, Campina Grande, 1997.