

Daniel Nascimento Chiconi

**MONITORAMENTO E ANÁLISE DA
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

São Carlos

2017

Daniel Nascimento Chiconi

**MONITORAMENTO E ANÁLISE DA GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
à Escola de Engenharia de São Carlos, da
Universidade de São Paulo

Curso de Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e Automação

Orientador: Prof. Dr. Rogério Andrade Flauzino

São Carlos

2017

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

N532m Nascimento Chiconi, Daniel
Monitoramento e análise da geração distribuída em
sistemas de distribuição de energia elétrica / Daniel
Nascimento Chiconi; orientador Prof. Dr. Rogério
Andrade Flauzino. São Carlos, 2017.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com
ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de
Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo,
2017.

1. Simulação de sistemas de distribuição. 2.
Geração distribuída. 3. OpenDSS. 4. Análise de sistemas
de distribuição. 5. Sistemas de potência. 6. Sistemas
de distribuição com geração distribuída. I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Daniel Nascimento Chiconi

Título: "Monitoramento e análise da geração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica"

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado

em 27 / 11 / 2017,

com NOTA 8,5 (oito, cinco), pela Comissão Julgadora:

Prof. Associado Rogério Andrade Flauzino - Orientador - SEL/EESC/USP

Mestre Afonso Celso Turcato - Doutorando - SEL/EESC/USP

Dra. Luisa Helena Bartocci Liboni - SEL/EESC/USP

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado Rogério Andrade Flauzino

Resumo

Esta monografia faz a análise e simulação de um sistema de distribuição real com parâmetros elétricos e dimensionamento dos componentes a partir de dados reais de uma distribuidora de energia elétrica utilizando o software OpenDSS. Sendo assim, compara um mesmo sistema de distribuição com e sem geração distribuída a partir da análise dos resultados de parâmetros elétricos. O sistema apresenta uma subestação de distribuição, um transformador abaixador da subestação, um alimentador principal, 83 barras cargas do tipo PQ. O sistema elétrico original não apresentava geradores distribuídos e bancos de capacitores. Para estudo e análise comparativa, foram adicionados geradores distribuídos em pontos do sistema de distribuição e, posteriormente, bancos de capacitores. Foram elaboradas as análises de tensão nos barramentos, fluxo de potência, mapeamento visual do fluxo de potência, variação de tensão ao longo do alimentador e ramos, correntes de faltas e perdas elétricas. Foram feitas simulações do sistema de distribuição real com geração distribuída alocados bancos de capacitores com o objetivo de controlar a tensão ao longo dos ramos e minimizar as perdas técnicas de equipamentos do sistema. Todas as simulações, dados gerados, gráficos, tabelas do sistema de distribuição com e sem geração distribuída foram realizados através do software livre OpenDSS desenvolvido pela EPRI (Electric Power Research Institute).

Palavras-chave: Simulação de sistemas de distribuição. Geração distribuída. OpenDSS. Análise de sistemas de distribuição. Sistemas de potência. Sistemas de distribuição com geração distribuída.

Abstract

This monograph shows the analysis and simulation of a real distribution system with electric parameters and components settings of real data from a distribution power company using the OpenDSS software. Thus, it compares the same distribution system with and without distributed generators by the analysis of electric parameters results. The system has a distribution substation, a lower substation transformer, a main feeder, 83 load buses PQ. The original electric system did not have distributed generators and capacitors banks. For the purpose of study and comparative analysis it was added distributed generators at sites of the system and, after that, capacitors banks. It was created data of buses voltages, power flow, power flow graphics, voltage variation on the feeder and branches extension, fault currents and electric losses. It was made simulations of the real distribution system with distributed generators and capacitors banks which the objective was to control voltage variation on branches extension and minimize electric losses from elements of the system. All simulations, data, graphics, tables of the distribution system with and without distributed generators were made using the free software OpenDSS developed by EPRI (Electric Power Research Institute).

Keywords: Simulation of distribution systems. Distributed generation. OpenDSS. Analysis of distribution systems. Power systems. Distribution systems with distributed generation.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Terminal no OpenDSS	25
Figura 2 – Equipamento que entrega potência - Matriz admitância	26
Figura 3 – Ciclo iterativo de solução do OpenDSS	27
Figura 4 – Gerador distribuído com conexão triângulo	37
Figura 5 – Enrolamentos de um transformador do tipo estrela-triângulo	39
Figura 6 – Impedância de sequência positiva dos ramos alimentadores	42
Figura 7 – Cargas nos barramentos	45
Figura 8 – Representação gráfica do fluxo de potência sem geração distribuída . .	60
Figura 9 – Representação gráfica do fluxo de potência com geração distribuída . .	64
Figura 10 – Conformidade de tensão elétrica em pontos de conexão em tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV	65
Figura 11 – Variação de tensão ao longo do alimentador "L19- Sem geração distribuída	67
Figura 12 – Variação de tensão ao longo do ramo "L48- Sem geração distribuída . .	68
Figura 13 – Variação de tensão ao longo do ramo "L29- Sem geração distribuída . .	69
Figura 14 – Variação de tensão ao longo do alimentador "L19"e ramos próximos - Com geração distribuída	72
Figura 15 – Variação de tensão ao longo do ramo "L48- Com geração distribuída . .	73
Figura 16 – Variação de tensão ao longo do ramo "L29"e ramos próximos - Com geração distribuída	74
Figura 17 – Comparativo de perdas do sistema com e sem geração distribuída . . .	85
Figura 18 – Porcentagem de perdas do sistema com e sem geração distribuída . . .	86
Figura 19 – Código do OpenDSS de alocação de bancos de capacitores	88
Figura 20 – Variação de tensão ao longo do ramo "L27"com bancos de capacitores .	93
Figura 21 – Variação de tensão ao longo do ramo "L40"com bancos de capacitores .	94
Figura 22 – Variação de tensão ao longo do ramo "L50"com bancos de capacitores .	95
Figura 23 – Comparativo de perdas do sistema com e sem bancos de capacitores . .	98
Figura 24 – Porcentagem de perdas do sistema com e sem bancos de capacitores . .	98

Lista de tabelas

Tabela 1 – Coordenadas x e y dos barramentos	32
Tabela 2 – Característica dos geradores distribuídos	37
Tabela 3 – Parâmetros dos transformadores	40
Tabela 4 – Tensão nos barramentos sem geração distribuída	50
Tabela 5 – Tensão nos barramentos com geração distribuída	53
Tabela 6 – Fluxo de potência sem geração distribuída	58
Tabela 7 – Fluxo de potência com geração distribuída	62
Tabela 8 – Valores de tensão em pu dos barramentos sem geração distribuída . . .	66
Tabela 9 – Valores de tensão em pu dos barramentos com geração distribuída . . .	71
Tabela 10 – Faltas sem geração distribuída	76
Tabela 11 – Faltas com geração distribuída	78
Tabela 12 – Perdas nos elementos - Sem geração distribuída	82
Tabela 13 – Perdas nos elementos - Com geração distribuída	84
Tabela 14 – Fluxo de Potência com bancos de capacitores	89
Tabela 15 – Tensão nos barramentos com bancos de capacitores	92
Tabela 16 – Perdas nos elementos do sistema com bancos de capacitores	96

Sumário

	Introdução	13
	Objetivo e Justificativa	17
I	SOFTWARE OPENDSS	19
1	INTRODUÇÃO	21
2	CONCEITOS E APLICAÇÕES	23
3	DEFINIÇÕES	25
II	DESCRIÇÃO DO CASO	29
4	SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO	31
5	GERADORES	37
6	TRANSFORMADORES	39
7	RAMOS	41
8	BARRAS CARGAS	45
III	SIMULAÇÃO E RESULTADOS	47
9	TENSÃO	49
9.1	Sem Geração distribuída	49
9.2	Com Geração distribuída	52
10	FLUXO DE POTÊNCIA	57
10.1	Sem Geração distribuída	57
10.2	Com Geração distribuída	61
11	VARIAÇÃO DE TENSÃO	65
11.1	Sem Geração distribuída	65
11.2	Com Geração distribuída	69

12	CORRENTES DE FALTA	75
12.1	Sem Geração distribuída	75
12.2	Com Geração distribuída	77
13	PERDAS NO SISTEMA	81
13.1	Sem Geração distribuída	81
13.2	Com Geração distribuída	83
14	BANCOS DE CAPACITORES	87
14.1	Fluxo de potência	88
14.2	Variação de tensão	91
14.3	Perdas	95
15	CONCLUSÃO	99
	REFERÊNCIAS	101
	APÊNDICES	103
	APÊNDICE A – CÓDIGO DO OPENDSS SEM GERAÇÃO DIS- TRIBUÍDA	105
	APÊNDICE B – CÓDIGO DO OPENDSS COM GERAÇÃO DIS- TRIBUÍDA	113

Introdução

A energia elétrica é de fundamental importância para o desenvolvimento da economia, seja no setor industrial, comercial ou agropecuário. A sociedade atual exige um fornecimento de energia elétrica com alta confiabilidade, menos sujeito às faltas de energia. O sistema elétrico de potência é caracterizado por abranger a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Neste sistema elétrico de potência enquadram-se pequenos, médios e grandes geradores de energia elétrica.

Em geral, não há armazenamento de energia devido ao alto custo. O sistema deve contar com capacidade de produção e transporte que atenda ao suprimento, num dado intervalo de tempo, da energia consumida e à máxima solicitação instantânea de potência ativa. Deve-se dispor de sistemas de controle da produção de modo que a cada instante seja produzida a energia necessária a atender à demanda e às perdas na produção e no transporte. No Brasil, face ao grande potencial hídrico existente, predomina a produção de energia elétrica pela transformação de energia hidráulica em elétrica, usinas hidroelétrica, e estando os centros de produção, de modo geral, afastados dos centros de consumo, é imprescindível a existência de um elemento de interligação entre ambos que esteja apto a transportar a energia demandada. Este é definido como sistema de transmissão de energia elétrica (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

O atendimento das cargas, seja um consumidor residencial, comercial, industrial ou agropecuário, é feito através de redes de distribuição de energia. Podem-se destacar quatro tipos de redes de distribuição de energia: aérea convencional, aérea compacta, aérea isolada e subterrânea. O sistema de distribuição possui diferentes níveis de tensão, sendo caracterizado pela rede elétrica primária (rede de distribuição de média tensão), e rede secundária (rede de distribuição de baixa tensão). Estes níveis de tensões são devidos a diferentes tipos de cargas atendidas nos centros consumidores. Assim, os consumidores são divididos em classes de consumo: residencial, industrial, comercial, rural e poder público. E ainda, as suas respectivas subclasses para melhor classificação dos consumidores e melhor forma de atendimento por meio das empresas de distribuição de energia elétrica.

A partir da mudança na estrutura do setor elétrico brasileiro, com a maioria das empresas distribuidoras sendo privatizadas, foi necessário uma norma Nacional para o controle da qualidade da energia elétrica fornecida aos consumidores. Assim, criou-se um módulo do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) da ANEEL, que trata da qualidade da energia elétrica. Ficando responsável pelo controle, estabelecendo normas e fiscalizando o cumprimento das normas pelas empresas de distribuição de energia elétrica.

No contexto do sistema de distribuição, inserem-se os sistemas de geração distribuída (GD), ou cogeração. Tal termo é utilizado para descrever a geração de energia elétrica realizada junto ou próxima dos centros consumidores de energia elétrica, em qualquer potência e fonte de energia. Tal forma de geração envolve equipamentos de medida, controle e comando para os geradores. Acredita-se que sistemas de geração distribuída tenham vantagens sobre a geração central, pois economizam investimentos em transmissão e reduzem as perdas nestes sistemas, melhorando a estabilidade do serviço de energia elétrica (OLIVEIRA; CARDOSO, 2015).

Conforme a resolução normativa Nº 414, de 2010, da Agência Nacional de energia elétrica (ANEEL, 2010), informa que a distribuidora deve classificar a unidade consumidora de acordo com a atividade nela exercida e a finalidade da utilização da energia elétrica. Ainda, a resolução define que a distribuidora deve ajustar o contrato vigente, a qualquer tempo, sempre que solicitado pelo consumidor, em razão da implementação de medidas de eficiência energética, assim como a instalação de micro ou minigeração distribuída, conforme regulamentação específica, que resultem em redução da demanda de potência e do consumo de energia elétrica ativa, comprováveis pela distribuidora, ressalvado o disposto no contrato de uso do sistema de distribuição acerca do ressarcimento dos investimentos não amortizados durante a vigência do referido contrato.

A instalação de banco de capacitores em sistemas de distribuição é uma prática comum pelas empresas. Os capacitores são fontes de energia reativa. O objetivo de sua aplicação em sistemas de potência é a compensação de potência reativa produzida por cargas indutivas ou pelas indutâncias das linhas e desta forma mantendo a regulação de tensão dentro de limites pré-estabelecidos e considerados adequados em todos os pontos de consumo. Quando corretamente utilizados, proporcionam vários benefícios adicionais à regulação de tensão, que incluem a redução das perdas, e conseqüentemente, o aumento do faturamento das empresas de distribuição, correção do fator de potência da rede e redução da potência aparente na fonte supridora e circuitos, liberando capacidade para a ligação de cargas adicionais (JÚNIOR, 2009).

Várias pesquisas e estudos pela comunidade científica mundial foram feitos para alocar banco de capacitores de forma otimizada. O problema da alocação de reativos está em determinar o tipo do banco de capacitores (fixo ou automático), o tamanho do banco (em kvar), a localização do banco e os esquemas de controle deste banco. É um problema de difícil solução, pois o número de pontos mínimos locais e o número de opções a serem analisadas aumentam com o aumento do número de barras (BEÊ, 2007).

O estudo do fluxo de potência nos informa a circulação de potência ativa e reativa no sistema de distribuição. Assim, pela diferença entre a potência fornecida por elementos geradores e a potência consumida por elementos passivos, obtém-se as perdas do sistema. O fator de potência que é a relação entre a potência ativa e a potência reativa deve ser

monitorado para atender requisitos de qualidade de energia. Segundo a ANEEL, o fator de potência de referência indutivo ou capacitivo, tem como limite mínimo permitido, para as unidades consumidoras do grupo A, o valor de 0,92. Esta monografia analisa o fluxo bidirecional da potência, devido aos geradores distribuídos na rede. O fluxo bidirecional, variação da carga e variação de operação dos geradores distribuídos tornam o sistema de proteção da rede mais complexo, com possíveis problemas na seletividade e controle dos equipamentos de proteção.

Para a simulação e geração dos resultados do sistema de distribuição real com e sem geração distribuída será utilizado o OpenDSS (Open Distribution System Simulator). A parte inicial deste trabalho de conclusão de curso será no aprendizado, desenvolvimento do código e simulações pelo software OpenDSS.

Objetivo e Justificativa

A ideia central desta monografia é comparar um mesmo sistema de distribuição com e sem geração distribuída a partir da análise dos resultados de parâmetros elétricos obtidos via simulação pelo OpenDSS. Serão apresentadas as tensões nos barramentos, fluxo de potência, mapeamento gráfico do fluxo de potência, perfis de tensão nos ramos, parâmetros de qualidade da energia elétrica, correntes de faltas, perdas técnicas do sistema.

Esta análise visa melhorar parâmetros de qualidade de energia elétrica como perfil de tensão em ramos de alimentação e fator de potência para evitar possíveis danos aos equipamentos da rede. Os perfis de tensão dos ramos tem como finalidade avaliar a tensão fornecida ao consumidor e classificar em níveis de tensão que são definidos pela ANEEL podendo estar em adequado, precário e crítico, de acordo com a qualidade da energia elétrica. Ainda, busca a diminuição de perdas elétricas do sistema para reduzir gastos financeiros das empresas distribuidoras e consumidores. Visa fazer um monitoramento da rede de distribuição para avaliar possíveis modificações no sistema, como posicionamento ideal de um novo gerador distribuído em determinada barra. Será feita a simulação da rede com geradores distribuídos e bancos de capacitores para apresentar melhora em parâmetros como perfil de tensão nos ramos e perdas nos equipamentos.

A partir da comparação do sistema com e sem a presença de geradores distribuídos, tem-se o intuito de examinar a contribuição destes geradores para o melhoramento de parâmetros de qualidade de energia e alocação de bancos de capacitores. Assim, este trabalho além de fazer uma análise e monitoramento do sistema de distribuição, propõe uma melhoria em parâmetros elétricos com o uso de geração distribuída e bancos de capacitores.

Parte I

Software OpenDSS

1 Introdução

O software OpenDSS que em inglês compreende como *Open Distribution System Simulator*, ou Simulador aberto de sistema de distribuição. É um software amplamente utilizado pela comunidade acadêmica como ferramenta de simulação de sistemas elétricos de distribuição. O software suporta praticamente todas as análises de regime permanente RMS (domínio da frequência) em planejamento e análise de sistemas de distribuição. Ainda, ele permite novos tipos de simulações para expansões futuras de um sistema planejando expansão futura. Muitos desses estudos devem-se ao fato da expansão mundial de geração distribuída e o Smart Grid. Muitas das aplicações encontradas no programa foram criadas para analisar demandas e necessidades trazidas pela geração distribuída. Outras ferramentas do software permitem também estudar a eficiência energética, fluxo de potência, aplicações de smart grid, análise de harmônicos, perdas no sistema. O OpenDSS é projetado para ser expansível para que ele possa facilmente atender necessidades futuras (DUGAN, 2016).

O programa possui vários modos de soluções internos tais como: captura do fluxo de potência, fluxo de potência diário, fluxo de potência anual, harmônicos, transitórios, estudo de faltas, faltas Monte Carlo, otimização de alocação de bancos de capacitores e outros. Algumas das funções do software foram desenvolvidas no foco da qualidade da energia elétrica e análise de harmônicos. Assim, o OpenDSS pode ser usado para análises de circuitos polifásicos, sistemas de distribuição com ou sem geração distribuída, cargas variáveis, análise de harmônicos e inter harmônicos, diferentes tipos de faltas do sistema, variação de cargas geradoras, testes IEEE.

O software executa sistemas de distribuição e faz análises no domínio da frequência. No programa tem-se que cada elemento do sistema é representado por uma matriz de admitância nodal (Y). Cada matriz primitiva Y é então unida em um grande sistema de matriz Y . O sistema de equações que representa o sistema de distribuição é resolvido usando algoritmos de matriz esparsa. Um meio para isto é que comportamentos não lineares de alguns dispositivos (como modelos de cargas) são modelados a partir de adição de fontes de correntes, os quais algumas são descritas como compensadores de correntes. Em outras palavras, a corrente demandada da parte linear do modelo que passa pelo sistema de matriz Y é compensado por uma injeção externa para gradativamente obter a corrente correta. Esta técnica é comum para representar cargas em ferramentas de análises de sistemas de distribuição. Uma vantagem deste método é que ele permite modelos flexíveis de cargas, que são importantes para executar alguns tipos de análises tais como feito em estudos de eficiência energética (DUGAN, 2016).

Em 2014, visando aprimorar o método do cálculo de perdas na distribuição aplicável às distribuidoras de energia elétrica, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), através da Norma Técnica N° 0057, adotou o OpenDSS para a quantificação das perdas por meio da metodologia de fluxo de carga. A possibilidade da utilização de recursos analíticos externos ao software permite que o procedimento de cálculo seja realizado de modo iterativo para a contabilização das perdas técnicas. A utilização do software passou a ser requisito para as concessionárias de distribuição de Energia Elétrica no Brasil no processo de Revisão Tarifária Periódica (RTP) e renovação da concessão de suas respectivas áreas de atuação. O fato de o software OpenDSS ter sido desenvolvido em código aberto e a possibilidade de ser customizado de acordo com as necessidades dos usuários via programação são alguns dos motivos pelos quais o software tem sido amplamente utilizado (JÚNIOR, 2016).

Algumas das características do OpenDSS são resultados de fluxo de potência harmônico, análises em regime, soluções fasoriais (não simula transientes eletromagnéticos), simulação de redes malhadas e radiais. Existem diversos modos de solução a partir da análise dos dados desejada, estes são: snapshot, diária, anual, modo de faltas, harmônicos.

2 Conceitos e Aplicações

O programa foi inicialmente desenvolvido para simular todos os aspectos do planejamento e alocação de geradores distribuídos, incluindo análise de harmônicos. O OpenDSS executa um básico estilo de distribuição de fluxo de potência no qual o principal gerador do sistema (principal subestação de distribuição), é a fonte de energia dominante no sistema de análise. O sistema em análise pode ser tanto um modelo polifásico, como um modelo simplificado com apenas a sequência positiva. O código padrão é o sistema com várias fases. Para facilitar e tornar o software mais rápido na execução do código, existe um comando chamado "MakePosSeq" que converte um modelo multi-fases para um modelo com apenas a sequência positiva. Com o uso desta flag, toda a potência desenvolvida por um sistema equivalente de sequência positiva irá ser desenvolvido por um sistema trifásico.

Os dois tipos de solução para dados de fluxo de potência oferecido pelo OpenDSS são:

1. Solução direta;
2. Fluxo de potência iterativo.

Na Solução direta, os geradores distribuídos e as cargas são incluídos como admitâncias na Matriz Admitância do sistema. Já no Fluxo de potência iterativo, os geradores distribuídos e cargas são modelados como fontes de injeção de potência. O modo automático do OpenDSS é o com injeção de fontes de potência. Ainda, o software possui dois algoritmos para a solução do Fluxo de potência iterativo, estes são:

1. Método de Newton;
2. Modo normal de injeção de corrente.

O Método de Newton se caracteriza por ser mais robusto para sistemas de distribuição mais complexos com várias barras e geradores distribuídos. O modo de injeção de corrente é baseado no método iterativo com ponto fixado. Os cálculos de fluxo de potência usam soluções iterativas com modelos de cargas não lineares. Já para os algoritmos que envolvem faltas no sistema usam modelos de cargas lineares.

No OpenDSS, para o estudo de faltas existem três modos mais comuns: Faultstudy, Monte Carlo e Snapshot. O modo Faultstudy é um estudo convencional que pode ser realizado através do comando "Set mode = Faultstudy", para todas as barras do sistema, retornando o parâmetro X/R , sendo X a reatância e R a resistência, tensões e correntes

para todos os tipos de faltas. Faltas do tipo falta fase-terra para cada fase do sistema, falta fase-fase, e falta fase-fase-terra. Este modo é excelente para parametrizar relés de proteção e fusíveis (BIÂNGULO, 2016).

O modo de falta Monte Carlo aplica faltas aleatórias no sistema de distribuição. O usuário insere via software a localização onde as faltas são desejadas. No modo Monte Carlo, o OpenDSS seleciona uma falta de cada vez automaticamente, desabilitando os outros tipos e resolve o circuito, utilizando um valor de resistência para o objeto de falta aleatório. Então, executa-se uma solução direta, ou seja, não iterativa, e as cargas são tratadas como impedâncias constantes. Este modo de falta é útil para calcular índices de qualidade como variação de tensão.

Outro modo de solução para simulação de faltas que o OpenDSS permite é o Snapshot. Este modo, o usuário insere as faltas em uma ou mais barras do sistema ao seu critério de escolha. Assim, é possível definir o tipo de falta e o valor da resistência de falta. A falta neste caso é uma rede de resistência como qualquer outro elemento passivo do sistema e pode ser trabalhada da mesma forma.

3 Definições

Cada elemento elétrico no sistema de potência tem pelo menos um terminal. Em cada terminal possui um ou mais condutores que o ligam, tais condutores são numerados. Cada condutor contém, por definição, uma chave aberta e um fusível como ilustra a imagem abaixo. Se um terminal é conectado em um elemento de N fases, os primeiros N condutores são assumidos a corresponder às respectivas fases em ordem sequencial. Os condutores remanescentes podem ser algum outro condutor, mas são frequentemente neutros ou condutores terra. O barramento do OpenDSS conecta um ou mais nós por fase e outros condutores dos terminais de elementos que entregam potência e elementos que consomem potência. O nó zero de cada barra é conectado a tensão de referência. Assim, a tensão do nó zero será sempre zero e nunca incluída na matriz Y (DUGAN, 2016).

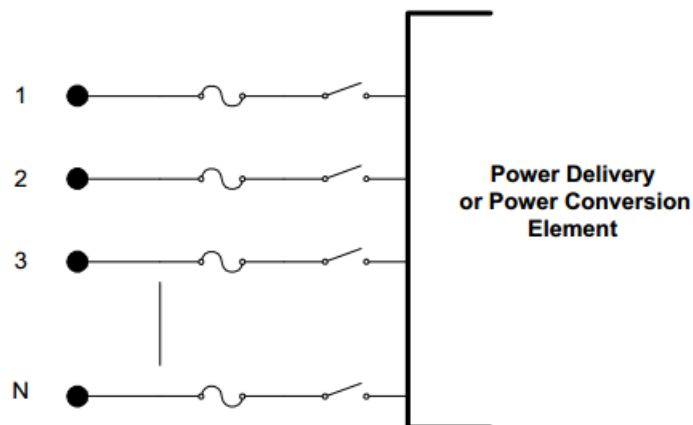


Figura 1 – Terminal no OpenDSS
(DUGAN, 2016)

Cada barramento é nomeado quando inserido o código, no entanto, todos os nomes dos barramentos são tratados como "strings", mesmo sendo números. O software numera cada nó automaticamente para melhor organização e entendimento nas simulações. O número interno dos barramentos podem mudar se alguma mudança na organização do sistema acontecer, assim, a melhor forma de se referenciar um barramento é a partir do nome dado a ele quando inserido no sistema.

O comando "CalcVoltageBases" faz com que configure automaticamente as tensões de base do sistema que na prática executa o fluxo de potência sem cargas no sistema. As tensões de bases são definidas a partir do comando "Set Voltagebases", onde os valores de tensão são entre linha-linha e dado em kV.

Por convenção, se um equipamento tem N fases, os primeiros N condutores de

cada terminal são os condutores fases, na mesma sequência de cada terminal. Condutores que sobram de cada terminal serão tratados como condutores neutros ou terra. Todos os terminais de um equipamento são definidos para ter o mesmo número de condutores. Transformadores com enrolamentos do tipo estrela-triângulo possui um condutor extra no terminal do enrolamento triângulo. No enrolamento estrela tem um neutro explícito para impedâncias no neutro. O condutor extra da conexão triângulo é conectado ao terra (tensão de referência do sistema) e as admitâncias são todas zero. Este condutor extra não aparece nos cálculos.

Equipamentos que entregam potência são constituídos de dois ou mais terminais multi-fases. A função deles é de transportar energia. Tais equipamentos são linhas e transformadores. Estes equipamentos são definidos pelo OpenDSS como uma matriz admitância Y . Assim sendo, são configurados em regime permanente apenas por suas impedâncias. A figura 2 exemplifica um equipamento que entrega potência.

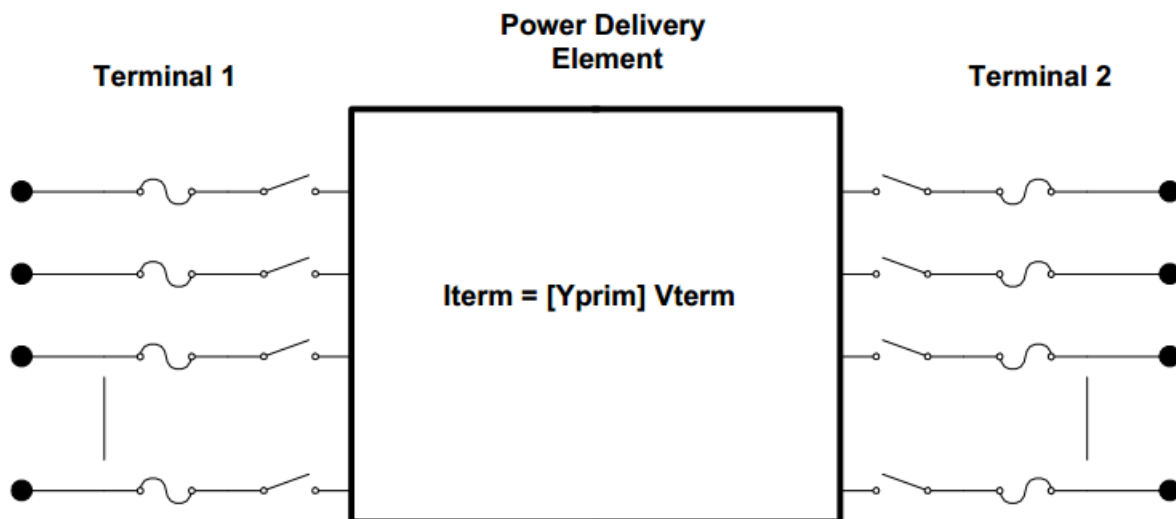


Figura 2 – Equipamento que entrega potência - Matriz admitância
(DUGAN, 2016)

Equipamentos de conversão de potência convertem a potência elétrica em outra forma de potência, ou vice-versa. Algumas cargas, por exemplo, tem apenas uma conexão com o sistema elétrico, e assim, apenas um terminal multi-fase. A parte do elemento de conversão de energia mecânica e térmica é constituído de um modelo caixa preta. Na maioria das vezes, estes equipamentos serão modelados como uma matriz primitiva de admitância, ou seja, a matriz admitância y do elemento separado. Elementos não lineares de conversão de energia, como algumas cargas e geradores, são tratados como equivalentes de Norton com uma admitância primitiva constante e uma fonte de corrente de compensação para a parte não linear. Este modelo funciona bem para a grande maioria

das cargas de sistemas de distribuição e permite modelar uma grande quantidade de cargas variáveis com a tensão. A matriz Y primitiva é mantida constante para uma melhor eficiência e execução do algoritmo.

A figura 3 explica como o software OpenDSS faz a junção dos elementos que entregam potência ao sistema e os elementos que convertem potência. Um primeiro valor de tensão é obtido por fluxo de potência sem cargas no sistema, ou seja, desconectando todos os elementos shunt, deixando apenas os elementos passivos em série. Com isto, se calcula todos os ângulos e amplitudes de tensão do sistema. O ciclo de iteração começa obtendo as correntes de injeção do equivalente de Norton do modelo de todos os conversores de potência (elementos ativos) e adicionando essas correntes no vetor corrente de injeção. Essa configuração é então resolvida para as próximas iterações de tensões. O ciclo se repete até as tensões convergirem para o padrão de 0,0001 pu.

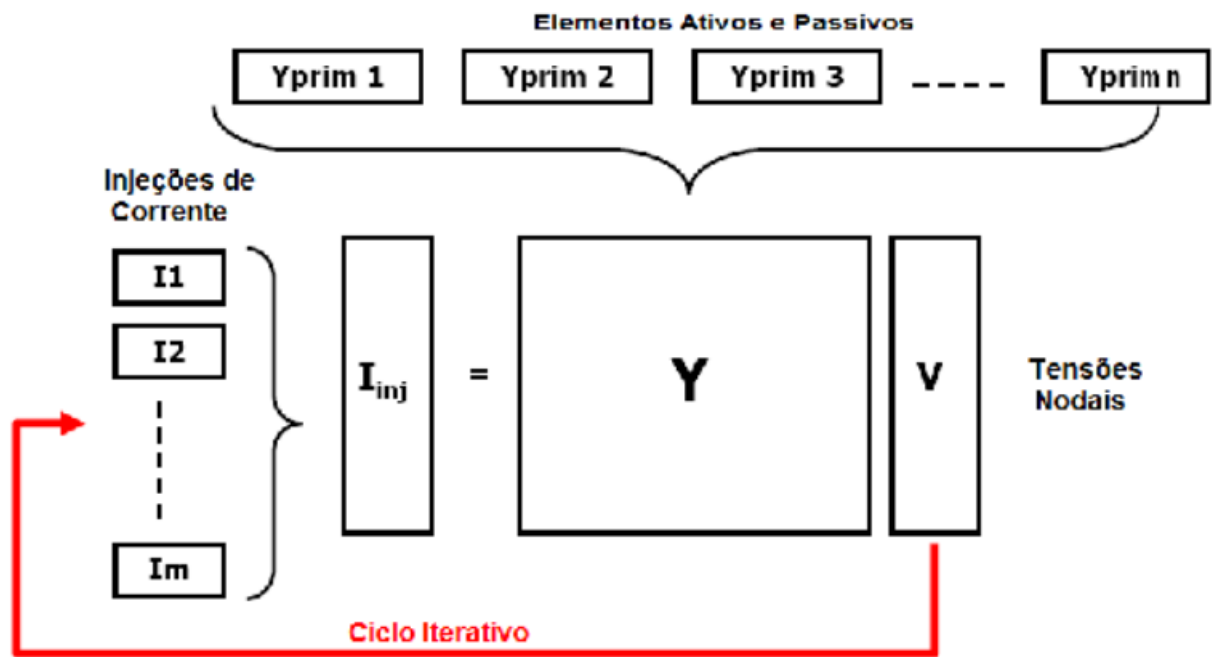


Figura 3 – Ciclo iterativo de solução do OpenDSS
(JUNIOR, 2010)

Este método iterativo de solução é adequado para sistemas de distribuição comuns, onde se encontram uma fonte de potência dominante. Existe também o método de algoritmo Newton para sistemas de distribuição mais complexos. Iterações de controle são executadas fora deste loop iterativo, assim, uma solução é alcançada antes de verificar se ações de controle são necessárias.

Quando é feito uma simulação através do software é criado automaticamente uma fonte de tensão trifásica que tem o nome de "Source", interligada a um barramento

"SourceBus" com um determinado valor de potência de curto-circuito. Este conjunto criado pelo software é necessário para se obter a solução, por isto, não se pode deletar na simulação (JUNIOR, 2010).

Parte II

Descrição do Caso

4 Sistema elétrico de distribuição

Para estudo de um sistema de distribuição com geração distribuída foi escolhido um sistema real composto por 83 barras do tipo PQ, que são barras de carga, onde são dados os valores de P_x (potência ativa) e Q_x (potência reativa). O sistema possui uma barra do tipo referência, que no sistema foi denominada como "1a". Para o estudo da simulação com geradores distribuídos foram adicionados no sistema elétrico dois geradores distribuídos conectados em determinadas barras do sistema. Tais geradores foram nomeados como "G1" e "G2" e encontram-se nos barramentos "4a1" e "5a1", respectivamente. Este sistema real foi escolhido para simulação e análise de dados elétricos, mostrando as inúmeras funções e possibilidades empregadas pelo software OpenDSS.

O barramento escolhido como referência nomeado como "1a" está conectado ao sistema elétrico de distribuição real. Assim, tal barramento referência provém de uma subestação interligando um sistema de transmissão, que não será alvo de estudo deste projeto, e o sistema de distribuição analisado. Este barramento referência é definido no OpenDSS como "Vsource", e é uma fonte de tensão com dois terminais, sendo assim, um equivalente de Thevenin. Os dados deste barramento são a tensão base, e as potências de curto-circuito trifásica e monofásica. Assim, será inicialmente inserido no OpenDSS a barra referência, a partir do código:

```
"New object=Circuit.sist_tcc basekv=34.5 baseMVA=5.68 pu=1.00 MVAsc1=0.01297
MVAsc3=188.26 bus1=1a"
```

O sistema de distribuição apresenta originalmente 83 barras e suas coordenadas x e y . A primeira barra PQ, do tipo carga, é a barra 11 e a última barra carga é a 93. Os valores das coordenadas dessas barras encontram-se na tabela 1. Foram adotadas coordenadas para os geradores distribuídos e seus respectivos transformadores. Assim, os barramentos 4a1 e o 5a1 são os geradores distribuídos do sistema. O sistema possui três transformadores: o transformador "T1" abaixador de tensão que interliga a subestação ao sistema de distribuição, o transformador "T2" aumentador de tensão do gerador "G1", e o transformador "T3" aumentador de tensão do gerador "G2". A tabela 1 foi inserida em arquivo do tipo ".csv" para leitura do OpenDSS. Para o sistema de distribuição sem geração distribuída foram desconsideradas as barras 4a, 5a, 4a1, 5a1 e suas coordenadas que correspondem aos geradores distribuídos e seus transformadores. Assim, foi nomeado o arquivo como "eixos.csv" e a leitura pelo software é dado por:

```
"BusCoords eixos.csv"
```

Tabela 1 – Coordenadas x e y dos barramentos

Barras	Eixo X	Eixo Y
1a	3	15
2a	1	13
4a	4	18
5a	5	14
4a1	8	13
5a1	9	5
11	1	11
12	1	9
13	1	7
14	1	5
15	1	3
16	1	1
17	21	11
18	21	9
19	21	7
20	21	5
21	21	3
22	2	11
23	3	11
24	4	11
25	5	11
26	6	11
27	7	11
28	8	11
29	9	12
30	9	11
31	9	10
32	2	9
33	3	9

Barras	Eixo X	Eixo Y
34	4	9
35	4	8
36	2	7
37	3	7
38	4	7
39	5	7
40	6	7
41	7	7
42	8	7
43	9	8
44	9	7
45	10	7
46	2	5
47	3	5
48	4	5
49	5	5
50	6	5
51	2	3
52	3	3
53	4	3
54	5	3
55	6	3
56	7	3
57	8	3
58	9	3
59	10	3
60	11	4
61	12	4
62	11	3
63	12	3
64	2	1
65	3	1
66	4	1

Barras	Eixo X	Eixo Y
67	5	1
68	20	11
69	19	11
70	18	11
71	17	11
72	16	11
73	15	11
74	14	11
75	13	11
76	12	11
77	20	9
78	19	9
79	18	9
80	17	9
81	16	9
82	15	9
83	14	9
84	13	9
85	12	9
86	20	7
87	19	7
88	18	7
89	17	7
90	16	7
91	15	7
92	14	7
93	13	7

O sistema de distribuição é composto inicialmente por uma subestação com tensão de 34,5 kV que está ligada a um transformador abaixador de 34,5 kV para 11,4 kV conectado a um sistema de distribuição composto por 83 barras de carga. As tensões bases utilizadas foram 34,5 kV, 11,4 kV e 0,48 kV. Com a adição de dois geradores distribuídos ambos com tensão de 480 V, fator de potência 0,82 negativo, ou seja, um fator de potência capacitivo com a corrente adiantada em relação à tensão, e potência ativa de 8400 kW cada. Para

atender as cargas com tensão de 11,4 kV, foram alocados transformadores aumentadores de tensão dos geradores distribuídos para as cargas de relação de transformação 0,48 kV para 11,4 kV com potência aparente de 12000 kVA.

5 Geradores

Foram adicionados no sistema de distribuição dois geradores distribuídos denominados de "G1" e "G2". A conexão trifásica de ambos os geradores é do tipo triângulo. A figura 4 representa um gerador com conexão do tipo triângulo, tendo como tensão 480 V e reatância síncrona do gerador (X_d) com valor padrão do OpenDSS de 1,0 pu.

GERADOR COM CONEXÃO TRIÂNGULO

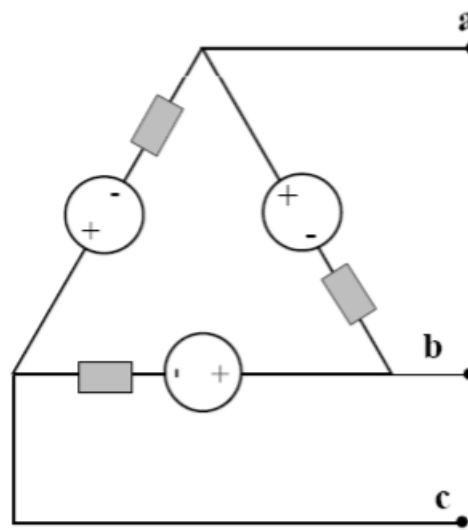


Figura 4 – Gerador distribuído com conexão triângulo

A tabela 2 mostra as características dos geradores distribuídos inseridos no sistema elétrico.

Tabela 2 – Característica dos geradores distribuídos

Grupos geradores distribuídos	
Potência ativa nominal [kW]	8400
Potência aparente nominal [kVA]	10244
Tensão [V]	480
Fator de potência (fp)	-0,82
X_d' [pu]	1,0

6 Transformadores

Entre a barra "1a", que representa a subestação principal do sistema, e a barra "2a" tem-se um transformador abaixador de nível primário de 34,5 kV para o nível secundário de 11,4 kV, com reatância entre o enrolamento primário e secundário de 8,16 pu. As ligações do primário e do secundário deste transformador é do tipo triângulo-estrela. Este transformador que liga a subestação e as barras cargas do sistema foi denominado como "T1".

Os transformadores dos geradores distribuídos que aumentam o nível de tensão de 480 V para 11,4 kV estão nomeados como "T2" e "T3". Estes transformadores são do tipo estrela-triângulo e possuem reatância entre o enrolamento primário e secundário de 6,14 pu cada.

A figura 5 ilustra os enrolamentos primários e secundários de um transformador triângulo-estrela.

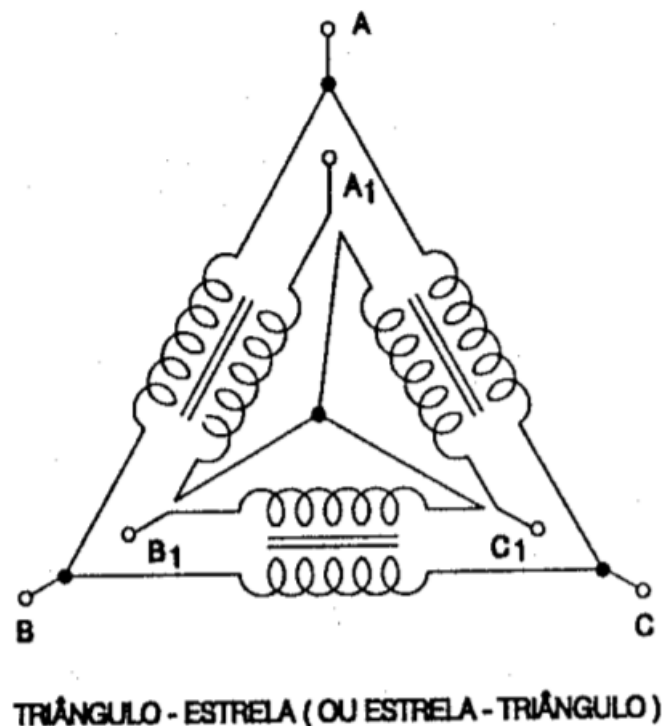


Figura 5 – Enrolamentos de um transformador do tipo estrela-triângulo
(FARIAS, 2005)

A tabela 3 mostra os valores dos transformadores do sistema elétrico.

Tabela 3 – Parâmetros dos transformadores

	T1	T2	T3
Tensão [kV]	34,5/11,4	0,48/11,4	0,48/11,4
Conexão dos enrolamentos	Triângulo/Y aterrado	Y aterrado/Triângulo	Y aterrado/Triângulo
Potência nominal [MVA]	12/12	12/12	12/12
Impedância (X_{hl}) [pu]	8,16	6,14	6,14

7 Ramos

Para as simulações em OpenDSS foram utilizados os valores reais dos ramos entre as barras definidas pelo arquivo do sistema real que encontra-se em anexo no final desta monografia. Para os ramos de geradores distribuídos que interligam o restante do sistema elétrico foi definido um cabo padrão de alumínio, o Phlox com AWG/MCM de 3/0 e área correspondente a $84,91 \text{ mm}^2$ e capacidade de corrente máxima de 270 A. Este ramo foi denominado como "A1" e foi utilizado entre as barras do geradores distribuídos e ramos auxiliares do sistema de distribuição.

Os ramos entre as barras do sistema foram denominados com a letra "X", começando por "X11" até o ramo "X93". Estão apontadas as características da impedância de sequência positiva de cada ramo. Como o sistema, originalmente, é um sistema equilibrado, não há fluxo de potência de sequência zero. No código do OpenDSS foi inserido um valor muito baixo de resistência e reatância de sequência zero em comparação com o de sequência positiva, considerando para efeitos de simulação a sequência zero como nulo.

O comprimento dos ramos tem valor unitário via OpenDSS, pois os valores de resistência e reatância utilizados do sistema real em estudo já estão considerando as distâncias dos ramos. Já que a resistência e reatância possuem unidade [Ohm/km]. A seguir encontra-se o código com os valores de impedância de sequência positiva de cada alimentador.

```

//Ramo alimentador (3/0)
New Linecode.A1 R1=0.438 X1=0.419 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270

//Ramos alimentadores
New Linecode.X11 R1=0.1944 X1=0.6624 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X12 R1=0.2096 X1=0.4304 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X13 R1=0.2358 X1=0.4842 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X14 R1=0.0917 X1=0.1883 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X15 R1=0.2096 X1=0.4304 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X16 R1=0.0393 X1=0.0807 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X17 R1=0.0405 X1=0.1380 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X18 R1=0.1048 X1=0.2152 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X19 R1=0.2358 X1=0.4842 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X20 R1=0.1048 X1=0.2152 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270

New Linecode.X21 R1=0.0786 X1=0.1614 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X22 R1=0.3406 X1=0.6944 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X23 R1=0.0262 X1=0.0538 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X24 R1=0.0786 X1=0.1614 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X25 R1=0.1134 X1=0.3864 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X26 R1=0.0524 X1=0.1076 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X27 R1=0.0524 X1=0.1076 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X28 R1=0.1572 X1=0.3228 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X29 R1=0.0393 X1=0.0807 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X30 R1=0.1703 X1=0.3497 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270

New Linecode.X31 R1=0.2358 X1=0.4842 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X32 R1=0.1572 X1=0.3228 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X33 R1=0.1965 X1=0.4035 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X34 R1=0.1310 X1=0.2690 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X35 R1=0.0567 X1=0.1932 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X36 R1=0.1048 X1=0.2152 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X37 R1=0.2489 X1=0.5111 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X38 R1=0.0486 X1=0.1656 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X39 R1=0.1310 X1=0.2690 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X40 R1=0.1965 X1=0.3960 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270

New Linecode.X41 R1=0.1310 X1=0.2690 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X42 R1=0.1310 X1=0.2690 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X43 R1=0.0262 X1=0.0538 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X44 R1=0.1703 X1=0.3497 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X45 R1=0.0524 X1=0.1076 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X46 R1=0.4978 X1=10.222 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X47 R1=0.0393 X1=0.0807 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X48 R1=0.0393 X1=0.0807 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X49 R1=0.0786 X1=0.1614 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X50 R1=0.2096 X1=0.4304 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270

```

Figura 6 – Impedância de sequência positiva dos ramos alimentadores

New Linecode.X51 R1=0.1965 X1=0.4035 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X52 R1=0.2096 X1=0.4304 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X53 R1=0.0486 X1=0.0486 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X54 R1=0.0393 X1=0.0807 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X55 R1=0.1310 X1=0.2690 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X56 R1=0.2358 X1=0.4842 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X57 R1=0.2430 X1=0.8280 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X58 R1=0.0655 X1=0.1345 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X59 R1=0.0655 X1=0.1345 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X60 R1=0.0393 X1=0.0807 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270

New Linecode.X61 R1=0.0786 X1=0.1614 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X62 R1=0.0393 X1=0.0807 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X63 R1=0.0786 X1=0.1614 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X64 R1=0.0524 X1=0.1076 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X65 R1=0.1310 X1=0.2690 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X66 R1=0.2268 X1=0.7728 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X67 R1=0.5371 X1=11.029 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X68 R1=0.0524 X1=0.1076 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X69 R1=0.0405 X1=0.1380 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X70 R1=0.0393 X1=0.0807 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270

New Linecode.X71 R1=0.0262 X1=0.0538 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X72 R1=0.1048 X1=0.2152 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X73 R1=0.2358 X1=0.4842 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X74 R1=0.0243 X1=0.0828 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X75 R1=0.0486 X1=0.1656 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X76 R1=0.1703 X1=0.3497 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X77 R1=0.1215 X1=0.4140 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X78 R1=0.2187 X1=0.7452 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X79 R1=0.0486 X1=0.1656 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X80 R1=0.0729 X1=0.2484 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270

New Linecode.X81 R1=0.0567 X1=0.1932 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X82 R1=0.0262 X1=0.0528 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X83 R1=0.3240 X1=11.040 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X84 R1=0.0324 X1=0.1104 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X85 R1=0.0567 X1=0.1932 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X86 R1=0.0486 X1=0.1656 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X87 R1=0.2511 X1=0.8556 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X88 R1=0.1296 X1=0.4416 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X89 R1=0.0486 X1=0.1656 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X90 R1=0.1310 X1=0.2640 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270

New Linecode.X91 R1=0.1310 X1=0.2640 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X92 R1=0.0917 X1=0.1883 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X93 R1=0.3144 X1=0.6456 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270

8 Barras Cargas

Os valores das cargas foram dados pelo sistema real em cada barra do sistema de distribuição. Quando houver banco de capacitores no barramento o valor da potência reativa será negativo, já que a natureza da potência é capacitiva. As cargas são declaradas como constante durante o período de análise do sistema. Na figura 7 está o código declarado em OpenDSS das cargas em cada barra do sistema.

```
//Cargas
New Load.LOAD1 Bus1=11 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD2 Bus1=12 kV=11.4 kW=100 kvar=50
New Load.LOAD3 Bus1=13 kV=11.4 kW=300 kvar=200
New Load.LOAD4 Bus1=14 kV=11.4 kW=350 kvar=250
New Load.LOAD5 Bus1=15 kV=11.4 kW=220 kvar=100
New Load.LOAD6 Bus1=16 kV=11.4 kW=1100 kvar=800
New Load.LOAD7 Bus1=17 kV=11.4 kW=400 kvar=320
New Load.LOAD8 Bus1=18 kV=11.4 kW=300 kvar=200
New Load.LOAD9 Bus1=19 kV=11.4 kW=300 kvar=230
New Load.LOAD10 Bus1=20 kV=11.4 kW=300 kvar=260

New Load.LOAD11 Bus1=21 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD12 Bus1=22 kV=11.4 kW=1200 kvar=800
New Load.LOAD13 Bus1=23 kV=11.4 kW=800 kvar=600
New Load.LOAD14 Bus1=24 kV=11.4 kW=700 kvar=500
New Load.LOAD15 Bus1=25 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD16 Bus1=26 kV=11.4 kW=300 kvar=150
New Load.LOAD17 Bus1=27 kV=11.4 kW=500 kvar=350
New Load.LOAD18 Bus1=28 kV=11.4 kW=700 kvar=400
New Load.LOAD19 Bus1=29 kV=11.4 kW=1200 kvar=1000
New Load.LOAD20 Bus1=30 kV=11.4 kW=300 kvar=300

New Load.LOAD21 Bus1=31 kV=11.4 kW=400 kvar=350
New Load.LOAD22 Bus1=32 kV=11.4 kW=50 kvar=20
New Load.LOAD23 Bus1=33 kV=11.4 kW=50 kvar=20
New Load.LOAD24 Bus1=34 kV=11.4 kW=50 kvar=10
New Load.LOAD25 Bus1=35 kV=11.4 kW=50 kvar=30
New Load.LOAD26 Bus1=36 kV=11.4 kW=100 kvar=60
New Load.LOAD27 Bus1=37 kV=11.4 kW=100 kvar=70
New Load.LOAD28 Bus1=38 kV=11.4 kW=1800 kvar=1300
New Load.LOAD29 Bus1=39 kV=11.4 kW=200 kvar=120
New Load.LOAD30 Bus1=40 kV=11.4 kW=0 kvar=0

New Load.LOAD31 Bus1=41 kV=11.4 kW=1800 kvar=1600
New Load.LOAD32 Bus1=42 kV=11.4 kW=200 kvar=150
New Load.LOAD33 Bus1=43 kV=11.4 kW=200 kvar=100
New Load.LOAD34 Bus1=44 kV=11.4 kW=800 kvar=600
New Load.LOAD35 Bus1=45 kV=11.4 kW=100 kvar=60
New Load.LOAD36 Bus1=46 kV=11.4 kW=100 kvar=60
New Load.LOAD37 Bus1=47 kV=11.4 kW=20 kvar=10
New Load.LOAD38 Bus1=48 kV=11.4 kW=20 kvar=10
New Load.LOAD39 Bus1=49 kV=11.4 kW=20 kvar=10
New Load.LOAD40 Bus1=50 kV=11.4 kW=20 kvar=10
```

Figura 7 – Cargas nos barramentos

```

New Load.LOAD41 Bus1=51 kV=11.4 kW=200 kvar=160
New Load.LOAD42 Bus1=52 kV=11.4 kW=50 kvar=30
New Load.LOAD43 Bus1=53 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD44 Bus1=54 kV=11.4 kW=30 kvar=20
New Load.LOAD45 Bus1=55 kV=11.4 kW=800 kvar=700
New Load.LOAD46 Bus1=56 kV=11.4 kW=200 kvar=150
New Load.LOAD47 Bus1=57 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD48 Bus1=58 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD49 Bus1=59 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD50 Bus1=60 kV=11.4 kW=200 kvar=160

New Load.LOAD51 Bus1=61 kV=11.4 kW=800 kvar=600
New Load.LOAD52 Bus1=62 kV=11.4 kW=500 kvar=300
New Load.LOAD53 Bus1=63 kV=11.4 kW=500 kvar=350
New Load.LOAD54 Bus1=64 kV=11.4 kW=500 kvar=300
New Load.LOAD55 Bus1=65 kV=11.4 kW=200 kvar=80
New Load.LOAD56 Bus1=66 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD57 Bus1=67 kV=11.4 kW=30 kvar=20
New Load.LOAD58 Bus1=68 kV=11.4 kW=600 kvar=420
New Load.LOAD59 Bus1=69 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD60 Bus1=70 kV=11.4 kW=20 kvar=10

New Load.LOAD61 Bus1=71 kV=11.4 kW=20 kvar=10
New Load.LOAD62 Bus1=72 kV=11.4 kW=200 kvar=130
New Load.LOAD63 Bus1=73 kV=11.4 kW=300 kvar=240
New Load.LOAD64 Bus1=74 kV=11.4 kW=300 kvar=200
New Load.LOAD65 Bus1=75 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD66 Bus1=76 kV=11.4 kW=50 kvar=30
New Load.LOAD67 Bus1=77 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD68 Bus1=78 kV=11.4 kW=400 kvar=360
New Load.LOAD69 Bus1=79 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD70 Bus1=80 kV=11.4 kW=0 kvar=0

New Load.LOAD71 Bus1=81 kV=11.4 kW=2000 kvar=1500
New Load.LOAD72 Bus1=82 kV=11.4 kW=200 kvar=150
New Load.LOAD73 Bus1=83 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD74 Bus1=84 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD75 Bus1=85 kV=11.4 kW=1200 kvar=950
New Load.LOAD76 Bus1=86 kV=11.4 kW=300 kvar=180
New Load.LOAD77 Bus1=87 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD78 Bus1=88 kV=11.4 kW=400 kvar=360
New Load.LOAD79 Bus1=89 kV=11.4 kW=2000 kvar=1300
New Load.LOAD80 Bus1=90 kV=11.4 kW=200 kvar=140

New Load.LOAD81 Bus1=91 kV=11.4 kW=500 kvar=360
New Load.LOAD82 Bus1=92 kV=11.4 kW=100 kvar=30
New Load.LOAD83 Bus1=93 kV=11.4 kW=400 kvar=360

```

Parte III

Simulação e Resultados

9 Tensão

O software OpenDSS gera os valores de tensão por barra do sistema indicando a base de tensão da barra (kV), a magnitude (V), o ângulo das três fases do sistema (em Graus), e o valor em pu correspondente. Serão apresentadas a seguir as tabelas com as tensões dos barramentos do sistema sem geração distribuída e com geração distribuída.

9.1 Sem Geração distribuída

A barra "1A" é o "Vsource.source" do sistema que é a barra proveniente da subestação principal. A barra "2A" está após o transformador proveniente da subestação. No capítulo "Variação de tensão" deste trabalho será analisado os perfis de tensão em alguns ramos e no alimentador principal sem e com geração distribuída.

Tabela 4 – Tensão nos barramentos sem geração distribuída

Bus	BasekV	Magnitude	Angle1	Angle2	Angle3	pu
1A	34.5	17431.6	-3.9	-123.9	116.1	0.87514
2A	11.4	4917.16	-42.8	-162.8	77.2	0.74708
11	11.4	4830	-43.6	-163.6	76.4	0.73384
12	11.4	4763.32	-44.0	-164.0	76.0	0.72371
13	11.4	4690.47	-44.5	-164.5	75.5	0.71264
14	11.4	4664.73	-44.6	-164.6	75.4	0.70873
15	11.4	4612.94	-45.0	-165.0	75.0	0.70086
16	11.4	4603.88	-45.0	-165.0	75.0	0.69949
17	11.4	4596.65	-45.1	-165.1	74.9	0.69839
18	11.4	4593.85	-45.1	-165.1	74.9	0.69796
19	11.4	4589.81	-45.1	-165.1	74.9	0.69735
20	11.4	4593.37	-45.1	-165.1	74.9	0.69789
1	11.4	4840	-42.9	-162.9	77.1	0.73536
2	11.4	4815.23	-43.0	-163.0	77.0	0.7316
3	11.4	4852.54	-42.9	-162.9	77.1	0.73727
4	11.4	4812.87	-42.9	-162.9	77.1	0.73124
5	11.4	4884.4	-42.8	-162.8	77.2	0.74211
6	11.4	4842.34	-43.0	-163.0	77.0	0.73572
7	11.4	4878.73	-42.8	-162.8	77.2	0.74125
8	11.4	4840.72	-42.9	-162.9	77.1	0.73547
9	11.4	4876.79	-42.8	-162.8	77.2	0.74095
10	11.4	4816.78	-43.0	-163.0	77.0	0.73183
21	11.4	4819.68	-43.1	-163.1	76.9	0.73227
22	11.4	4732.29	-43.6	-163.6	76.4	0.719
23	11.4	4730.22	-43.7	-163.7	76.3	0.71868
24	11.4	4727.02	-43.7	-163.7	76.3	0.7182
25	11.4	4760.62	-43.4	-163.4	76.6	0.7233
26	11.4	4742.64	-43.6	-163.6	76.4	0.72057
27	11.4	4725.92	-43.7	-163.7	76.3	0.71803
28	11.4	4683.28	-43.9	-163.9	76.1	0.71155
29	11.4	4674.94	-44.0	-164.0	76.0	0.71028
30	11.4	4660.06	-44.1	-164.1	75.9	0.70802
31	11.4	4647.73	-44.1	-164.1	75.9	0.70615
32	11.4	4647.18	-44.1	-164.1	75.9	0.70607
33	11.4	4646.52	-44.1	-164.1	75.9	0.70597
34	11.4	4646.17	-44.2	-164.2	75.8	0.70591
35	11.4	4835.45	-43.1	-163.1	76.9	0.73467
36	11.4	4813.27	-43.2	-163.2	76.8	0.7313
37	11.4	4762.91	-43.6	-163.6	76.4	0.72365
38	11.4	4749.91	-43.7	-163.7	76.3	0.72167
39	11.4	4747.62	-43.7	-163.7	76.3	0.72133
40	11.4	4743.4	-43.3	-163.3	76.7	0.72068
41	11.4	4696.66	-43.6	-163.6	76.4	0.71358
42	11.4	4675.7	-43.7	-163.7	76.3	0.7104
43	11.4	4672.02	-43.7	-163.7	76.3	0.70984
44	11.4	4650.78	-43.9	-163.9	76.1	0.70661
45	11.4	4648.32	-43.9	-163.9	76.1	0.70624

Bus	BasekV	Magnitude	Angle1	Angle2	Angle3	pu
46	11.4	4528.45	-45.8	-165.8	74.2	0.68803
47	11.4	4527.29	-45.8	-165.8	74.2	0.68785
48	11.4	4526.19	-45.8	-165.8	74.2	0.68768
49	11.4	4525.95	-45.8	-165.8	74.2	0.68765
50	11.4	4525.64	-45.8	-165.8	74.2	0.6876
51	11.4	4521.54	-45.9	-165.9	74.1	0.68698
52	11.4	4520.68	-45.9	-165.9	74.1	0.68685
53	11.4	4880.7	-42.9	-162.9	77.1	0.74155
54	11.4	4876.25	-42.9	-162.9	77.1	0.74087
55	11.4	4861.8	-42.9	-162.9	77.1	0.73867
56	11.4	4857	-43.0	-163.0	77.0	0.73794
57	11.4	4758.84	-43.8	-163.8	76.2	0.72303
58	11.4	4742.67	-43.9	-163.9	76.1	0.72057
59	11.4	4726.51	-44.0	-164.0	76.0	0.71812
60	11.4	4716.83	-44.1	-164.1	75.9	0.71665
61	11.4	4699.09	-44.2	-164.2	75.8	0.71395
62	11.4	4693.32	-44.2	-164.2	75.8	0.71308
63	11.4	4685.15	-44.3	-164.3	75.7	0.71183
64	11.4	4682.17	-44.3	-164.3	75.7	0.71138
65	11.4	4680.33	-44.4	-164.4	75.6	0.7111
66	11.4	4835.31	-43.2	-163.2	76.8	0.73465
67	11.4	4373.11	-49.7	-169.7	70.3	0.66443
68	11.4	4366.6	-49.8	-169.8	70.2	0.66344
69	11.4	4362.53	-49.8	-169.8	70.2	0.66282
70	11.4	4359.68	-49.8	-169.8	70.2	0.66239
71	11.4	4357.82	-49.8	-169.8	70.2	0.6621
72	11.4	4350.54	-49.9	-169.9	70.1	0.661
73	11.4	4338.06	-50.0	-170.0	70.0	0.6591
74	11.4	4337.22	-50.0	-170.0	70.0	0.65897
75	11.4	4822.69	-43.0	-163.0	77.0	0.73273
76	11.4	4778.07	-43.3	-163.3	76.7	0.72595
77	11.4	4734	-43.7	-163.7	76.3	0.71926
78	11.4	4655.17	-44.3	-164.3	75.7	0.70728
79	11.4	4640.75	-44.5	-164.5	75.5	0.70509
80	11.4	4619.18	-44.7	-164.7	75.3	0.70181
81	11.4	4602.44	-44.8	-164.8	75.2	0.69927
82	11.4	4601.94	-44.8	-164.8	75.2	0.69919
83	11.4	4381.82	-49.6	-169.6	70.4	0.66575
84	11.4	4375.66	-49.6	-169.6	70.4	0.66481
85	11.4	4364.9	-49.7	-169.7	70.3	0.66318
86	11.4	4363.32	-49.8	-169.8	70.2	0.66294
87	11.4	4698.08	-44.0	-164.0	76.0	0.7138
88	11.4	4637.49	-44.6	-164.6	75.4	0.70459
89	11.4	4617.89	-44.8	-164.8	75.2	0.70162
90	11.4	4603.14	-44.9	-164.9	75.1	0.69938
91	11.4	4590.79	-45.0	-165.0	75.0	0.6975
92	11.4	4586.32	-45.0	-165.0	75.0	0.69682
93	11.4	4572.91	-45.1	-165.1	74.9	0.69478

9.2 Com Geração distribuída

Com o intuito de comparar a tensão de um mesmo barramento nas duas configurações do sistema de distribuição com a presença de geradores distribuídos e sem estes, foram feitas simulações com dados gerados. Assim, pode-se avaliar o sistema a partir dos níveis de tensões classificados como adequados, precários e críticos.

As barras indicadas como "4A1" e "5A1" são as barras que estão os geradores distribuídos, G1 e G2, respectivamente. As barras "4A" e "5A" estão após os transformadores dos geradores distribuídos. A barra "1A" representa o "Vsource.source" do sistema que é a barra proveniente da subestação principal. A barra "2A" está após o transformador proveniente da subestação.

Tabela 5 – Tensão nos barramentos com geração distribuída

Bus	BasekV	Magnitude	Angle1	Angle2	Angle3	pu
1A	34.5	19039.8	-2.3	-122.3	117.7	0.95588
2A	11.4	6013.82	-36.2	-156.2	83.8	0.91371
4A1	0.48	277.129	-64.0	176.0	56.0	1
5A1	0.48	277.129	-63.0	177.0	57.0	1
4A	11.4	6250.7	-36.4	-156.4	83.6	0.9497
5A	11.4	6339.74	-35.4	-155.4	84.6	0.96322
31	11.4	6134.43	-36.4	-156.4	83.6	0.93203
58	11.4	6116.19	-36.4	-156.4	83.6	0.92926
77	11.4	6113.68	-36.4	-156.4	83.6	0.92888
22	11.4	6170.19	-35.6	-155.6	84.4	0.93746
17	11.4	6179.99	-35.5	-155.5	84.5	0.93895
11	11.4	6044.18	-36.1	-156.1	83.9	0.91832
12	11.4	6066.66	-36.0	-156.0	84.0	0.92173
13	11.4	6094.42	-35.9	-155.9	84.1	0.92595
14	11.4	6108.59	-35.9	-155.9	84.1	0.9281
15	11.4	6150.42	-35.7	-155.7	84.3	0.93446
16	11.4	6159.15	-35.7	-155.7	84.3	0.93579
18	11.4	6176.08	-35.6	-155.6	84.4	0.93836
19	11.4	6170.43	-35.6	-155.6	84.4	0.9375
20	11.4	6175.4	-35.6	-155.6	84.4	0.93825
1	11.4	6079.33	-36.1	-156.1	83.9	0.92366
2	11.4	5994.75	-36.4	-156.4	83.6	0.91081
3	11.4	5932.74	-36.3	-156.3	83.7	0.90139
4	11.4	5882.97	-36.3	-156.3	83.7	0.89382
5	11.4	5972.72	-36.2	-156.2	83.8	0.90746
6	11.4	6048.88	-36.4	-156.4	83.6	0.91903
7	11.4	5965.61	-36.2	-156.2	83.8	0.90638
8	11.4	6048.92	-36.4	-156.4	83.6	0.91904
9	11.4	5963.18	-36.2	-156.2	83.8	0.90601
10	11.4	5887.87	-36.4	-156.4	83.6	0.89457
21	11.4	6096.39	-36.0	-156.0	84.0	0.92625
23	11.4	6167.39	-35.6	-155.6	84.4	0.93704
24	11.4	6163.07	-35.7	-155.7	84.3	0.93638
25	11.4	5991.03	-36.6	-156.6	83.4	0.91024
26	11.4	5989.01	-36.7	-156.7	83.3	0.90994
27	11.4	5988.62	-36.7	-156.7	83.3	0.90988
28	11.4	5997.18	-36.8	-156.8	83.2	0.91118
29	11.4	6002.36	-36.8	-156.8	83.2	0.91196
30	11.4	6053.06	-36.6	-156.6	83.4	0.91967
32	11.4	6133.69	-36.4	-156.4	83.6	0.93192
33	11.4	6132.78	-36.4	-156.4	83.6	0.93178
34	11.4	6132.3	-36.4	-156.4	83.6	0.93171
35	11.4	5911.29	-36.5	-156.5	83.5	0.89813
36	11.4	5883.46	-36.6	-156.6	83.4	0.8939
37	11.4	5820.28	-37.0	-157.0	83.0	0.8843
38	11.4	5803.95	-37.1	-157.1	82.9	0.88182
39	11.4	5801.09	-37.1	-157.1	82.9	0.88138
40	11.4	5795.78	-36.7	-156.7	83.3	0.88058

Bus	BasekV	Magnitude	Angle1	Angle2	Angle3	pu
41	11.4	5737.13	-37.0	-157.0	83.0	0.87167
42	11.4	5710.83	-37.1	-157.1	82.9	0.86767
43	11.4	5706.22	-37.1	-157.1	82.9	0.86697
44	11.4	5679.57	-37.3	-157.3	82.7	0.86292
45	11.4	5676.47	-37.3	-157.3	82.7	0.86245
46	11.4	5525.98	-39.3	-159.3	80.7	0.83959
47	11.4	5524.52	-39.3	-159.3	80.7	0.83936
48	11.4	5523.13	-39.3	-159.3	80.7	0.83915
49	11.4	5522.84	-39.3	-159.3	80.7	0.83911
50	11.4	5522.45	-39.3	-159.3	80.7	0.83905
51	11.4	5517.3	-39.3	-159.3	80.7	0.83827
52	11.4	5516.22	-39.3	-159.3	80.7	0.8381
53	11.4	5968.07	-36.2	-156.2	83.8	0.90675
54	11.4	5962.49	-36.3	-156.3	83.7	0.90591
55	11.4	5944.37	-36.3	-156.3	83.7	0.90315
56	11.4	5938.34	-36.4	-156.4	83.6	0.90224
57	11.4	6106.36	-36.4	-156.4	83.6	0.92777
59	11.4	6094.66	-36.5	-156.5	83.5	0.92599
60	11.4	6081.76	-36.6	-156.6	83.4	0.92403
61	11.4	6058.12	-36.7	-156.7	83.3	0.92044
62	11.4	6050.43	-36.8	-156.8	83.2	0.91927
63	11.4	6039.54	-36.9	-156.9	83.1	0.91761
64	11.4	6035.57	-36.9	-156.9	83.1	0.91701
65	11.4	6033.13	-36.9	-156.9	83.1	0.91664
66	11.4	5911.04	-36.6	-156.6	83.4	0.89809
67	11.4	5330.15	-43.3	-163.3	76.7	0.80983
68	11.4	5321.98	-43.3	-163.3	76.7	0.80859
69	11.4	5316.87	-43.4	-163.4	76.6	0.80781
70	11.4	5313.3	-43.4	-163.4	76.6	0.80727
71	11.4	5310.97	-43.4	-163.4	76.6	0.80692
72	11.4	5301.83	-43.5	-163.5	76.5	0.80553
73	11.4	5286.17	-43.6	-163.6	76.4	0.80315
74	11.4	5285.12	-43.6	-163.6	76.4	0.80299
75	11.4	6060.02	-36.4	-156.4	83.6	0.92073
76	11.4	6084.98	-36.4	-156.4	83.6	0.92452
78	11.4	6008.44	-37.1	-157.1	82.9	0.91289
79	11.4	5989.2	-37.2	-157.2	82.8	0.90996
80	11.4	5960.4	-37.4	-157.4	82.6	0.90559
81	11.4	5938.05	-37.6	-157.6	82.4	0.90219
82	11.4	5937.39	-37.6	-157.6	82.4	0.90209
83	11.4	5341.12	-43.1	-163.1	76.9	0.8115
84	11.4	5333.39	-43.2	-163.2	76.8	0.81033
85	11.4	5319.89	-43.3	-163.3	76.7	0.80827
86	11.4	5317.91	-43.3	-163.3	76.7	0.80797
87	11.4	5738.87	-37.5	-157.5	82.5	0.87193
88	11.4	5662.82	-38.0	-158.0	82.0	0.86038
89	11.4	5638.23	-38.3	-158.3	81.7	0.85664

Bus	BasekV	Magnitude	Angle1	Angle2	Angle3	pu
90	11.4	5619.74	-38.3	-158.3	81.7	0.85383
91	11.4	5604.24	-38.4	-158.4	81.6	0.85148
92	11.4	5598.63	-38.5	-158.5	81.5	0.85062
93	11.4	5581.81	-38.5	-158.5	81.5	0.84807

10 Fluxo de potência

O fluxo de potência apresentado pelo software OpenDSS indica a potência ativa (kW), potência reativa (kvar) dos dois terminais de cada elemento do sistema elétrico. Estes elementos são transformadores, linhas, geradores, cargas. Abaixo encontram-se os fluxos de potência entre barras do sistema nas duas configurações com e sem geração distribuída.

10.1 Sem Geração distribuída

Nota-se que a barra da subestação, nomeada na tabela 6 como "Vsource.source" é o único elemento que está injetando potência ativa no sistema devido à ausência de geradores distribuídos. Algumas das cargas estão com potência nula pois os dados do sistema real inseridos no código do OpenDSS já apresentavam ausência de potência, fazendo com que não se tenha fluxo de potência em tais barras.

Tabela 6 – Fluxo de potência sem geração distribuída

Element	P[kW]	Q[kVar]	Element	P[kW]	Q[kVar]
Vsource.source	-5250.84	-5624.62	Line.l51	268.576	188.818
Transformer.t1	5250.84	5624.62	Line.l52	232.59	170.653
Line.l19	610.717	470.841	Line.l53	899.142	628.272
Line.l20	605.935	454.58	Line.l54	72.152	521.552
Line.l21	582.091	434.678	Line.l55	552.064	383.741
Line.l22	522.363	387.282	Line.l56	518.471	367.072
Line.l23	458.063	339.021	Line.l57	669.702	329.656
Line.l24	416.558	315.181	Line.l58	334.823	164.808
Line.l25	224.981	175.211	Line.l59	417.933	317.465
Line.l26	518.858	345.902	Line.l60	835.141	498.606
Line.l27	518.159	397.597	Line.l61	201.741	170.912
Line.l28	518.781	449.617	Line.l62	201.599	170.8
Line.l101	511.415	370.99	Line.l63	195.588	166.664
Line.l102	662.198	504.039	Line.l64	389.976	292.489
Line.l103	428.818	310.133	Line.l65	496.583	345.388
Line.l104	654.489	539.733	Line.l66	492.791	332.497
Line.l105	203.025	172.109	Line.l67a	491.769	330.427
Line.l106	503.418	351.896	Line.l67	490.747	328.357
Line.l107	231.672	208.757	Line.l68	453.534	297.846
Line.l108	480.117	395.201	Line.l69	307.276	186.825
Line.l109	235.988	226.999	Line.l70	216.524	132.068
Line.l110	651.676	496.846	Line.l71	126.112	684.966
Line.l29	504.184	364.102	Line.l72	360.026	143.878
Line.l30	502.886	361.467	Line.l73	229.91	207.102
Line.l31	147.333	110.523	Line.l74	228.997	204.023
Line.l32	128.782	920.761	Line.l75	222.173	156.566
Line.l33	649.651	492.067	Line.l76	128.995	910.917
Line.l34	646.403	481.028	Line.l77	128.942	909.356
Line.l35	589.355	450.201	Line.l78	125.802	893.101
Line.l36	496.195	383.283	Line.l79	122.683	877.242
Line.l37	367.28	305.545	Line.l80	918.121	675.059
Line.l38	151.444	125.211	Line.l81	458.175	305.316
Line.l39	976.545	711.323	Line.l82	473.112	388.53
Line.l40	886.255	351.843	Line.l83	472.334	385.911
Line.l41	177.205	526.727	Line.l84	460.203	374.703
Line.l42	885.822	174.489	Line.l85	458.329	368.345
Line.l43	423.745	305.31	Line.l86	383.797	292.835
Line.l44	413.437	297.312	Line.l87	383.275	291.082
Line.l45	393.162	283.487	Line.l88	382.491	288.437
Line.l46	371.952	265.253	Line.l89	347.112	260.092
Line.l47	371.257	222.623	Line.l90	234.046	225.172
Line.l48	641.452	527.291	Line.l91	232.609	176.233
Line.l49	635.603	515.533	Line.l92	232.465	175.768
Line.l50	305.327	217.441	Line.l93	464.197	278.484

Element	P[kW]	Q[kVar]	Element	P[kW]	Q[kVar]
Line.l94	639.511	485.239	Load.load39	334.856	16.743
Line.l95	632.536	461.502	Load.load40	334.806	167.405
Line.l96	558.359	385.744	Load.load41	334.152	267.325
Line.l97	207.635	154.931	Load.load42	835.037	501.028
Line.l98	172.494	129.817	Load.load43	0	0
Line.l99	858.854	671.131	Load.load44	589.583	393.059
Line.l100	686.059	618.656	Load.load45	156.225	136.698
Load.load1	0	0	Load.load46	389.737	292.305
Load.load2	186.893	934.476	Load.load47	0	0
Load.load3	542.417	361.615	Load.load48	0	0
Load.load4	625.376	446.701	Load.load49	0	0
Load.load5	383.764	17.444	Load.load50	365.994	292.798
Load.load6	191.071	138.962	Load.load51	145.217	108.914
Load.load7	692.457	553.971	Load.load52	905.209	543.131
Load.load8	518.661	345.778	Load.load53	901.826	631.284
Load.load9	517.678	396.891	Load.load54	900.592	540.361
Load.load10	518.543	449.408	Load.load55	359.934	143.975
Load.load11	0	0	Load.load56	0	0
Load.load12	221.146	147.432	Load.load57	466.373	31.092
Load.load13	147.292	110.47	Load.load58	929.744	65.083
Load.load14	128.693	919.243	Load.load59	0	0
Load.load15	0	0	Load.load60	308.854	15.443
Load.load16	555.465	277.736	Load.load61	308.569	154.287
Load.load17	918.778	64.315	Load.load62	307.455	199.849
Load.load18	126.148	720.851	Load.load63	458.323	366.663
Load.load19	215.425	179.522	Load.load64	458.131	305.425
Load.load20	534.882	534.887	Load.load65	0	0
Load.load21	709.124	620.489	Load.load66	94.069	564.419
Load.load22	886.183	354.478	Load.load67	0	0
Load.load23	885.911	354.369	Load.load68	711.567	640.416
Load.load24	885.768	177.158	Load.load69	0	0
Load.load25	965.096	579.062	Load.load70	0	0
Load.load26	191.125	114.676	Load.load71	347.167	260.378
Load.load27	186.859	130.802	Load.load72	347.086	260.317
Load.load28	334.377	241.496	Load.load73	0	0
Load.load29	371.146	22.269	Load.load74	0	0
Load.load30	0	0	Load.load75	185.792	147.087
Load.load31	326.374	290.113	Load.load76	464.118	278.475
Load.load32	359.168	269.378	Load.load77	0	0
Load.load33	358.561	179.282	Load.load78	705.765	635.194
Load.load34	142.025	106.52	Load.load79	349.681	227.295
Load.load35	177.329	106.399	Load.load80	347.282	24.31
Load.load36	167.628	100.578	Load.load81	863.196	621.508
Load.load37	33.507	167.537	Load.load82	172.278	516.843
Load.load38	334.893	167.449	Load.load83	684.777	616.305

Uma das opções gráficas que o OpenDSS permite o usuário executar é o "Circuit

Plot", comando que permite visualizar o sistema elétrico na sua distribuição espacial a partir das coordenadas x e y inseridas previamente via código. Estas coordenadas espaciais foram inseridas através de um arquivo do tipo ".csv" e sua leitura é por meio do código:

```
BusCoords eixos.csv
```

Com as coordenadas de cada barra do sistema é possível fazer o plot do sistema de distribuição com suas barras posicionadas nas coordenadas definidas previamente. As linhas que ligam cada barramento possui uma maior espessura quando se tem uma maior intensidade de fluxo de potência entre barramentos. Assim, quando se há linhas mais estreitas é porque a intensidade de fluxo de potência é mais baixa em comparação com o restante do sistema elétrico.

A figura 8 mostra a representação gráfica da distribuição do fluxo de potência nas barras de acordo com as coordenadas pré-definidas.

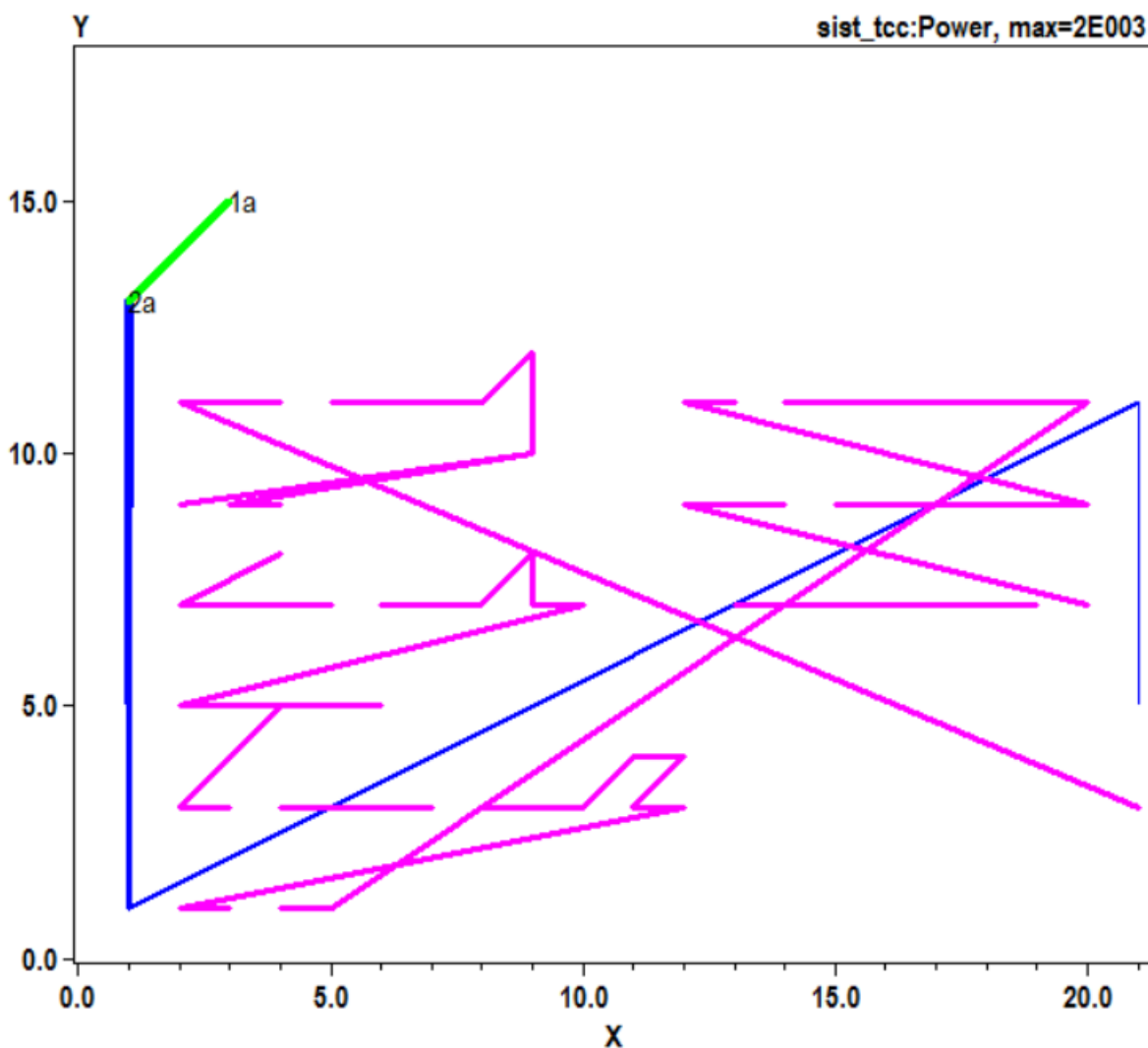


Figura 8 – Representação gráfica do fluxo de potência sem geração distribuída

10.2 Com Geração distribuída

A tabela 7 indica o fluxo de potência nos elementos do sistema com geração distribuída. Nota-se que o sistema se torna bem mais complexo em relação à análise de fluxo de potência, pois neste caso, tem outras fontes geradoras injetando potência ativa no sistema elétrico.

Tabela 7 – Fluxo de potência com geração distribuída

Element	P[kW]	Q[kVar]	Element	P[kW]	Q[kVar]
Vsource.source	-2995.66	-1927.84	Line.l46	570.259	406.725
Transformer.t1	2995.66	1927.84	Line.l47	569.174	341.321
Transformer.t2	-2782.24	-2876.72	Line.l48	983.394	809.143
Transformer.t3	-2787	-2070.19	Line.l49	974.186	790.63
Line.l7	834.69	861.909	Line.l50	467.832	333.431
Line.l8	983.195	978.814	Line.l51	411.477	289.495
Line.l9	964.353	1036	Line.l52	356.327	261.646
Line.l10	1466.95	1032.73	Line.l53	137.689	963.772
Line.l11	1320.05	1037.46	Line.l54	110.473	80.022
Line.l19	-198.119	-217.385	Line.l55	84.521	587.596
Line.l20	-198.584	-218.922	Line.l56	793.774	562.058
Line.l21	-230.36	-235.542	Line.l57	102.531	504.924
Line.l22	-325.789	-300.078	Line.l58	512.612	252.431
Line.l23	-437.34	-380.358	Line.l59	639.849	48.607
Line.l24	-510.053	-416.378	Line.l60	127.856	763.456
Line.l25	-865.694	-675.575	Line.l61	309.509	262.241
Line.l26	974.707	649.836	Line.l62	309.285	262.062
Line.l27	97.338	746.964	Line.l63	300.058	255.705
Line.l28	974.561	84.467	Line.l64	598.242	448.715
Line.l101	-546.999	-368.408	Line.l65	-115.339	-386.069
Line.l102	285.631	-243.984	Line.l66	-116.417	-389.696
Line.l103	657.849	476.151	Line.l67a	844.91	567.977
Line.l104	1003.92	828.732	Line.l67	843.096	564.298
Line.l105	311.529	264.127	Line.l68	779.127	511.806
Line.l106	-113.395	-384.257	Line.l69	527.823	320.968
Line.l107	354.404	321.404	Line.l70	371.922	226.881
Line.l108	-133.304	-364.183	Line.l71	216.612	117.659
Line.l109	360.963	349.389	Line.l72	618.379	247.148
Line.l110	999.289	763.326	Line.l73	351.632	318.798
Line.l29	-552.266	-373.4	Line.l74	350.196	313.951
Line.l30	-553.211	-375.293	Line.l75	339.665	239.411
Line.l31	259.124	194.388	Line.l76	197.201	139.291
Line.l32	226.495	161.947	Line.l77	197.117	139.043
Line.l33	284.636	-253.043	Line.l78	192.315	136.553
Line.l34	284.378	-261.363	Line.l79	187.546	134.124
Line.l35	192.954	-719.876	Line.l80	140.347	103.204
Line.l36	407.363	-178.577	Line.l81	700.346	466.707
Line.l37	-173.072	-300.925	Line.l82	-135.125	-365.879
Line.l38	-540.15	-606.937	Line.l83	-135.327	-366.52
Line.l39	-636.651	-706.679	Line.l84	-151.772	-377.369
Line.l40	160.058	635.611	Line.l85	789.58	635.39
Line.l41	320.032	951.659	Line.l86	660.992	504.639
Line.l42	159.978	315.306	Line.l87	660.061	501.512
Line.l43	649.862	468.556	Line.l88	658.665	496.799
Line.l44	634.025	456.196	Line.l89	597.708	447.881
Line.l45	602.883	434.896	Line.l90	357.906	346.511

Element	P[kW]	Q[kVar]	Element	P[kW]	Q[kVar]
Line.l91	355.645	269.5	Load.load35	271.707	163.021
Line.l92	355.419	268.766	Load.load36	256.645	153.984
Line.l93	709.691	425.782	Load.load37	513.001	256.495
Line.l94	980.138	745.051	Load.load38	512.728	256.359
Line.l95	969.159	707.684	Load.load39	51.267	25.633
Line.l96	855.363	591.1	Load.load40	512.592	256.291
Line.l97	318.05	237.37	Load.load41	51.158	409.257
Line.l98	264.206	198.866	Load.load42	127.842	767.035
Line.l99	131.541	102.8	Load.load43	0	0
Line.l100	105.073	947.574	Load.load44	904.538	603.015
Generator.g1	-2799.98	759.562	Load.load45	239.663	209.702
Generator.g2	-2799.97	1639.27	Load.load46	597.872	448.397
Load.load1	0	0	Load.load47	0	0
Load.load2	312.752	156.372	Load.load48	0	0
Load.load3	947.347	631.551	Load.load49	0	0
Load.load4	111.067	793.321	Load.load50	628.798	503.029
Load.load5	708.265	32.193	Load.load51	249.459	187.091
Load.load6	355.194	258.317	Load.load52	155.494	932.942
Load.load7	130.086	104.066	Load.load53	154.904	108.43
Load.load8	974.338	649.544	Load.load54	154.688	92.811
Load.load9	97.246	745.536	Load.load55	618.222	247.282
Load.load10	974.115	844.214	Load.load56	0	0
Load.load11	0	0	Load.load57	71.306	475.364
Load.load12	388.952	259.295	Load.load58	142.147	99.501
Load.load13	259.054	194.286	Load.load59	0	0
Load.load14	226.337	161.665	Load.load60	472.178	236.084
Load.load15	0	0	Load.load61	471.737	235.863
Load.load16	913.063	456.522	Load.load62	470.011	305.501
Load.load17	152.156	106.507	Load.load63	700.587	56.046
Load.load18	213.663	122.09	Load.load64	700.289	466.851
Load.load19	366.949	305.785	Load.load65	0	0
Load.load20	933.823	933.807	Load.load66	157.375	944.231
Load.load21	128.07	112.059	Load.load67	0	0
Load.load22	160.046	640.168	Load.load68	122.578	110.318
Load.load23	159.996	639.968	Load.load69	0	0
Load.load24	159.969	319.924	Load.load70	0	0
Load.load25	148.032	888.175	Load.load71	597.813	448.351
Load.load26	293.122	17.587	Load.load72	597.672	448.245
Load.load27	286.499	200.546	Load.load73	0	0
Load.load28	512.642	370.235	Load.load74	0	0
Load.load29	569.006	341.397	Load.load75	284.056	224.874
Load.load30	0	0	Load.load76	709.578	425.738
Load.load31	500.22	444.632	Load.load77	0	0
Load.load32	550.413	412.803	Load.load78	108.13	97.315
Load.load33	549.469	274.729	Load.load79	535.678	348.185
Load.load34	217.617	163.21	Load.load80	531.957	372.363

Element	P[kW]	Q[kVar]
Load.load81	132.212	951.911
Load.load82	263.862	791.563
Load.load83	104.873	943.844

A figura 9 mostra a representação gráfica da distribuição do fluxo de potência nas barras de acordo com as coordenadas pré-definidas. Com o comando "Circuit plot" foi plotado o gráfico com o fluxo de potência nos ramos alimentadores do sistema com geração distribuída.

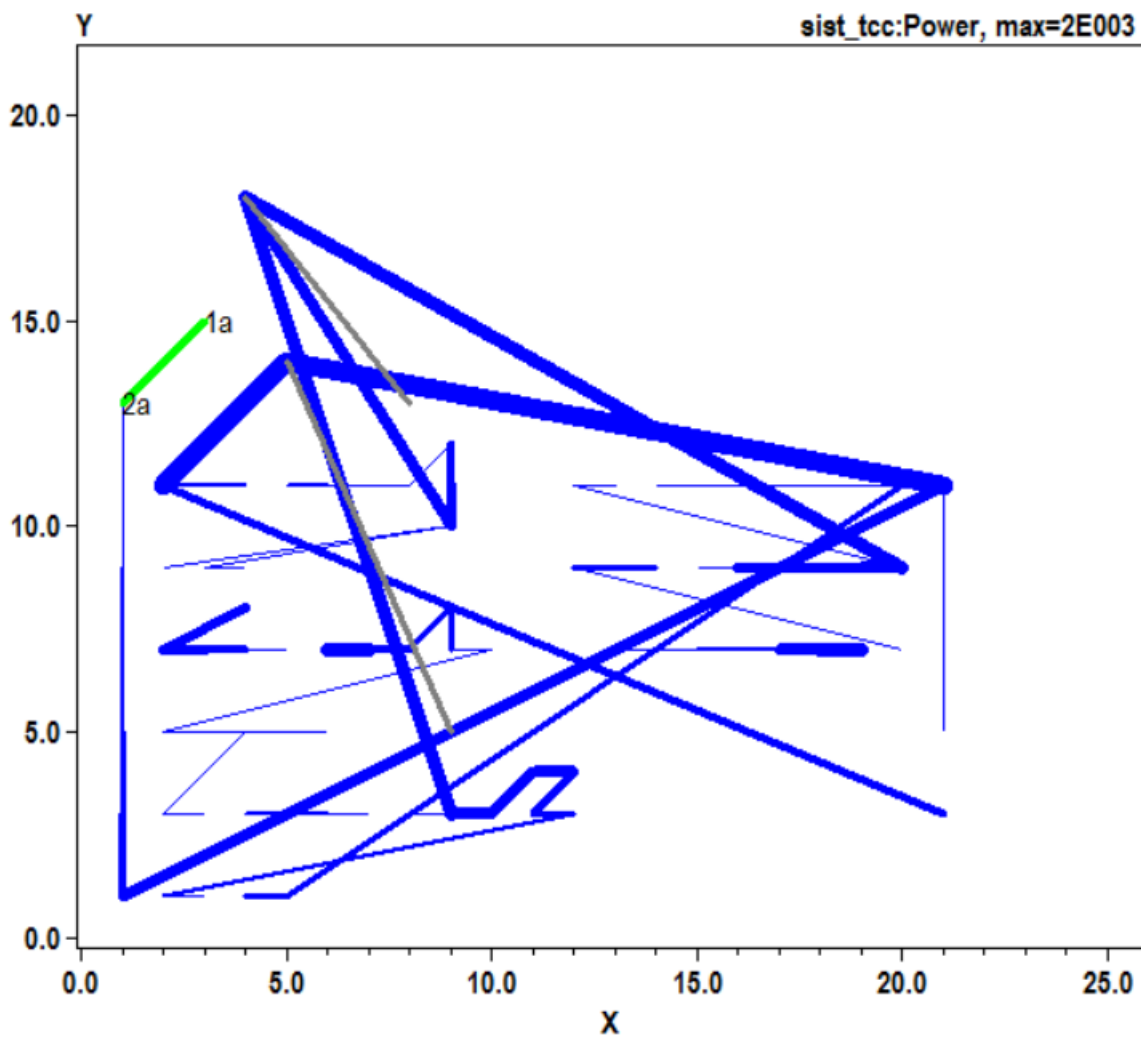


Figura 9 – Representação gráfica do fluxo de potência com geração distribuída

11 Variação de tensão

A necessidade pelas empresas distribuidoras de energia em monitorar e atuar em alimentadores que possuem alta variação de tensão ao longo de determinado período mostra a grande importância da análise de sistema de distribuição com o software OpenDSS.

Segundo o módulo 8 PRODIST da ANEEL (ANEEL, 2017), são estabelecidos os limites adequados, precários e críticos para os níveis de tensão em regime permanente, os indicadores individuais e coletivos de conformidade de tensão elétrica, os critérios de medição e de registro e os prazos para compensação ao consumidor, caso as medições de tensão excedam os limites dos indicadores. A tensão em regime permanente deve ser acompanhada em todo o sistema de distribuição, devendo a distribuidora dotar-se de recursos e técnicas modernas para tal acompanhamento, atuando de forma preventiva para que a tensão em regime permanente se mantenha dentro dos padrões adequados. O termo “conformidade de tensão elétrica” refere-se à comparação do valor de tensão obtido por medição apropriada, no ponto de conexão, em relação aos níveis de tensão especificados como adequados, precários e críticos. A tabela abaixo indica a conformidade de tensão elétrica em pontos de conexão em tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV.

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Figura 10 – Conformidade de tensão elétrica em pontos de conexão em tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV

(ANEEL, 2017)

11.1 Sem Geração distribuída

A primeira análise dos perfis de tensão ao longo dos alimentadores sem geradores distribuídos tem como finalidade verificar se há maior variação de tensão com os geradores distribuídos ou sem eles ao longo do sistema. A partir do comando abaixo no OpenDSS, analisamos os valores das tensões fase-neutro em pu para facilitar a visualização da variação de tensão nos barramentos:

"Show Voltage"

A tabela 8 mostra os valores de tensão fase-neutro dos barramentos sem geração distribuída.

Tabela 8 – Valores de tensão em pu dos barramentos sem geração distribuída

Bus	pu	Bus	pu	Bus	pu
1A	0.87514	41	0.71358	83	0.66575
2A	0.74708	42	0.7104	84	0.66481
11	0.73384	43	0.70984	85	0.66318
12	0.72371	44	0.70661	86	0.66294
13	0.71264	45	0.70624	87	0.7138
14	0.70873	46	0.68803	88	0.70459
15	0.70086	47	0.68785	89	0.70162
16	0.69949	48	0.68768	90	0.69938
17	0.69839	49	0.68765	91	0.6975
18	0.69796	50	0.6876	92	0.69682
19	0.69735	51	0.68698	93	0.69478
20	0.69789	52	0.68685		
1	0.73536	53	0.74155		
2	0.7316	54	0.74087		
3	0.73727	55	0.73867		
4	0.73124	56	0.73794		
5	0.74211	57	0.72303		
6	0.73572	58	0.72057		
7	0.74125	59	0.71812		
8	0.73547	60	0.71665		
9	0.74095	61	0.71395		
10	0.73183	62	0.71308		
21	0.73227	63	0.71183		
22	0.719	64	0.71138		
23	0.71868	65	0.7111		
24	0.7182	66	0.73465		
25	0.7233	67	0.66443		
26	0.72057	68	0.66344		
27	0.71803	69	0.66282		
28	0.71155	70	0.66239		
29	0.71028	71	0.6621		
30	0.70802	72	0.661		
31	0.70615	73	0.6591		
32	0.70607	74	0.65897		
33	0.70597	75	0.73273		
34	0.70591	76	0.72595		
35	0.73467	77	0.71926		
36	0.7313	78	0.70728		
37	0.72365	79	0.70509		
38	0.72167	80	0.70181		
39	0.72133	81	0.69927		
40	0.72068	82	0.69919		

Para facilitar a visualização do perfil de tensão ao longo do alimentador primário e dos ramos do sistema foram feitos gráficos de perfis de tensão de alguns elementos do

sistema. Estes gráficos mostram no eixo y a tensão em pu e sua variação ao longo da distância de cada ramo selecionado via OpenDSS. Dessas interligações foram escolhidas 3 para análise, o alimentador primário "L19", da figura 11, que interliga a subestação do sistema elétrico e a primeira barra após a subestação que é a barra "11". O ramo "L48" da figura 12 que é após o alimentador primário "L19". E finalmente, o ramo "L29" que está localizado ao centro do sistema elétrico em análise, da figura 13.

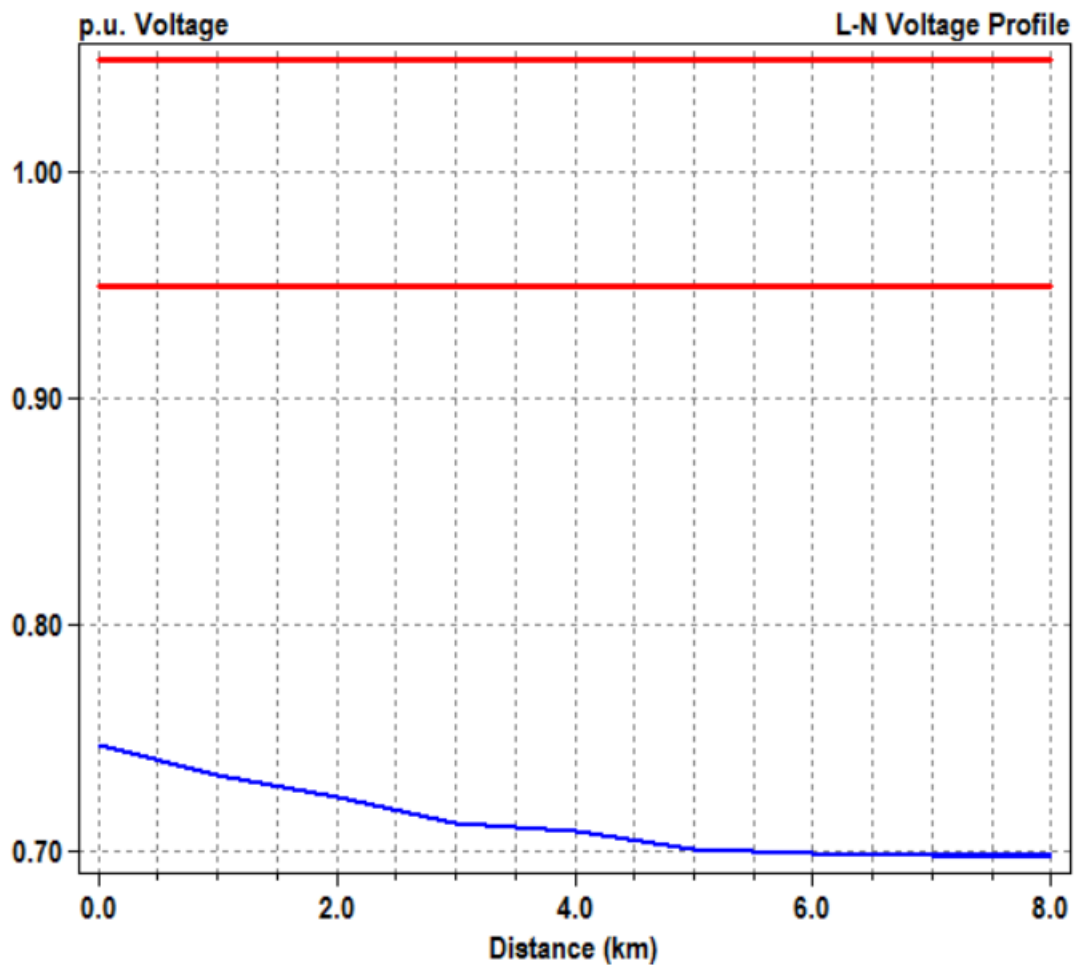


Figura 11 – Variação de tensão ao longo do alimentador "L19- Sem geração distribuída

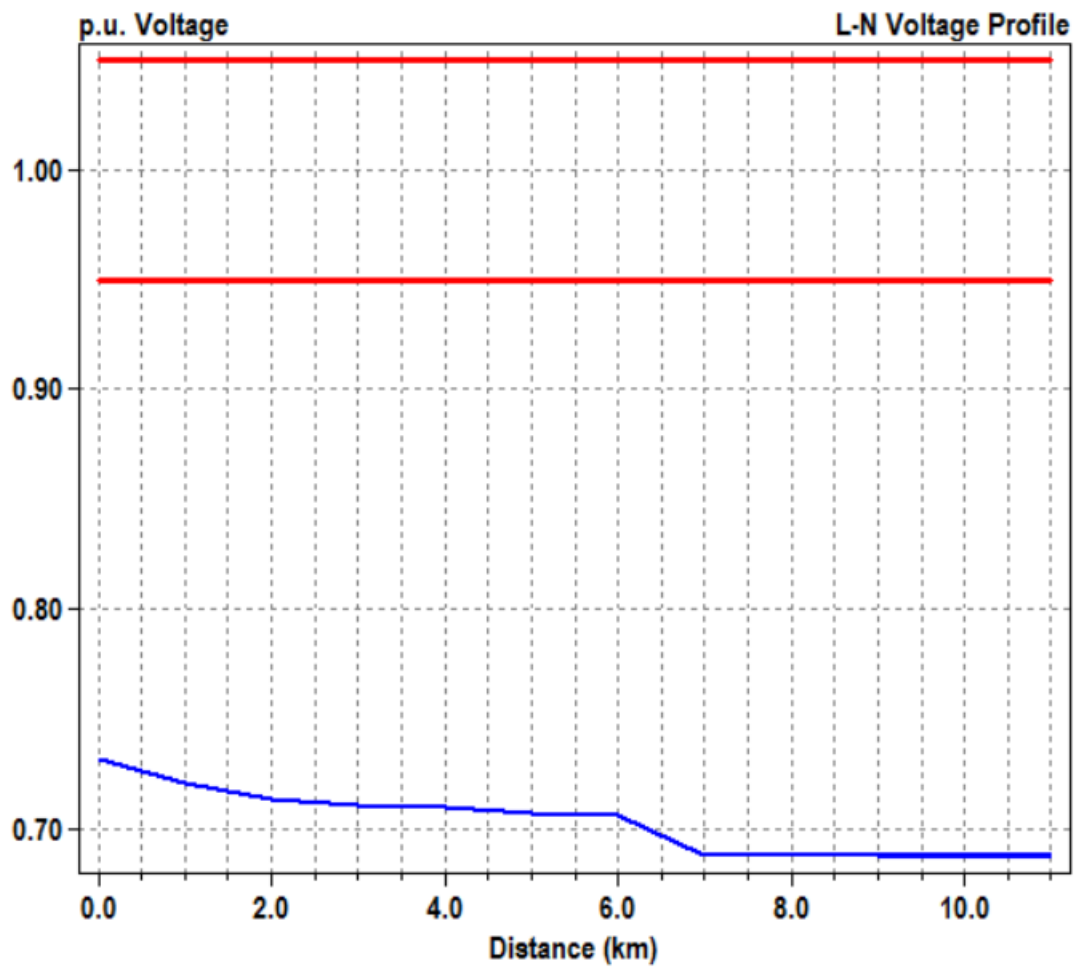


Figura 12 – Variação de tensão ao longo do ramo "L48- Sem geração distribuída

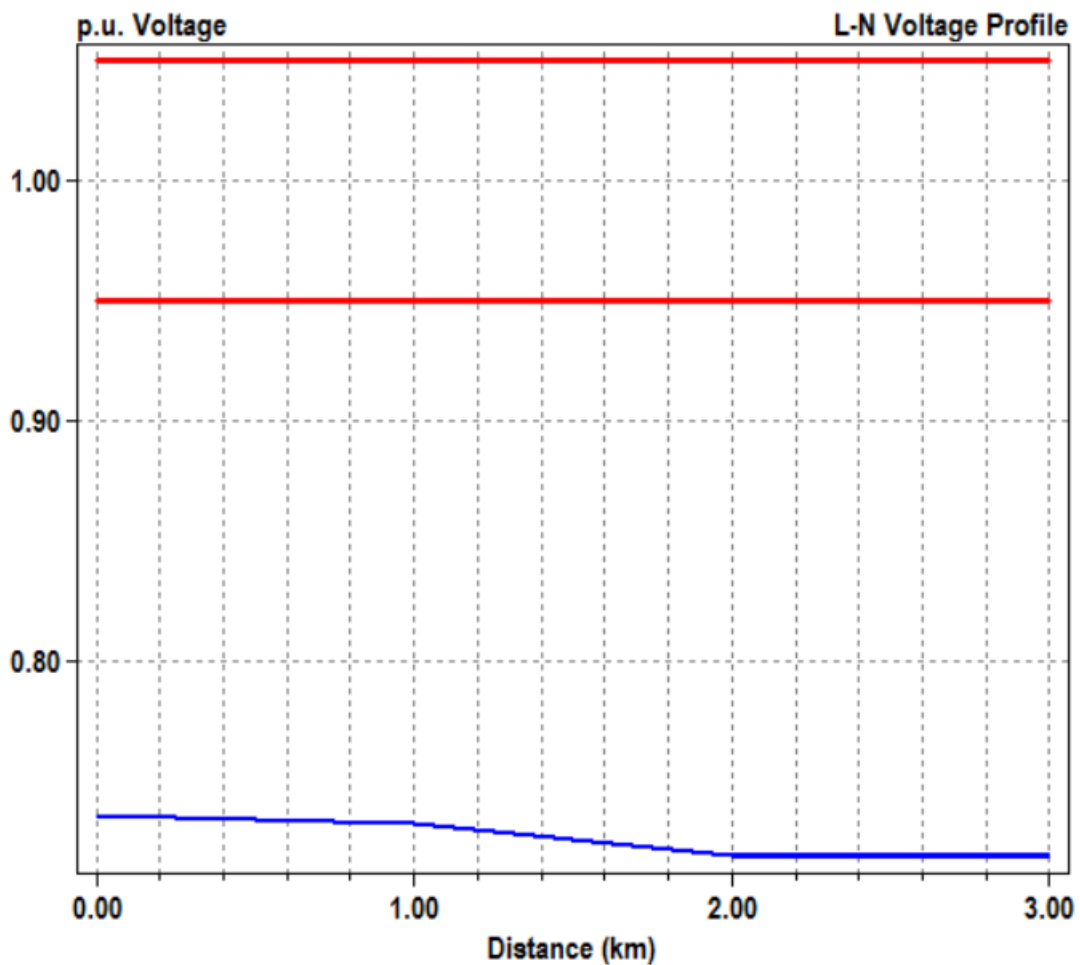


Figura 13 – Variação de tensão ao longo do ramo "L29- Sem geração distribuída

Verifica-se a partir da tabela e dos gráficos apresentados sem geração distribuída no sistema elétrico, que as barras apresentam um valor bem abaixo do valor nominal unitário em pu de tensão elétrica, que em valor absoluto corresponde a 11,4 kV. Isto se deve, entre outros fatores, da única fonte que injeta potência ativa no sistema ser proveniente da subestação de distribuição. Por isso, uma baixa potência fornecida aos barramentos de carga devido a uma única subestação injetando potência no sistema, perdas associadas aos equipamentos e ramos que serão detalhadas no capítulo 13 à frente desta monografia, e a variação de tensão em decorrência das distâncias dos ramos, explica a acentuada queda de tensão apresentada pelo alimentador primário e ramos.

11.2 Com Geração distribuída

Analogamente ao que foi simulado sem geração distribuída, foi realizado análises no sistema com geradores distribuídos. Foram adicionados no sistema de distribuição 2 geradores distribuídos ambos com potência ativa de 8400 kW, fator de potência -0,82 (fator

de potência de natureza capacitiva com o sinal de corrente adiantado ao sinal de tensão) e tensão de 480 V. O gerador "G1" está conectado na barra "4a1" que após o transformador aumentador conecta aos barramentos cargas "31", "58" e "77". O gerador "G2" está conectado na barra "5a1" que após o transformador aumentador conecta aos barramentos cargas "22" e "17".

A tabela 9 mostra os valores de tensão fase-neutro dos barramentos com geração distribuída.

Tabela 9 – Valores de tensão em pu dos barramentos com geração distribuída

Bus	pu	Bus	pu	Bus	pu
1A	0.95588	36	0.8939	81	0.90219
2A	0.91371	37	0.8843	82	0.90209
4A1	1	38	0.88182	83	0.8115
5A1	1	39	0.88138	84	0.81033
4A	0.9497	40	0.88058	85	0.80827
5A	0.96322	41	0.87167	86	0.80797
31	0.93203	42	0.86767	87	0.87193
58	0.92926	43	0.86697	88	0.86038
77	0.92888	44	0.86292	89	0.85664
22	0.93746	45	0.86245	90	0.85383
17	0.93895	46	0.83959	91	0.85148
11	0.91832	47	0.83936	92	0.85062
12	0.92173	48	0.83915	93	0.84807
13	0.92595	49	0.83911		
14	0.9281	50	0.83905		
15	0.93446	51	0.83827		
16	0.93579	52	0.8381		
18	0.93836	53	0.90675		
19	0.9375	54	0.90591		
20	0.93825	55	0.90315		
1	0.92366	56	0.90224		
2	0.91081	57	0.92777		
3	0.90139	59	0.92599		
4	0.89382	60	0.92403		
5	0.90746	61	0.92044		
6	0.91903	62	0.91927		
7	0.90638	63	0.91761		
8	0.91904	64	0.91701		
9	0.90601	65	0.91664		
10	0.89457	66	0.89809		
21	0.92625	67	0.80983		
23	0.93704	68	0.80859		
24	0.93638	69	0.80781		
25	0.91024	70	0.80727		
26	0.90994	71	0.80692		
27	0.90988	72	0.80553		
28	0.91118	73	0.80315		
29	0.91196	74	0.80299		
30	0.91967	75	0.92073		
32	0.93192	76	0.92452		
33	0.93178	78	0.91289		
34	0.93171	79	0.90996		
35	0.89813	80	0.90559		

Os gráficos a seguir mostram a variação de tensão em pu ao longo da distância

do alimentador primário e alguns ramos. Foram escolhidos 3 elementos para análise, o alimentador primário "L19", da figura 14, que interliga a subestação do sistema elétrico e a primeira barra após a subestação que é a barra "11". O ramo "L48" da figura 15 que é um ramo que vem seguinte ao "L19". E finalmente, o ramo "L29" que está localizado ao centro do sistema elétrico, este encontra-se na figura 16.

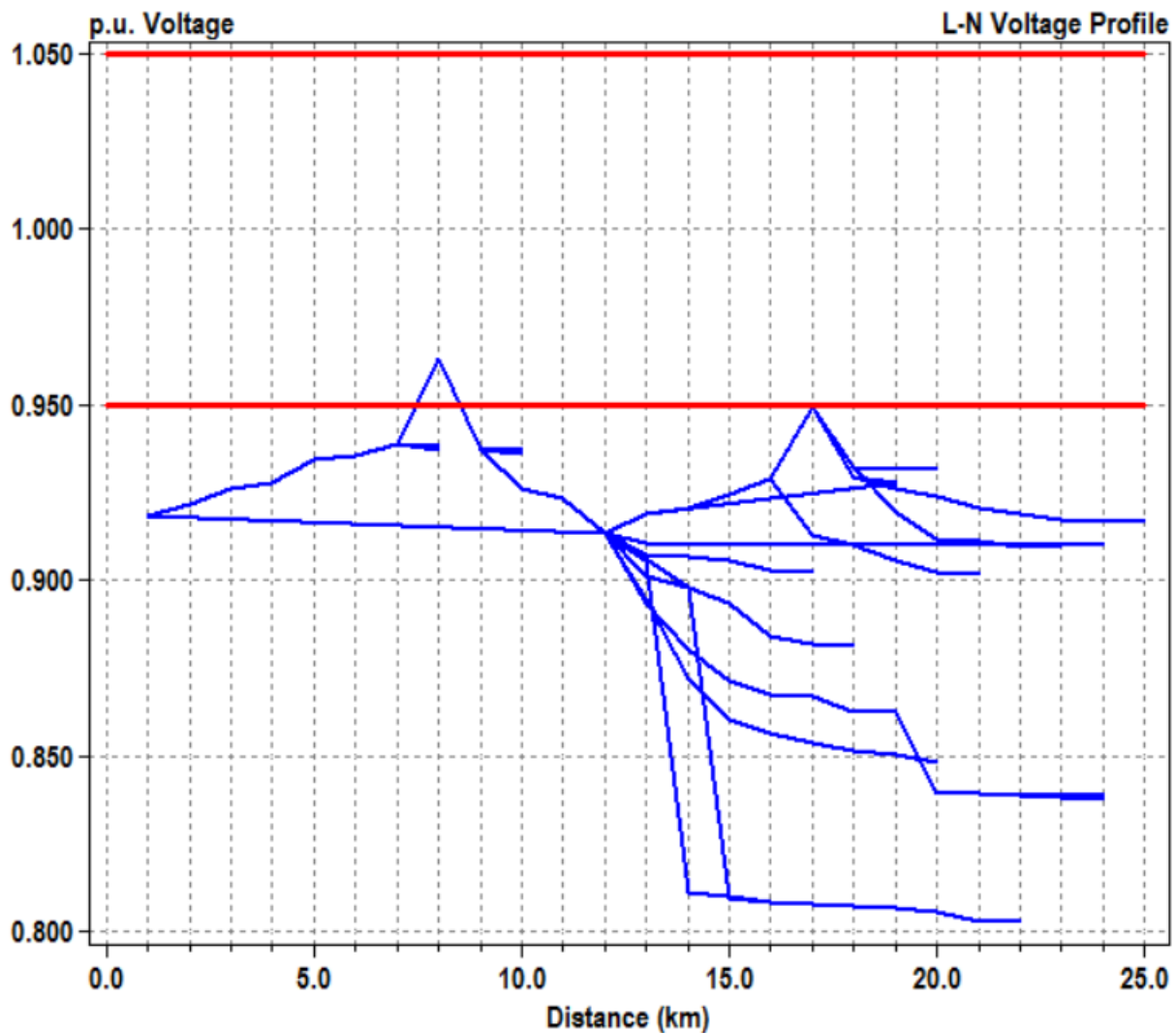


Figura 14 – Variação de tensão ao longo do alimentador "L19" e ramos próximos - Com geração distribuída

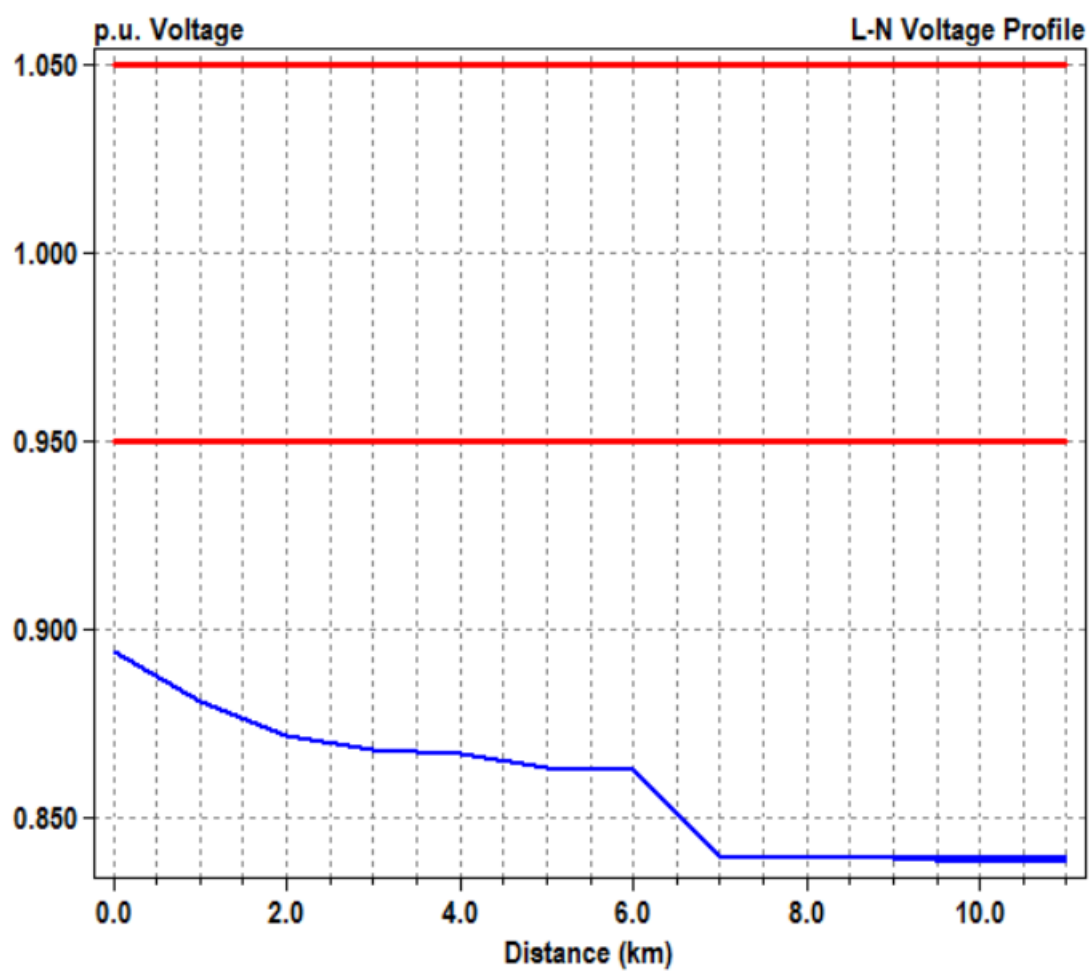


Figura 15 – Variação de tensão ao longo do ramo "L48- Com geração distribuída

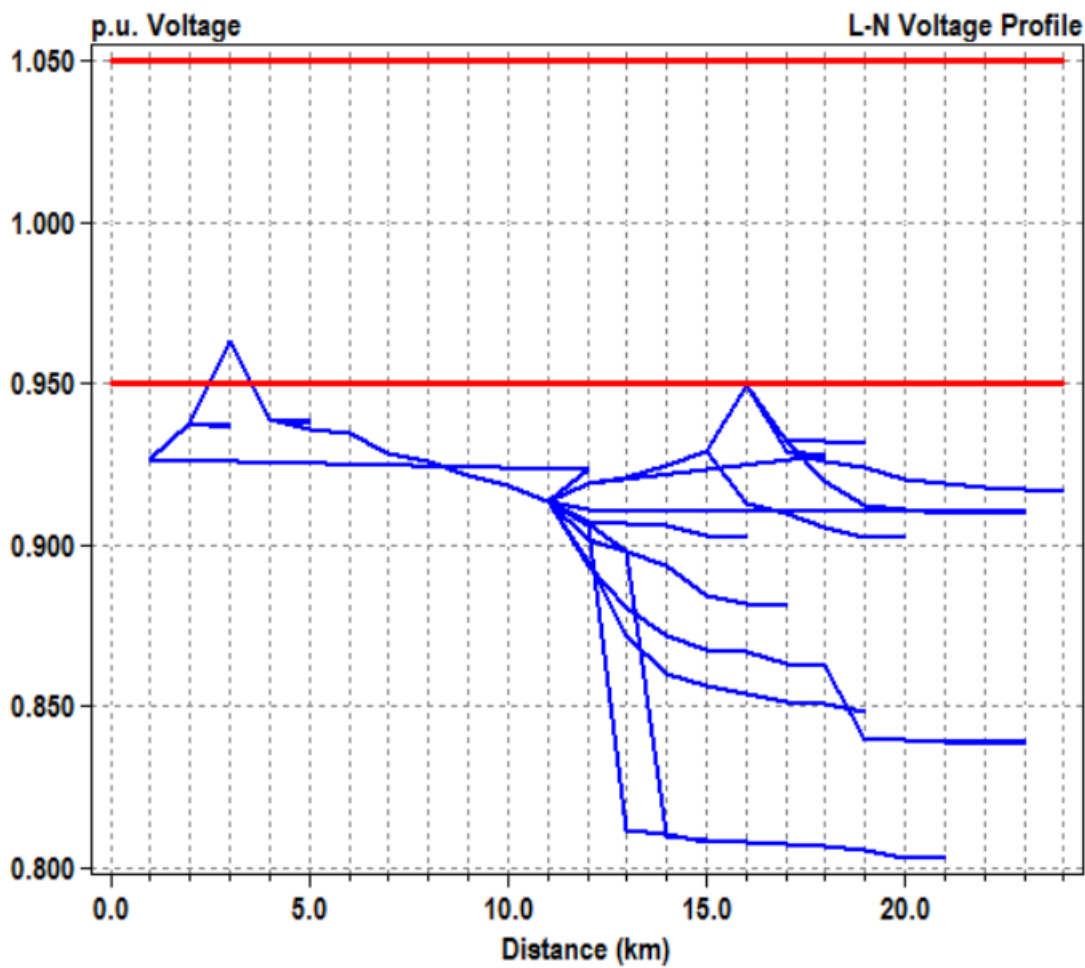


Figura 16 – Variação de tensão ao longo do ramo "L29" e ramos próximos - Com geração distribuída

A partir da análise dos dados obtidos verifica-se uma menor variação de tensão nos ramos ao longo da distância com geração distribuída em comparação com o mesmo sistema elétrico sem os geradores distribuídos. Assim, pode-se notar que com a geração distribuída inserida neste sistema de distribuição obteve-se uma menor variação de tensão e uma melhor qualidade de energia elétrica.

12 Correntes de falta

Serão analisadas as faltas do sistema de distribuição na configuração com geradores distribuídos e na configuração sem geração distribuída. O software OpenDSS simula as faltas a partir do comando:

```
"set mode=faultstudy"
```

Com este comando, é simulado faltas no sistema em todas as barras obtendo as correntes de faltas para todos os tipos de faltas. As faltas apresentadas pelo OpenDSS são falta trifásica, falta fase-terra em cada fase, falta fase-fase e falta fase-fase terra. Com a aplicação de faltas os transformadores do sistema continuam com a configuração original de seus enrolamentos permitindo análises mais específicas como alocação de relés e fusíveis para proteção.

12.1 Sem Geração distribuída

A tabela 10 mostra as faltas no sistema elétrico em todos os barramentos sem geração distribuída. Como o sistema elétrico é equilibrado, as faltas do tipo fase-terra possuem o mesmo módulo de corrente para as 3 fases do sistema.

Tabela 10 – Faltas sem geração distribuída

Bus	3fases[A]	fase-terra[A]	fase-fase[A]	Bus	3fases[A]	fase-terra[A]	fase-fase[A]
1A	3151	0	2728	47	361	507	313
2A	4198	4781	3636	48	359	501	311
11	2688	3253	2328	49	354	493	307
12	2154	2647	1865	50	342	475	296
13	1759	2189	1524	51	348	484	301
14	1641	2028	1421	52	336	467	291
15	1422	1768	1231	53	2757	3240	2388
16	1386	1705	1201	54	2629	3036	2276
17	1333	1626	1154	55	2275	2646	1970
18	1248	1519	1081	56	1825	2177	1580
19	1157	1428	1002	57	1945	2432	1685
20	1248	1519	1081	58	1841	2275	1594
1	2876	3447	2491	59	1747	2137	1513
2	2886	3454	2499	60	1695	2047	1468
3	2872	3444	2487	61	1599	1919	1385
4	2887	3455	2500	62	1554	1845	1346
5	2860	3435	2477	63	1471	1737	1274
6	2875	3446	2490	64	1420	1663	1229
7	2863	3437	2479	65	1304	1533	1129
8	2876	3447	2491	66	1977	2469	1712
9	2864	3437	2480	67	376	539	326
10	2885	3454	2499	68	373	532	323
21	2613	3102	2263	69	369	524	320
22	1874	2309	1623	70	367	519	318
23	1832	2221	1587	71	365	514	316
24	1753	2143	1519	72	359	503	311
25	2363	2856	2046	73	345	483	299
26	2240	2671	1940	74	343	478	297
27	2129	2508	1844	75	2627	3114	2275
28	1851	2196	1603	76	2190	2625	1897
29	1792	2100	1552	77	1853	2243	1605
30	1567	1855	1357	78	1450	1798	1255
31	1334	1605	1155	79	1382	1701	1197
32	1212	1464	1049	80	1291	1585	1118
33	1185	1438	1026	81	1228	1501	1064
34	1102	1338	955	82	1210	1462	1048
35	2584	3074	2238	83	401	575	347
36	2305	2735	1996	84	397	568	344
37	1833	2224	1587	85	391	557	339
38	1727	2079	1496	86	385	546	334
39	1561	1882	1352	87	1934	2418	1675
40	2316	2810	2005	88	1651	2074	1430
41	2042	2477	1768	89	1565	1947	1355
42	1818	2206	1574	90	1429	1775	1238
43	1779	2125	1540	91	1315	1629	1138
44	1559	1876	1350	92	1243	1532	1076
45	1501	1789	1300	93	1046	1310	906
46	364	512	315				

Percebe-se que a corrente de falta do barramento originário da subestação de distribuição "1a" apresenta um alto valor de corrente de falta, isto porque esta barra apresenta uma elevada potência que é fornecida ao sistema. A barra "2a" é após o transformador abaixador de tensão da subestação, essa barra é ligada a várias outras barras cargas e possui um alto fluxo de potência, apresentando o maior valor de corrente de falta do sistema de distribuição.

12.2 Com Geração distribuída

Com a simulação de faltas no sistema inserindo as fontes geradoras distribuídas pode-se comparar qual sistema gera as maiores correntes de faltas e necessita de elementos de proteção de maior escala de potência, e consequentemente, com maior valor financeiro em comparação com elementos de menor intensidade. A tabela 11 mostra as correntes de faltas nas barras do sistema.

Tabela 11 – Faltas com geração distribuída

Bus	3fases[A]	fase-terra[A]	fase-fase[A]	Bus	3fases[A]	fase-terra[A]	fase-fase[A]
1A	3804	0	3295	39	2087	2458	1807
2A	7087	7324	6137	40	3287	3849	2846
4A1	106305	128183	91627	41	2831	3330	2451
5A1	98006	120429	84496	42	2475	2923	2143
4A	4990	5390	4322	43	2414	2804	2090
5A	4353	4768	3770	44	2080	2445	1801
31	4041	4519	3499	45	1993	2321	1726
58	4367	4868	3782	46	444	624	384
77	4383	4851	3795	47	441	617	382
22	4228	4694	3661	48	438	611	379
17	3794	4247	3286	49	432	600	374
11	4505	5097	3901	50	417	578	361
12	3898	4464	3376	51	424	590	367
13	3624	4158	3138	52	409	568	354
14	3596	4090	3114	53	4087	4562	3539
15	3681	4143	3187	54	3852	4226	3336
16	3721	4171	3222	55	3232	3605	2799
18	3307	3725	2864	56	2498	2893	2164
19	2850	3324	2468	57	4316	4865	3738
20	3307	3725	2864	59	3952	4376	3423
1	5029	5556	4355	60	3739	4079	3238
2	4749	5305	4113	61	3373	3681	2921
3	4293	4898	3718	62	3214	3464	2784
4	4313	4910	3735	63	2935	3167	2542
5	4279	4889	3705	64	2774	2972	2402
6	4932	5477	4271	65	2435	2650	2109
7	4282	4892	3708	66	2736	3327	2369
8	4941	5480	4279	67	459	657	397
9	4283	4892	3709	68	455	648	394
10	4311	4909	3733	69	450	638	389
21	4722	5169	4089	70	447	631	387
23	4062	4415	3518	71	445	626	385
24	3766	4176	3261	72	437	612	378
25	4110	4638	3560	73	420	587	364
26	3990	4458	3455	74	417	581	361
27	3893	4330	3372	75	4674	5146	4048
28	3724	4168	3225	76	4361	4838	3777
29	3705	4153	3209	78	2835	3367	2455
30	3718	4190	3220	79	2627	3098	2275
32	3259	3729	2822	80	2367	2794	2049
33	3109	3597	2692	81	2197	2585	1903
34	2694	3141	2333	82	2150	2494	1862
35	3765	4282	3261	83	489	702	423
36	3276	3739	2837	84	484	692	420
37	2504	2956	2168	85	477	678	413
38	2338	2742	2025	86	470	665	407

Bus	3 fases[A]	fase-terra[A]	fase-fase[A]
87	2656	3239	2300
88	2215	2726	1918
89	2084	2543	1804
90	1884	2298	1631
91	1718	2095	1488
92	1615	1961	1399
93	1341	1659	1161

Pela análise da tabela, pode-se destacar que as barras das fontes geradoras que são "4A1" e "5A1" são as que apresentam as maiores correntes de falta. A queda de corrente de falta nas barras localizadas após os transformadores dos geradores se deve a limitação de potência que os transformadores podem transmitir, além de uma elevação de tensão, já que tais transformadores após os geradores distribuídos são elevadores de tensão.

Em geral, pode-se destacar que as correntes de falta no sistema de distribuição que não apresenta geradores distribuídos são menores em comparação ao sistema com geração distribuída. Pode-se caracterizar isto pelo sistema de distribuição com geração distribuída apresentar uma maior injeção de potência devido aos geradores distribuídos espalhados pelo sistema.

13 Perdas no sistema

Outro importante parâmetro que o OpenDSS apresenta são as perdas nos elementos passivos presentes no sistema. Assim, é possível fazer dimensionamento de equipamentos, como bancos de capacitores, para minimizar as perdas técnicas de energia a partir dos valores mais altos de perdas encontrados nos elementos. A instalação de bancos de capacitores pode ser otimizada para se ter um valor minimizado de perdas, e assim, se ter um menor gasto financeiro pelas empresas de distribuição de energia elétrica com perdas de energia.

Segundo (RESENDE, 2013) aponta que no ano de 2012, as perdas na distribuição no Brasil ficaram em 16,5% , percentual menor do que as registradas no ano de 2011, que chegaram aos 17%. Essa carga que totaliza cerca de 25 TWh de energia perdida em 2012 seria suficiente para atender o estado do Paraná inteiro durante 1 ano. Assim, se torna fator de grande importância a minimização das perdas técnicas de energia, já que isto gera prejuízo às empresas distribuidoras e este prejuízo acaba sendo repassado aos consumidores com aumento das tarifas cobradas pela energia.

13.1 Sem Geração distribuída

Após as simulações em OpenDSS, obteve-se: Perdas nas linhas=481,3 kW, perdas dos transformadores=231,9 kW, perdas totais=713,3 kW, porcentagem de perdas do sistema=4,74% (potência total das cargas=15039,2 kW). A tabela 12 mostra as perdas dos elementos passivos sem geradores distribuídos.

Tabela 12 – Perdas nos elementos - Sem geração distribuída

Element	Total(W)	Total(Var)	Element	Total(W)	Total(Var)
Transformer.T1	231922.5	4731226	Line.L51	3.875.334	7.117.739
Line.L19	14344.11	48784.89	Line.L52	1.947.964	3.916.463
Line.L20	15466.4	31670.77	Line.L53	8.745.695	9.645.803
Line.L21	16455.24	33703.84	Line.L54	5.479.259	11170.33
Line.L22	5.287.573	10773.55	Line.L55	259.944	-2.545.733
Line.L23	9384.92	19188.57	Line.L56	232.189	-3.111.715
Line.L24	1.511.855	3.022.831	Line.L57	0.6423109	-7.745.341
Line.L25	4.661.512	1.506.991	Line.L58	0.4288411	-7.788.223
Line.L26	5.787.611	3.764.594	Line.L59	7.928.606	8.411.315
Line.L27	1.428.511	2.122.079	Line.L60	2.913.816	-7.261.649
Line.L28	7.014.533	6.284.855	Line.L61	4.272.771	3.356.076
Line.L101	21694.38	20661.78	Line.L62	3.455.658	6.180.805
Line.L102	37638.72	35914.93	Line.L63	1.091.453	2.150.065
Line.L103	15221.08	14469.04	Line.L64	7.114.352	5.528.626
Line.L104	39111.95	37324.29	Line.L65	11375.68	38672.95
Line.L105	3.850.193	3.590.819	Line.L66	3.066.451	6.209.971
Line.L106	20503.15	19522.17	Line.L67A	3.066.618	6.210.902
Line.L107	5285.56	4.964.028	Line.L67	1840.07	3.692.736
Line.L108	21016.05	20012.86	Line.L68	3.120.338	6.322.181
Line.L109	5.827.308	5.482.311	Line.L69	6.905.209	1.333.134
Line.L110	36496.19	34821.93	Line.L70	6.886.327	1.329.508
Line.L29	3.893.322	7.904.983	Line.L71	1.475.119	2.185.529
Line.L30	16872.01	34310.18	Line.L72	2.695.447	-2.891.725
Line.L31	1.190.703	1.584.266	Line.L73	2.737.268	9.236.271
Line.L32	2.639.215	4.559.276	Line.L74	6.483.146	133045.5
Line.L33	9.745.249	33117.88	Line.L75	6.072.702	1.173.561
Line.L34	4503.29	9.160.394	Line.L76	158.92	4.682.544
Line.L35	3.844.155	7.807.536	Line.L77	1.542.388	2.435.845
Line.L36	8.301.055	16960.57	Line.L78	9.844.043	129.085
Line.L37	1.226.999	2.435.372	Line.L79	3.766.198	7.004.614
Line.L38	9.027.308	1.769.927	Line.L80	4.854.284	9.242.232
Line.L39	4.755.335	8.931.925	Line.L81	1.174.597	-3.232.657
Line.L40	1.987.179	-7.897.374	Line.L82	2.332.063	7.856.519
Line.L41	9.330.586	-638.827	Line.L83	8.172.324	16692.73
Line.L42	1.484.636	-7.996.599	Line.L84	5.623.182	19073.49
Line.L43	1.970.533	6624.18	Line.L85	10122.35	34406.21
Line.L44	3.487.118	7.071.073	Line.L86	1.568.039	5.259.874
Line.L45	7572.51	15461.5	Line.L87	2.352.221	7.932.545
Line.L46	1.341.422	4.483.776	Line.L88	1.829.631	6.152.549
Line.L47	3.265.315	-1.966.353	Line.L89	6.983.605	-6.737.032
Line.L48	17547.6	35275.3	Line.L90	4.311.172	146816.6
Line.L49	11698.92	23937.3	Line.L91	4.311.611	1.395.414
Line.L50	2.503.378	5.056.079	Line.L92	7.546.086	2.497.816

Element	Total(W)	Total(Var)
Line.L93	2.242.983	3.191.905
Line.L94	20923.75	71208.7
Line.L95	10799.82	36715.59
Line.L96	3.122.425	10557.02
Line.L97	1.236.968	2.411.081
Line.L98	8.644.997	1.660.938
Line.L99	1.551.013	237.528
Line.L100	382.752	705.309

13.2 Com Geração distribuída

A partir das simulações no OpenDSS tem-se: Perdas nas linhas=856,7 kW, perdas dos transformadores=133,9 kW, perdas totais=990,6 kW, porcentagem de perdas do sistema=4,00% (potência total das cargas=24796,5 kW). A tabela 13 mostra as perdas dos elementos passivos do sistema de distribuição com geradores distribuídos.

Tabela 13 – Perdas nos elementos - Com geração distribuída

Element	Total(W)	Total(Var)	Element	Total(W)	Total(Var)
Transformer.T1	41666.96	850014.6	Line.L46	2.111.702	7.065.532
Transformer.T2	53274.17	817768.2	Line.L47	5.140.377	-2.391.439
Transformer.T3	38973.02	598245.5	Line.L48	27624.33	55539.29
Line.L7	48416.34	46168.62	Line.L49	18417.02	37690.29
Line.L8	64732.67	61777.59	Line.L50	3.940.862	7.966.317
Line.L9	67373.26	64303.69	Line.L51	6.100.592	1.127.409
Line.L10	105222.5	100507.5	Line.L52	3.066.544	6.172.325
Line.L11	92158.29	88009.85	Line.L53	1.376.748	1.587.338
Line.L19	1.394.821	4.612.948	Line.L54	8.625.639	17591.53
Line.L20	1.503.528	2.946.396	Line.L55	4.092.157	-3.336.123
Line.L21	2.086.094	4.141.485	Line.L56	3.655.197	-4.227.348
Line.L22	1.452.986	2.840.458	Line.L57	1.011.218	-1.152.184
Line.L23	5.660.649	11479.3	Line.L58	0.6751143	-115.894
Line.L24	1.351.131	2.628.793	Line.L59	1.248.106	139.113
Line.L25	3.861.967	13012.93	Line.L60	4.586.932	-1.076.118
Line.L26	1.129.975	8.526.491	Line.L61	6.726.422	5.355.736
Line.L27	2.789.031	4.260.753	Line.L62	5.440.059	9.802.471
Line.L28	1.369.521	1.344.701	Line.L63	1718.21	3.391.942
Line.L101	15801.55	14975.5	Line.L64	1.119.975	942.413
Line.L102	2985.78	2.717.631	Line.L65	3234.36	10878.74
Line.L103	23961.53	22784.89	Line.L66	8.716.169	1.646.195
Line.L104	61572.13	58765.11	Line.L67A	5.444.641	11036.88
Line.L105	6.061.201	5.660.149	Line.L67	3.266.955	6.565.949
Line.L106	5.831.135	5.438.304	Line.L68	5.539.996	11234.34
Line.L107	8.317.155	7.818.406	Line.L69	1.225.982	2.376.527
Line.L108	5.463.761	5.086.865	Line.L70	1222.63	2.370.077
Line.L109	9.169.698	8.634.022	Line.L71	2.618.992	3.976.234
Line.L110	57451.8	54823.41	Line.L72	478.561	-4.175.119
Line.L29	2.835.394	5.679.783	Line.L73	4.307.247	14540.94
Line.L30	12285.73	24902.93	Line.L74	10201.57	209360.9
Line.L31	2.166.561	2.985.598	Line.L75	9.555.694	1853.12
Line.L32	4.802.224	8.398.786	Line.L76	2.500.705	743.284
Line.L33	7.730.086	2.495.852	Line.L77	242.703	3.897.444
Line.L34	3.571.822	5.954.795	Line.L78	1.549.006	2.095.685
Line.L35	1.858.704	2.437.573	Line.L79	5.926.263	1.108.644
Line.L36	4.410.603	767.585	Line.L80	7.638.398	1.460.725
Line.L37	3.949.959	6.726.781	Line.L81	1.848.265	-4.445.252
Line.L38	9.360.643	19081.76	Line.L82	6.061.161	1.924.328
Line.L39	17466.79	35724.13	Line.L83	2.123.421	4.218.509
Line.L40	3.720.688	-1.370.461	Line.L84	1.628.465	5.405.789
Line.L41	1.747.023	-1.087.909	Line.L85	18030.76	61296.88
Line.L42	2.779.707	-1.389.066	Line.L86	2.793.099	9.378.849
Line.L43	3.102.073	10435.17	Line.L87	4189.93	14139.53
Line.L44	5.489.525	11138.65	Line.L88	3.259.051	10968.81
Line.L45	11920.87	24347.05	Line.L89	1.243.974	-1.105.029

Element	Total(W)	Total(var)
Line.L90	6.783.928	231032.8
Line.L91	6.784.599	2.202.251
Line.L92	1.187.422	3.936.927
Line.L93	3.529.475	1.147.708
Line.L94	32937.85	112102.7
Line.L95	17000.88	57803.96
Line.L96	4.915.245	16625.47
Line.L97	1.947.218	3.802.323
Line.L98	1.360.882	2.621.434
Line.L99	2.441.583	3.807.124
Line.L100	6.025.209	1.117.069

Pode-se notar que as perdas com geração distribuída apresentaram um aumento de 38,87% em relação ao sistema que não apresenta geração distribuída. Uma alternativa para minimizar as perdas é a alocação de banco de capacitores no sistema elétrico para fazer a compensação reativa no sistema. Com o uso de capacitores automáticos ou semiautomáticos é possível fazer o controle da potência reativa no sistema a partir da demanda de carga, tornando o sistema de distribuição mais eficiente e com muito menos perdas técnicas.

O gráfico da figura 17 faz um comparativo com as perdas das linhas, transformadores e total do sistema de distribuição com e sem geração distribuída. Nota-se que em valor total o sistema com geração distribuída apresenta maior valor de perdas.

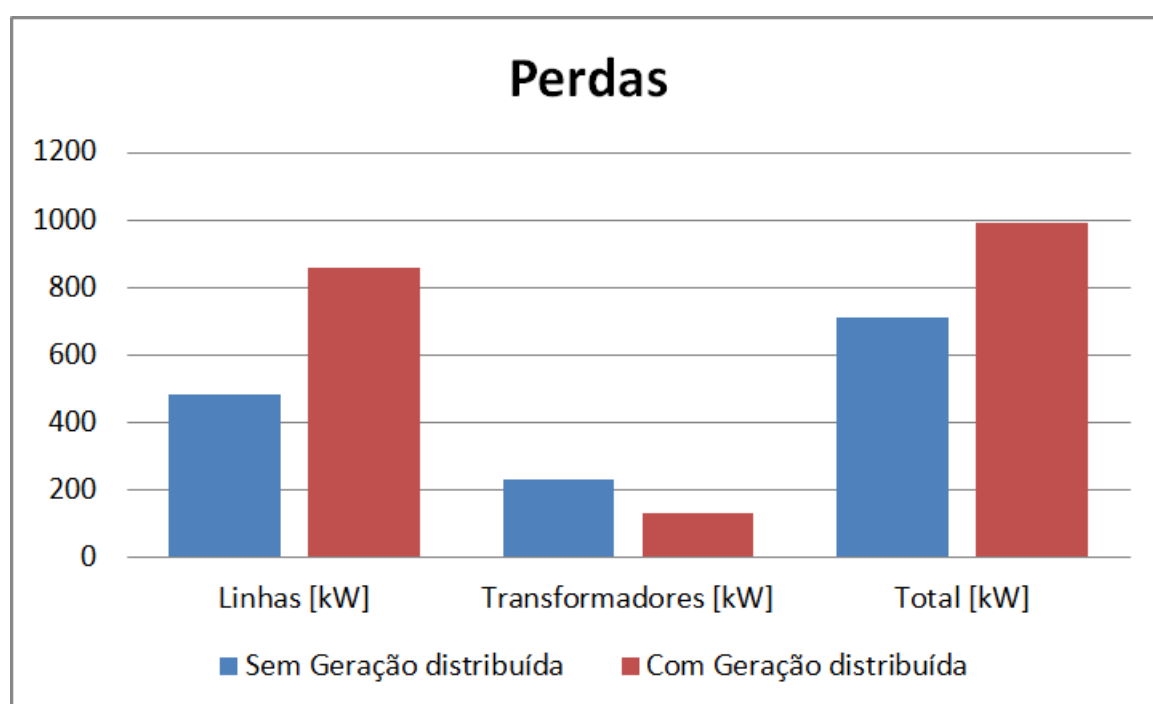


Figura 17 – Comparativo de perdas do sistema com e sem geração distribuída

O gráfico da figura 18 faz um comparativo da porcentagem de perdas de cada sistema em relação a potência total das cargas.

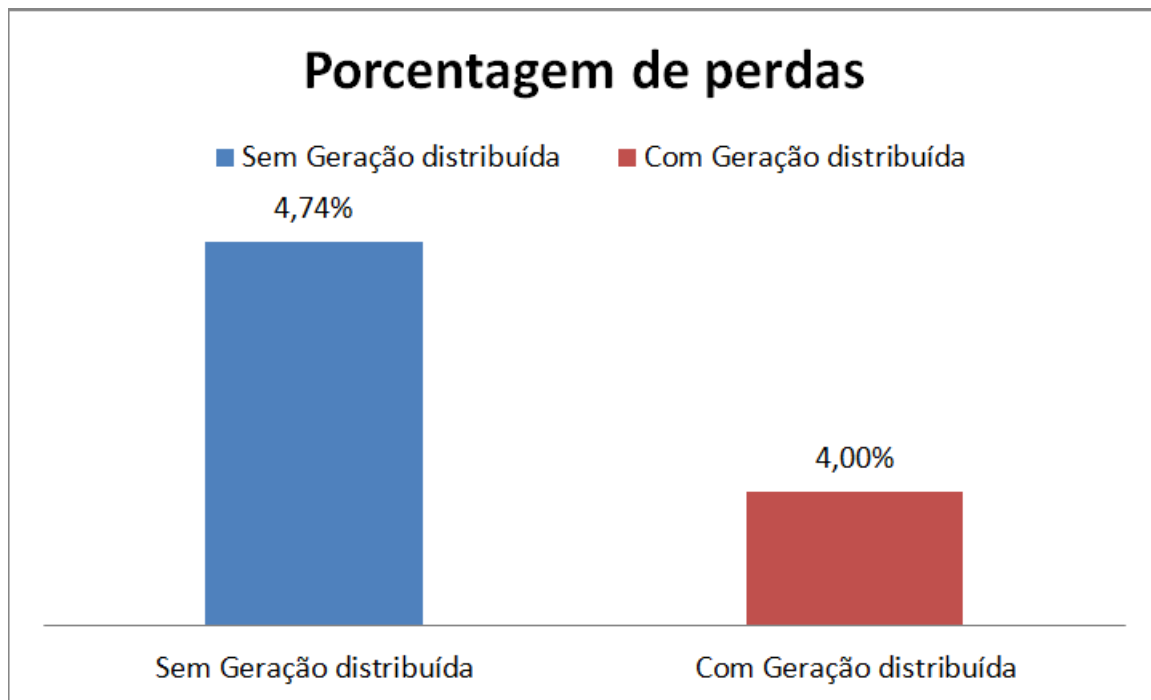


Figura 18 – Porcentagem de perdas do sistema com e sem geração distribuída

14 Bancos de Capacitores

Com o objetivo de garantir uma menor variação de tensão ao longo dos ramos, e assim, uma melhor qualidade de energia e entrega para as cargas, foram alocados bancos de capacitores em alguns barramentos do sistema. A extensão de algumas linhas do sistema, o crescimento de cargas em médio e longo prazo, e perdas provenientes de equipamentos do sistema de distribuição, tais fatores geram variação de tensão nos barramentos fazendo necessidade de uso de capacitores para controlar o perfil de tensão dos ramos.

O alto nível de potência reativa indutiva demandada nos sistemas de distribuição causa problemas no sistema de distribuição e no sistema de transmissão, ou seja, aumento das perdas e da queda de tensão, causando dificuldades no controle da tensão. Sendo assim, torna-se necessário instalar bancos de capacitores que visam não só a redução das perdas e melhoria nos perfis de tensão, mas também algumas outras vantagens, tais como: o controle do fluxo de potência, a melhoria da estabilidade do sistema, a correção de fator de potência, a compensação da energia reativa produzida por cargas indutivas e pelas reatâncias das linhas (DIREITO, 2010).

Os barramentos que foram alocados os bancos de capacitores foram selecionados a partir dos valores de tensão analisados. Assim, os barramentos com maior queda de tensão receberam a conexão de capacitores para regular a tensão. Foram adicionados 11 bancos de capacitores no sistema de distribuição, o aumento em excesso de bancos de capacitores além de ser inviável financeiramente pelas empresas distribuidoras de energia, faz com que diminua o fator de potência em algumas barras devido a ter em alguns pontos mais reativos capacitivos do que indutivos.

A seguir encontra-se o código utilizado no OpenDSS para alocação dos capacitores nos barramentos do sistema. Foi feita simulação do sistema com geradores distribuídos para a colocação de bancos de capacitores. Tais capacitores são fixos e contínuos ligados aos barramentos.

```
//Banco de capacitor  
  
new capacitor.C1 bus1=2a phases=3 kvar=1200 kv=11.4  
new capacitor.C2 bus1=22 phases=3 kvar=600 kv=11.4  
new capacitor.C3 bus1=14 phases=3 kvar=600 kv=11.4  
new capacitor.C4 bus1=31 phases=3 kvar=1200 kv=11.4  
new capacitor.C5 bus1=48 phases=3 kvar=800 kv=11.4  
new capacitor.C6 bus1=66 phases=3 kvar=800 kv=11.4  
new capacitor.C7 bus1=4 phases=3 kvar=600 kv=11.4  
new capacitor.C8 bus1=88 phases=3 kvar=600 kv=11.4  
new capacitor.C9 bus1=91 phases=3 kvar=600 kv=11.4  
new capacitor.C10 bus1=11 phases=3 kvar=1200 kv=11.4  
new capacitor.C11 bus1=1 phases=3 kvar=600 kv=11.4
```

Figura 19 – Código do OpenDSS de alocação de bancos de capacitores

14.1 Fluxo de potência

A tabela 14 mostra o fluxo de potência a partir da simulação do sistema com geração distribuída e bancos de capacitores.

Tabela 14 – Fluxo de Potência com bancos de capacitores

Element	P [kW]	Q [kVar]	Element	P [kW]	Q [kVar]
Vsource.source	-3391.92	-1247.59	Line.l46	602.662	429.841
Transformer.t1	3391.92	1247.59	Line.l47	601.512	360.715
Transformer.t2	-2787.12	-2046	Line.l48	1074.26	650.818
Transformer.t3	-2790.06	-1301.84	Line.l49	1065.82	633.867
Line.l7	832.948	435.999	Line.l50	522.995	144.852
Line.l8	989.427	775.688	Line.l51	462.593	981.679
Line.l9	964.742	834.317	Line.l52	403.183	682.475
Line.l10	1457.09	606.085	Line.l53	166.717	-110.118
Line.l11	1332.96	695.752	Line.l54	137.195	-127.874
Line.l19	-182.055	-397.314	Line.l55	104.913	-157.231
Line.l20	-183.029	-431.246	Line.l56	985.162	-160.439
Line.l21	-216.312	-600.135	Line.l57	127.225	626.642
Line.l22	-316.324	-127.062	Line.l58	636.067	313.283
Line.l23	-433.255	-304.136	Line.l59	793.944	603.148
Line.l24	-507.601	-657.736	Line.l60	158.646	947.369
Line.l25	-874.534	-332.93	Line.l61	327.121	277.166
Line.l26	100.04	666.953	Line.l62	326.883	276.977
Line.l27	100.096	768.118	Line.l63	317.131	270.257
Line.l28	100.048	867.123	Line.l64	632.277	474.245
Line.l101	-523.066	-298.355	Line.l65	-956.025	-169.326
Line.l102	331.336	691.844	Line.l66	-958.421	-170.093
Line.l103	695.279	503.287	Line.l67a	876.31	589.098
Line.l104	1090.77	496.872	Line.l67	874.424	585.275
Line.l105	329.263	279.166	Line.l68	808.076	530.828
Line.l106	-951.704	-168.961	Line.l69	547.432	332.894
Line.l107	378.325	111.89	Line.l70	385.738	235.31
Line.l108	-110.888	-147.372	Line.l71	224.658	122.03
Line.l109	381.37	369.408	Line.l72	641.348	256.328
Line.l110	1082.74	495.703	Line.l73	376.536	110.228
Line.l29	-527.233	-123.044	Line.l74	375.61	337.043
Line.l30	-527.826	-124.213	Line.l75	364.3	256.781
Line.l31	266.744	200.102	Line.l76	211.501	149.397
Line.l32	233.5	166.954	Line.l77	211.411	149.13
Line.l33	330.019	679.735	Line.l78	206.26	146.458
Line.l34	329.679	668.602	Line.l79	201.145	143.853
Line.l35	233.579	186.144	Line.l80	150.523	110.689
Line.l36	737.276	-933.366	Line.l81	751.119	500.543
Line.l37	-150.25	-221.363	Line.l82	-111.279	-147.697
Line.l38	-534.697	-541.777	Line.l83	-111.322	-147.796
Line.l39	-634.929	-644.721	Line.l84	-127.889	-157.907
Line.l40	166.679	66.191	Line.l85	819.01	659.122
Line.l41	333.403	991.406	Line.l86	685.618	523.456
Line.l42	166.676	328.513	Line.l87	684.651	520.207
Line.l43	686.812	495.236	Line.l88	683.199	515.308
Line.l44	670.071	482.162	Line.l89	61.997	464.561
Line.l45	637.152	459.639	Line.l90	378.13	366.357

Element	P [kW]	Q [kVar]	Element	P [kW]	Q [kVar]
Line.l91	375.733	284.728	Load.load24	166.668	333.284
Line.l92	375.493	283.949	Load.load25	156.452	93.866
Line.l93	749.771	449.829	Load.load26	309.791	185.864
Line.l94	1066.44	480.161	Load.load27	302.782	211.936
Line.l95	1057.1	448.372	Load.load28	541.773	391.26
Line.l96	934.46	486.494	Load.load29	601.337	360.782
Line.l97	348.331	101.279	Load.load30	0	0
Line.l98	289.633	595.777	Load.load31	537.216	477.501
Line.l99	144.282	112.759	Load.load32	593.065	444.775
Line.l100	115.25	103.936	Load.load33	592.437	29.62
Capacitor.c1	0	-351.924	Load.load34	235.655	176.732
Capacitor.c2	1,46E-09	-182.292	Load.load35	294.623	176.764
Capacitor.c3	0	-180.486	Load.load36	317.791	190.664
Capacitor.c4	0	-361.402	Load.load37	635.888	317.924
Capacitor.c5	0	-230.23	Load.load38	636.214	318.087
Capacitor.c6	1,46E-09	-229.924	Load.load39	636.142	318.051
Capacitor.c7	0	-169.692	Load.load40	636.045	318.003
Capacitor.c8	0	-160.542	Load.load41	634.786	507.802
Capacitor.c9	0	-158.221	Load.load42	158.629	95.172
Capacitor.c10	0	-357.459	Load.load43	0	0
Capacitor.c11	0	-179.248	Load.load44	956.016	63.731
Generator.g1	-2799.93	1665.44	Load.load45	253.301	221.627
Generator.g2	-2799.92	2454.42	Load.load46	631.891	473.894
Load.load1	0	0	Load.load47	0	0
Load.load2	330.915	165.446	Load.load48	0	0
Load.load3	997.077	664.675	Load.load49	0	0
Load.load4	116.659	833.226	Load.load50	652.173	521.707
Load.load5	733.348	333.312	Load.load51	258.731	194.036
Load.load6	366.678	266.656	Load.load52	161.272	967.566
Load.load7	133.338	106.663	Load.load53	160.66	112.455
Load.load8	100.003	666.638	Load.load54	160.436	96.255
Load.load9	100.003	766.639	Load.load55	641.189	256.454
Load.load10	100.003	866.639	Load.load56	0	0
Load.load11	0	0	Load.load57	764.788	50.983
Load.load12	400.011	266.655	Load.load58	152.458	106.715
Load.load13	266.675	199.993	Load.load59	0	0
Load.load14	233.34	166.66	Load.load60	506.423	253.195
Load.load15	0	0	Load.load61	505.949	252.958
Load.load16	959.428	479.682	Load.load62	504.096	327.644
Load.load17	159.778	111.838	Load.load63	751.386	601.077
Load.load18	223.922	127.947	Load.load64	751.064	500.681
Load.load19	384.381	320.299	Load.load65	0	0
Load.load20	976.136	97.608	Load.load66	164.149	984.835
Load.load21	133.337	116.663	Load.load67	0	0
Load.load22	166.668	666.617	Load.load68	127.149	114.427
Load.load23	166.668	666.617	Load.load69	0	0

Element	P [kW]	Q [kVar]
Load.load70	0	0
Load.load71	620.086	465.036
Load.load72	61.994	464.926
Load.load73	0	0
Load.load74	0	0
Load.load75	300.102	237.568
Load.load76	749.656	449.767
Load.load77	0	0
Load.load78	117.817	106.03
Load.load79	584.586	379.96
Load.load80	581.999	407.378
Load.load81	145.02	104.409
Load.load82	28.942	868.181
Load.load83	115.031	103.522

14.2 Variação de tensão

A tabela 15 mostra os valores de tensão dos barramentos do sistema com geração distribuída e bancos de capacitores. Nota-se que houve uma grande melhora nos valores de tensão em pu em comparação com o sistema original sem bancos de capacitores.

Tabela 15 – Tensão nos barramentos com bancos de capacitores

Bus	pu	Bus	pu	Bus	pu
1A	0.96522	36	0.91759	81	0.91794
2A	0.93798	37	0.90771	82	0.91784
4A1	1	38	0.90515	83	0.83273
5A1	1	39	0.9047	84	0.83153
4A	0.96364	40	0.9094	85	0.82941
5A	0.97577	41	0.90154	86	0.8291
31	0.95053	42	0.8988	87	0.90443
58	0.94547	43	0.89835	88	0.89594
77	0.94514	44	0.89598	89	0.8927
22	0.9547	45	0.89606	90	0.89083
17	0.95509	46	0.92873	91	0.88944
11	0.94533	47	0.92895	92	0.88855
12	0.94672	48	0.92917	93	0.88586
13	0.94868	49	0.92912		
14	0.94996	50	0.92906		
15	0.9525	51	0.92818		
16	0.95311	52	0.928		
18	0.95448	53	0.93083		
19	0.95362	54	0.92995		
20	0.95438	55	0.92712		
1	0.9467	56	0.92617		
2	0.9337	57	0.94476		
3	0.9253	59	0.94214		
4	0.92112	60	0.94014		
5	0.93155	61	0.93648		
6	0.94075	62	0.93529		
7	0.93275	63	0.9336		
8	0.9407	64	0.93299		
9	0.93006	65	0.93261		
10	0.92122	66	0.92855		
21	0.94819	67	0.83694		
23	0.95427	68	0.83565		
24	0.95361	69	0.83484		
25	0.93213	70	0.83428		
26	0.93152	71	0.83391		
27	0.93117	72	0.83247		
28	0.93163	73	0.83		
29	0.93222	74	0.82984		
30	0.93917	75	0.94143		
32	0.95041	76	0.94316		
33	0.95027	78	0.92884		
34	0.9502	79	0.92586		
35	0.92194	80	0.9214		

Para uma melhor visualização da tensão, abaixo encontram-se gráficos do perfil de

tensão ao longo de alguns ramos do sistema. O eixo y mostra o valor da tensão em pu do ramo, e no eixo x indica a distância do ramo em km.

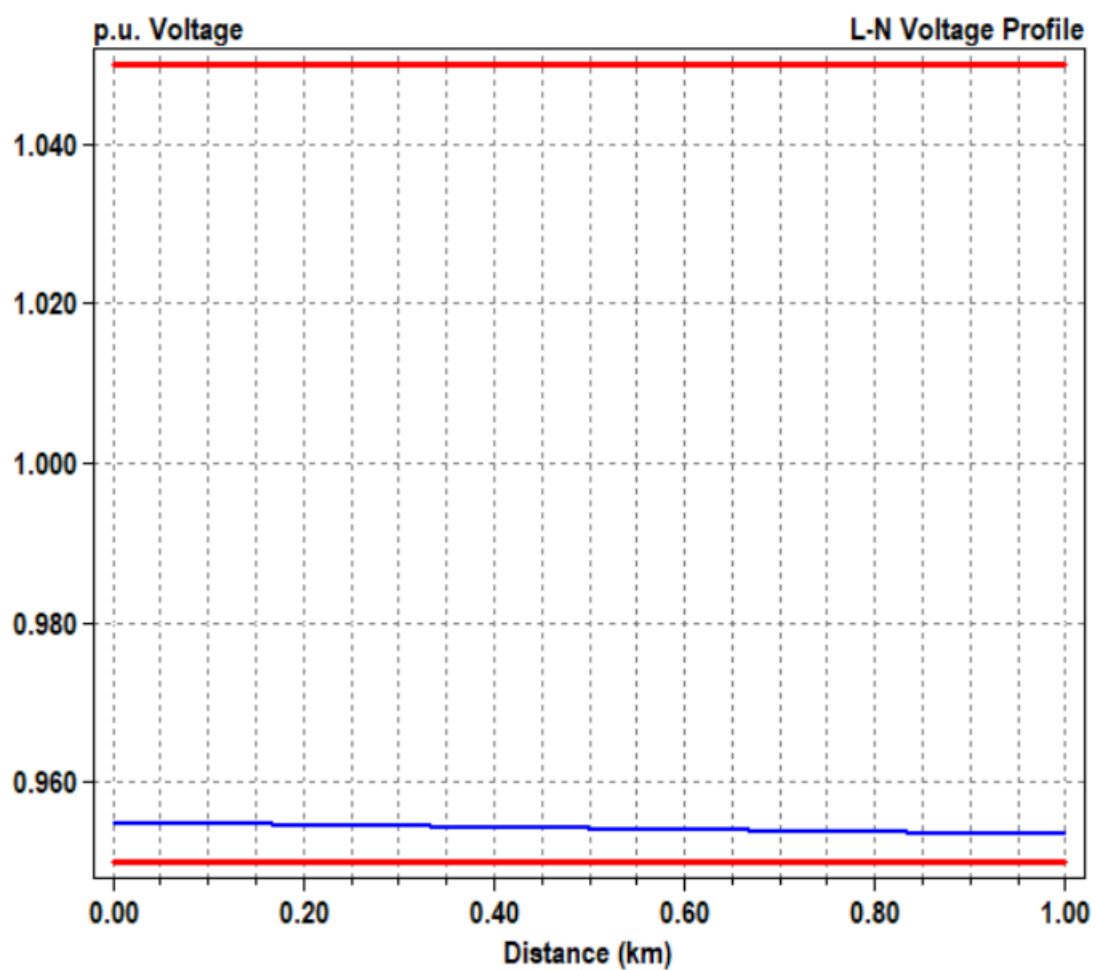


Figura 20 – Variação de tensão ao longo do ramo "L27" com bancos de capacitores

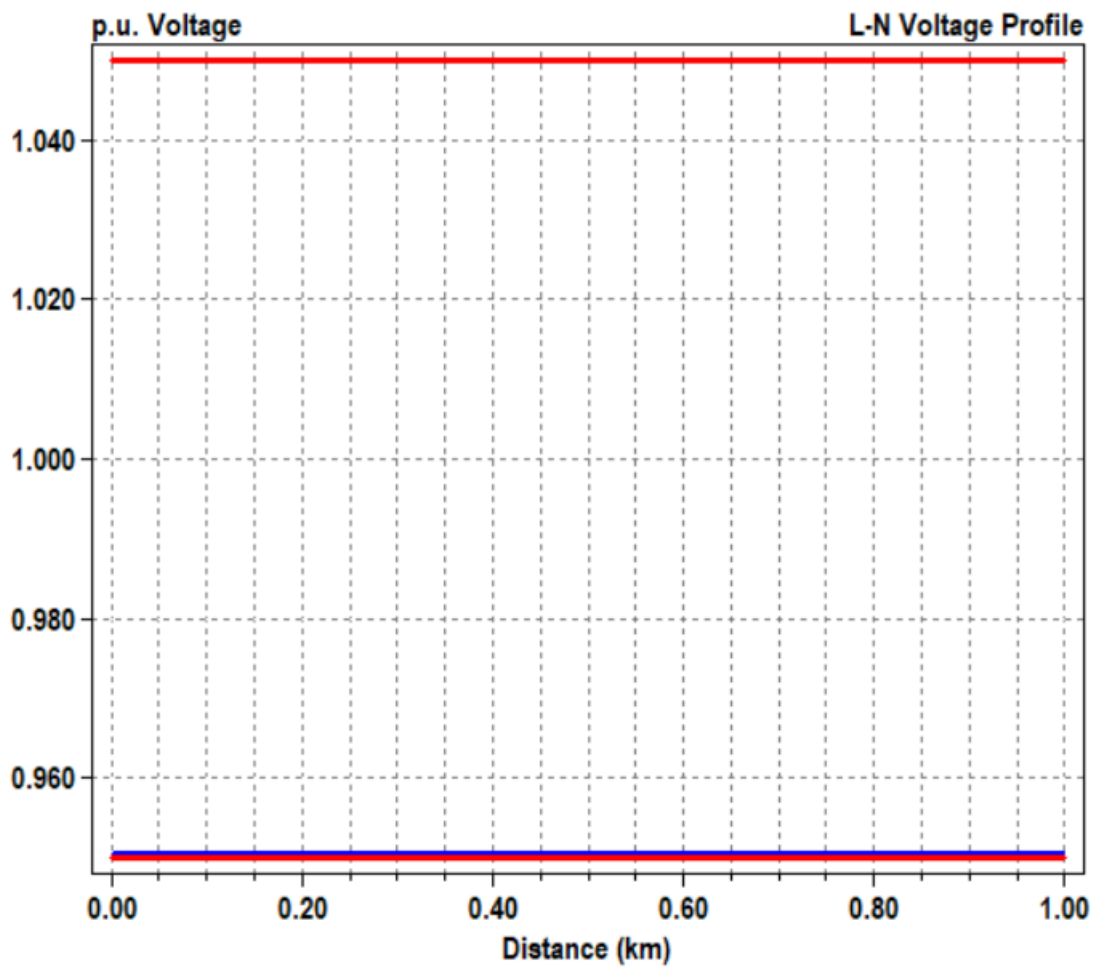


Figura 21 – Variação de tensão ao longo do ramo "L40" com bancos de capacitores

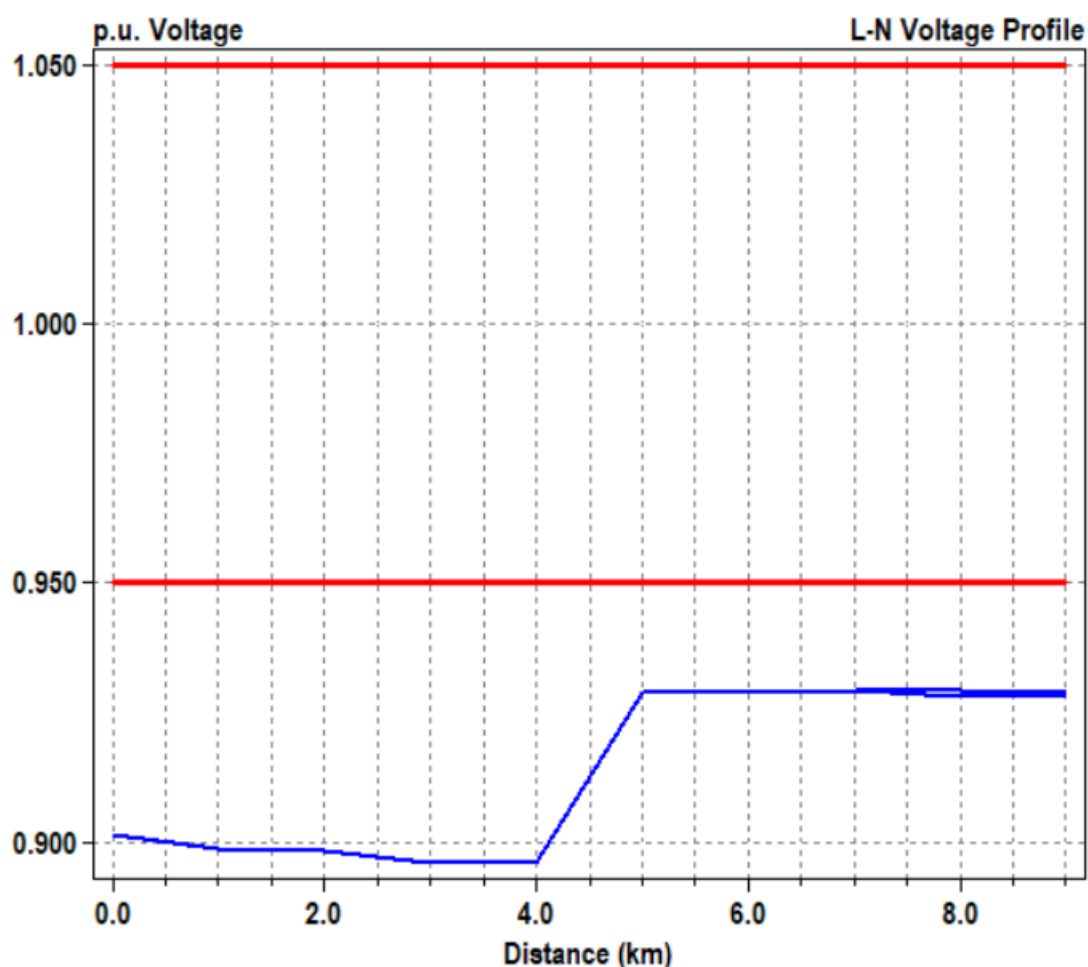


Figura 22 – Variação de tensão ao longo do ramo "L50" com bancos de capacitores

14.3 Perdas

Uma das principais aplicações de bancos de capacitores em redes de distribuição é a diminuição das perdas dos equipamentos do sistema. A partir da simulação em OpenDSS tem: Perdas nas linhas=700,4 kW, perdas dos transformadores=110,5 kW, perdas totais=811,0 kW, porcentagem de perdas do sistema=3,10% (potência total das cargas=26.165,2 kW). Nota-se uma expressiva diminuição das perdas do sistema em comparação ao sistema sem bancos de capacitores, o sistema sem bancos de capacitores apresentava perdas totais=990,6 kW, porcentagem de perdas do sistema=4,00%. A tabela 16 mostra as perdas dos elementos passivos do sistema de distribuição com bancos de capacitores.

Tabela 16 – Perdas nos elementos do sistema com bancos de capacitores

Element	Total(W)	Total(var)	Element	Total(W)	Total(var)
Transformer.T1	42059.74	858027.8	Line.L46	2.238.451	7.490.451
Transformer.T2	38620.05	592827.4	Line.L47	5.448.917	-2.452.069
Transformer.T3	29867.13	458470.3	Line.L48	25302.76	50852.27
Line.L7	28873.03	27467.95	Line.L49	16869.14	34503.11
Line.L8	51633.1	49241.51	Line.L50	3.287.265	6.615.206
Line.L9	53140.83	50683.89	Line.L51	5.022.845	8.969.076
Line.L10	79340.09	75743.18	Line.L52	2.443.644	4.883.785
Line.L11	72025.9	68746.21	Line.L53	1.804.316	2.367.672
Line.L19	2.922.369	9.809.992	Line.L54	1.509.973	30867.61
Line.L20	5.742.968	1.030.199	Line.L55	1.127.094	8.772.639
Line.L21	9.180.626	1.735.572	Line.L56	1.117.681	8.572.562
Line.L22	8.199.195	1.533.529	Line.L57	1.269.948	-1.412.024
Line.L23	3.034.089	6.079.576	Line.L58	0.847834	-1.420.511
Line.L24	7.858.992	1.462.567	Line.L59	1.567.378	1.781.866
Line.L25	2.703.486	9.060.241	Line.L60	5.760.326	-1.316.539
Line.L26	1.150.445	8.438.071	Line.L61	7.130.169	5.685.741
Line.L27	2.850.519	4.336.181	Line.L62	5.766.591	1.039.937
Line.L28	1.394.974	1.346.098	Line.L63	1.821.343	3.596.388
Line.L101	12500.99	11810.79	Line.L64	1.187.199	100.747
Line.L102	3.950.049	3632.81	Line.L65	7.188.096	2.301.224
Line.L103	25399.76	24153.36	Line.L66	1.936.675	2.488.881
Line.L104	49531.22	47238.65	Line.L67A	5.657.774	11469.49
Line.L105	6.425.021	6.000.754	Line.L67	3.394.841	6823.54
Line.L106	1.296.203	1.092.984	Line.L68	5756.86	11674.68
Line.L107	5.366.375	4.987.844	Line.L69	1.273.973	2.470.118
Line.L108	1.172.449	9.746.071	Line.L70	1270.49	2.463.415
Line.L109	9719.62	9.152.668	Line.L71	2.721.512	4.137.486
Line.L110	48889.39	46624.66	Line.L72	4.972.943	-4.282.563
Line.L29	1.780.161	3.505.916	Line.L73	2.778.945	9.324.722
Line.L30	7.713.708	15575.56	Line.L74	10987.46	225490.2
Line.L31	221.368	3.028.032	Line.L75	1.029.182	1.996.856
Line.L32	492.118	8.588.768	Line.L76	269.335	8.015.232
Line.L33	1.022.743	3.339.924	Line.L77	2.613.998	4.207.469
Line.L34	4.726.173	8.258.484	Line.L78	1.668.334	2.266.903
Line.L35	2.296.153	3.270.083	Line.L79	638.279	1.195.024
Line.L36	1.775.691	2.201.181	Line.L80	8.226.817	1.574.225
Line.L37	2.244.101	3.161.403	Line.L81	1.990.644	-4.690.429
Line.L38	7.862.973	16000.26	Line.L82	1.300.385	295.572
Line.L39	15158.28	30977.83	Line.L83	4.554.762	787.382
Line.L40	3.879.393	-1.425.206	Line.L84	3.904.825	1.182.041
Line.L41	1.822.975	-1.130.308	Line.L85	18739.11	63705.52
Line.L42	2.901.046	-1.444.549	Line.L86	2.902.826	9.747.856
Line.L43	3.288.268	11062.36	Line.L87	4354.53	14695.55
Line.L44	5.819.019	11808.06	Line.L88	3.387.082	11400.28
Line.L45	12636.39	25809.25	Line.L89	1.292.844	-1.142.911

Element	Total(W)	Total(var)
Line.L90	7.190.769	244889
Line.L91	7.191.478	2.335.084
Line.L92	1.258.633	4.173.788
Line.L93	3.741.141	129.246
Line.L94	28028.61	95366.09
Line.L95	14466.83	49159.39
Line.L96	4.653.731	15723.93
Line.L97	1.498.088	2.886.577
Line.L98	9.995.855	1.882.444
Line.L99	2.692.079	4.211.519
Line.L100	6.643.367	1.233.052
Capacitor.C1	1,46E-05	-1055771
Capacitor.C2	1,46E-05	-546875.5
Capacitor.C3	3,64E-06	-541459
Capacitor.C4	-1,46E-05	-1084207
Capacitor.C5	-7,28E-06	-690690
Capacitor.C6	1,09E-05	-689770.7
Capacitor.C7	0	-509075.8
Capacitor.C8	3,64E-06	-481624.5
Capacitor.C9	0	-474663.8
Capacitor.C10	0	-1072378
Capacitor.C11	0	-537742.9

Fazendo uma análise comparativa com o sistema de distribuição com geração distribuída que apresenta bancos de capacitores e sem bancos de capacitores, pode-se avaliar a diminuição de perdas devido a compensação reativa pelos capacitores no sistema. O gráfico da figura 23 faz um comparativo com as perdas das linhas, transformadores e total do sistema de distribuição com e sem bancos de capacitores.

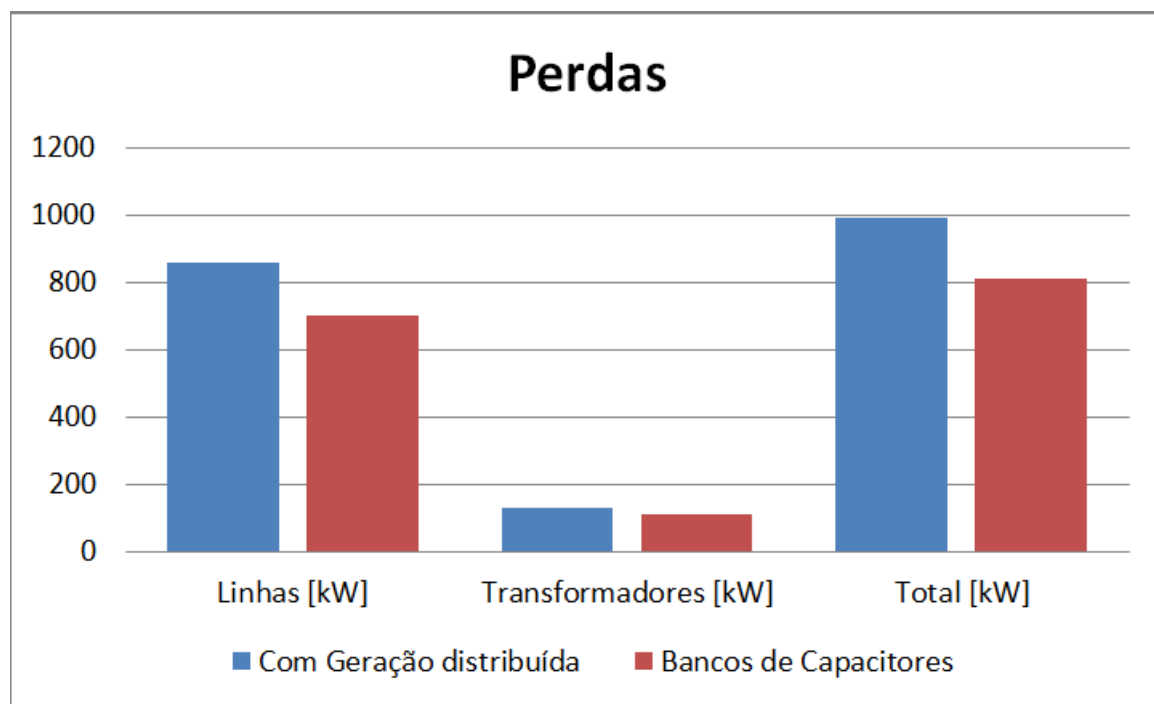


Figura 23 – Comparativo de perdas do sistema com e sem bancos de capacitores

O gráfico da figura 24 faz um comparativo da porcentagem de perdas de cada sistema em relação a potência total das cargas.

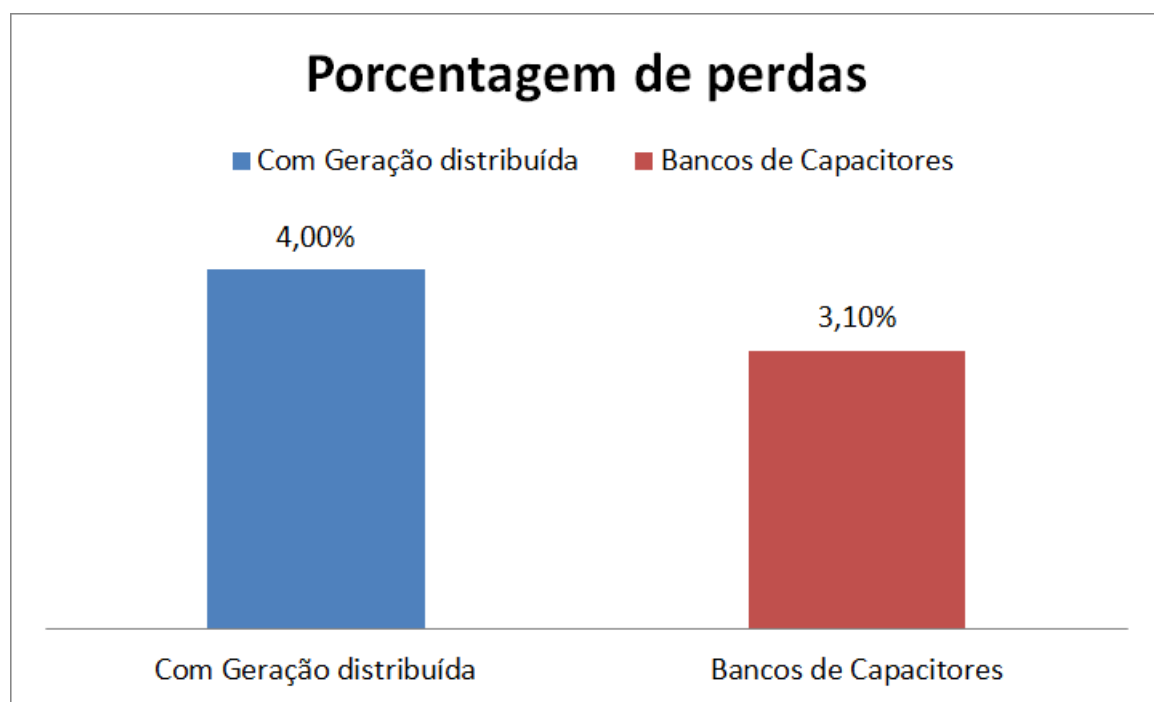


Figura 24 – Porcentagem de perdas do sistema com e sem bancos de capacitores

15 Conclusão

A partir da análise feita em um sistema de distribuição real, que foi simulado através do software OpenDSS, foi possível encontrar vários resultados de grande importância para atuação em diversas áreas da engenharia elétrica como planejamento, expansão, manutenção, qualidade e controle de uma rede de distribuição qualquer.

Verificou-se que os geradores distribuídos tiveram um grande papel no sistema de distribuição pois eles regularam os níveis de tensão dos ramos e alimentador a patamares muito mais próximos do valor nominal desejado que o sistema sem geração distribuída. O fato de não estarem definidos, inicialmente, os bancos de capacitores no sistema real empregado fizeram com que os perfis de tensão ficassem em alguns pontos do sistema na faixa de tensão de atendimento crítica. Tal problema poderia ser corrigido com o emprego de capacitores variáveis para atender a demanda da carga com seus picos e quedas em diferentes períodos do dia. Foi proposto a alocação de 11 bancos de capacitores em determinadas barras do sistema para minimizar a variação de tensão nos ramos e perdas nos equipamentos, tal proposta se mostrou satisfatória com redução de 0,90% de perdas do sistema com bancos de capacitores.

Em relação ao fluxo de potência observado nas simulações destaca-se que o sistema de distribuição com geradores distribuídos apresentou um maior fator de potência por conseguir distribuir melhor a potência ativa injetada pela subestação de distribuição e os geradores distribuídos a todo o sistema. Com o sistema sem geração distribuída nota-se que a subestação principal injetando potência ativa apenas não tem um controle robusto fazendo com que se tenha uma queda nos fatores de potência, de um modo geral.

Para as correntes de faltas e perdas, o sistema com geração distribuída apresentou valores mais elevados em relação ao sistema sem geração distribuída. Isto se deve ao fato do sistema com geração distribuída ser mais complexo e com mais fontes de injeção de potência. Ainda, o sistema com geração distribuída ficou com maior número de ramos de ligações e transformadores para interligar os geradores distribuídos ao restante das barras, fazendo com que as perdas das linhas chegassem quase ao dobro em comparação ao mesmo sistema sem geração distribuída. O sistema com bancos de capacitores teve uma grande diminuição das perdas em relação ao mesmo sistema sem os bancos de capacitores, sendo assim, de grande importância financeira para as empresas de distribuição pela diminuição das perdas de energia elétrica.

O software OpenDSS gerou todos os gráficos, tabelas, valores e simulações mostradas neste trabalho de conclusão de curso. O software apresentou grande robustez e alta velocidade para executar o código desenvolvido. A forma de declarar os parâmetros,

os comandos para mostrar resultados e plotar gráficos são muito simples o que torna o software versátil, simples e robusto.

Referências

- ANEEL. Resolução normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010. *Agência Nacional de energia elétrica*, 2010. Citado na página 14.
- ANEEL. *PRODIST Módulo 8 - Qualidade da energia elétrica*. 8. ed. [S.l.]: ANEEL, 2017. 44 p. Citado na página 65.
- BEÊ, R. T. *Alocação de Bancos de Capacitores em Sistema de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando Algoritmos Genéticos*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Paraná, 2007. Citado na página 14.
- BIÂNGULO, L. S. da S. *Avaliação da presença de curtos-circuitos na rede elétrica usando o software OpenDSS*. Universidade de Brasília - UnB. 2016. Citado na página 24.
- DIREITO, L. C. M. *Alocação ótima de bancos de capacitores em redes de distribuição de energia elétrica*. Dissertação (Mestrado) — Dissertação de mestrado em computação da Universidade Federal Fluminense, 2010. Citado na página 87.
- DUGAN, R. C. Reference guide - the open distribution system simulator (opendss). *EPRI*, 2016. Citado 3 vezes nas páginas 21, 25 e 26.
- FARIAS, G. C. *Máquinas Elétricas*. [S.l.]: Sistema FIEMG - SENAI, 2005. Citado na página 39.
- PEREIRA JÚNIOR, B. R. *Alocação Otimizada de Bancos de Capacitores em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Através de Metaheurísticas Multiobjetivo*. Dissertação (Mestrado) — UNESP Campus de Ilha Solteira, 2009. Citado na página 14.
- ANZANELLO JÚNIOR, J. D. *Análise de microgeração fotovoltaica em um sistema de distribuição utilizando o OpenDSS*. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Escola de Engenharia. 2016. Citado na página 22.
- SILVA JÚNIOR, S. B. *Análise de operação de sistemas de distribuição utilizando o OpenDSS*. Universidade de São Paulo. 2010. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 28.
- KAGAN, N.; OLIVEIRA, C.; ROBBA, E. *Introdução aos Sistemas de distribuição de energia elétrica*. [S.l.]: Blucher, 2005. Citado na página 13.
- OLIVEIRA, F.; CARDOSO, J. Estudo do impacto de geradores distribuídos em redes de distribuição de energia elétrica. *Congresso brasileiro de energia*, 2015. Citado na página 14.
- RESENDE, T. *Perdas na distribuição: baixa tensão, altos prejuízos*. [S.l.]: Abradee, 2013. Citado na página 81.

Apêndices

APÊNDICE A – Código do OpenDSS Sem geração distribuída

```

Clear

// Equivalente de Thevenin: elemento circuit
New object=Circuit.sist_tcc basekv=34.5 baseMVA=5.68 pu=1.00 MVAsc1=0.01297
MVAsc3=188.26 bus1=1a

//Algoritmo de convergencia e parametros
set tolerance=0.00001
set maxiterations=100000
set maxcontroliter=800

//Trafos
New Transformer.T1 Buses=[1a 2a] Conns=[Delta Wye] kVs=[34.5 11.4] kVAs=[12000
12000] XHL=8.16
!Reatancia dos transformadores em valor percentual

redirect LINECODE.dss
redirect LINES2.dss
redirect LOADS.dss

MakeBusList
set voltagebases = [34.5 11.4]
CalcVoltageBases

//Modo de faltas - apos modo padrao
!set mode=faultstudy

//Coordenadas x e y das barras
BusCoords coord.csv

New energymeter.medidor3 element=Line.L29 terminal=1
solve
!plot profile

//Ramo alimentador (3/0)
New Linecode.A1 R1=0.438 X1=0.419 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270

Ramos alimentadores
New Linecode.X11 R1=0.1944 X1=0.6624 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X12 R1=0.2096 X1=0.4304 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270

```

New Linecode.X13 R1=0.2358 X1=0.4842 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X14 R1=0.0917 X1=0.1883 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X15 R1=0.2096 X1=0.4304 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X16 R1=0.0393 X1=0.0807 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X17 R1=0.0405 X1=0.1380 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X18 R1=0.1048 X1=0.2152 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X19 R1=0.2358 X1=0.4842 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X20 R1=0.1048 X1=0.2152 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X21 R1=0.0786 X1=0.1614 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X22 R1=0.3406 X1=0.6944 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X23 R1=0.0262 X1=0.0538 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X24 R1=0.0786 X1=0.1614 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X25 R1=0.1134 X1=0.3864 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X26 R1=0.0524 X1=0.1076 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X27 R1=0.0524 X1=0.1076 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X28 R1=0.1572 X1=0.3228 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X29 R1=0.0393 X1=0.0807 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X30 R1=0.1703 X1=0.3497 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X31 R1=0.2358 X1=0.4842 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X32 R1=0.1572 X1=0.3228 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X33 R1=0.1965 X1=0.4035 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X34 R1=0.1310 X1=0.2690 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X35 R1=0.0567 X1=0.1932 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X36 R1=0.1048 X1=0.2152 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X37 R1=0.2489 X1=0.5111 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X38 R1=0.0486 X1=0.1656 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X39 R1=0.1310 X1=0.2690 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X40 R1=0.1965 X1=0.3960 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X41 R1=0.1310 X1=0.2690 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X42 R1=0.1310 X1=0.2690 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X43 R1=0.0262 X1=0.0538 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X44 R1=0.1703 X1=0.3497 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X45 R1=0.0524 X1=0.1076 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X46 R1=0.4978 X1=10.222 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X47 R1=0.0393 X1=0.0807 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X48 R1=0.0393 X1=0.0807 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X49 R1=0.0786 X1=0.1614 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X50 R1=0.2096 X1=0.4304 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X51 R1=0.1965 X1=0.4035 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270

New Linecode.X52 R1=0.2096 X1=0.4304 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X53 R1=0.0486 X1=0.0486 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X54 R1=0.0393 X1=0.0807 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X55 R1=0.1310 X1=0.2690 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X56 R1=0.2358 X1=0.4842 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X57 R1=0.2430 X1=0.8280 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X58 R1=0.0655 X1=0.1345 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X59 R1=0.0655 X1=0.1345 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X60 R1=0.0393 X1=0.0807 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X61 R1=0.0786 X1=0.1614 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X62 R1=0.0393 X1=0.0807 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X63 R1=0.0786 X1=0.1614 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X64 R1=0.0524 X1=0.1076 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X65 R1=0.1310 X1=0.2690 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X66 R1=0.2268 X1=0.7728 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X67 R1=0.5371 X1=11.029 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X68 R1=0.0524 X1=0.1076 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X69 R1=0.0405 X1=0.1380 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X70 R1=0.0393 X1=0.0807 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X71 R1=0.0262 X1=0.0538 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X72 R1=0.1048 X1=0.2152 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X73 R1=0.2358 X1=0.4842 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X74 R1=0.0243 X1=0.0828 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X75 R1=0.0486 X1=0.1656 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X76 R1=0.1703 X1=0.3497 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X77 R1=0.1215 X1=0.4140 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X78 R1=0.2187 X1=0.7452 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X79 R1=0.0486 X1=0.1656 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X80 R1=0.0729 X1=0.2484 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X81 R1=0.0567 X1=0.1932 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X82 R1=0.0262 X1=0.0528 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X83 R1=0.3240 X1=11.040 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X84 R1=0.0324 X1=0.1104 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X85 R1=0.0567 X1=0.1932 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X86 R1=0.0486 X1=0.1656 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X87 R1=0.2511 X1=0.8556 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X88 R1=0.1296 X1=0.4416 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X89 R1=0.0486 X1=0.1656 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X90 R1=0.1310 X1=0.2640 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270

New Linecode.X91 R1=0.1310 X1=0.2640 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
 New Linecode.X92 R1=0.0917 X1=0.1883 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
 New Linecode.X93 R1=0.3144 X1=0.6456 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270

//Distancia entre barramentos

New Line.L19 Bus1=2a Bus2=11 Linecode=X11 Length=1 Units=km
 New Line.L20 Bus1=11 Bus2=12 Linecode=X12 Length=1 Units=km
 New Line.L21 Bus1=12 Bus2=13 Linecode=X13 Length=1 Units=km
 New Line.L22 Bus1=13 Bus2=14 Linecode=X14 Length=1 Units=km
 New Line.L23 Bus1=14 Bus2=15 Linecode=X15 Length=1 Units=km
 New Line.L24 Bus1=15 Bus2=16 Linecode=X16 Length=1 Units=km
 New Line.L25 Bus1=16 Bus2=17 Linecode=X17 Length=1 Units=km
 New Line.L26 Bus1=17 Bus2=18 Linecode=X18 Length=1 Units=km
 New Line.L27 Bus1=17 Bus2=19 Linecode=X19 Length=1 Units=km
 New Line.L28 Bus1=17 Bus2=20 Linecode=X20 Length=1 Units=km
 New Line.L101 Bus1=2a Bus2=1 Linecode=A1 Length=1 Units=km
 New Line.L102 Bus1=2a Bus2=2 Linecode=A1 Length=1 Units=km
 New Line.L103 Bus1=2a Bus2=3 Linecode=A1 Length=1 Units=km
 New Line.L104 Bus1=2a Bus2=4 Linecode=A1 Length=1 Units=km
 New Line.L105 Bus1=2a Bus2=5 Linecode=A1 Length=1 Units=km
 New Line.L106 Bus1=2a Bus2=6 Linecode=A1 Length=1 Units=km
 New Line.L107 Bus1=2a Bus2=7 Linecode=A1 Length=1 Units=km
 New Line.L108 Bus1=2a Bus2=8 Linecode=A1 Length=1 Units=km
 New Line.L109 Bus1=2a Bus2=9 Linecode=A1 Length=1 Units=km
 New Line.L110 Bus1=2a Bus2=10 Linecode=A1 Length=1 Units=km
 New Line.L29 Bus1=1 Bus2=21 Linecode=X21 Length=1 Units=km
 New Line.L30 Bus1=21 Bus2=22 Linecode=X22 Length=1 Units=km
 New Line.L31 Bus1=22 Bus2=23 Linecode=X23 Length=1 Units=km
 New Line.L32 Bus1=22 Bus2=24 Linecode=X24 Length=1 Units=km
 New Line.L33 Bus1=2 Bus2=25 Linecode=X25 Length=1 Units=km
 New Line.L34 Bus1=25 Bus2=26 Linecode=X26 Length=1 Units=km
 New Line.L35 Bus1=26 Bus2=27 Linecode=X27 Length=1 Units=km
 New Line.L36 Bus1=27 Bus2=28 Linecode=X28 Length=1 Units=km
 New Line.L37 Bus1=28 Bus2=29 Linecode=X29 Length=1 Units=km
 New Line.L38 Bus1=29 Bus2=30 Linecode=X30 Length=1 Units=km
 New Line.L39 Bus1=30 Bus2=31 Linecode=X31 Length=1 Units=km
 New Line.L40 Bus1=31 Bus2=32 Linecode=X32 Length=1 Units=km
 New Line.L41 Bus1=31 Bus2=33 Linecode=X33 Length=1 Units=km
 New Line.L42 Bus1=33 Bus2=34 Linecode=X34 Length=1 Units=km
 New Line.L43 Bus1=3 Bus2=35 Linecode=X35 Length=1 Units=km

New Line.L44 Bus1=35 Bus2=36 Linecode=X36 Length=1 Units=km
New Line.L45 Bus1=36 Bus2=37 Linecode=X37 Length=1 Units=km
New Line.L46 Bus1=37 Bus2=38 Linecode=X38 Length=1 Units=km
New Line.L47 Bus1=38 Bus2=39 Linecode=X39 Length=1 Units=km
New Line.L48 Bus1=4 Bus2=40 Linecode=X40 Length=1 Units=km
New Line.L49 Bus1=40 Bus2=41 Linecode=X41 Length=1 Units=km
New Line.L50 Bus1=41 Bus2=42 Linecode=X42 Length=1 Units=km
New Line.L51 Bus1=42 Bus2=43 Linecode=X43 Length=1 Units=km
New Line.L52 Bus1=43 Bus2=44 Linecode=X44 Length=1 Units=km
New Line.L53 Bus1=44 Bus2=45 Linecode=X45 Length=1 Units=km
New Line.L54 Bus1=45 Bus2=46 Linecode=X46 Length=1 Units=km
New Line.L55 Bus1=46 Bus2=47 Linecode=X47 Length=1 Units=km
New Line.L56 Bus1=47 Bus2=48 Linecode=X48 Length=1 Units=km
New Line.L57 Bus1=48 Bus2=49 Linecode=X49 Length=1 Units=km
New Line.L58 Bus1=49 Bus2=50 Linecode=X50 Length=1 Units=km
New Line.L59 Bus1=48 Bus2=51 Linecode=X51 Length=1 Units=km
New Line.L60 Bus1=51 Bus2=52 Linecode=X52 Length=1 Units=km
New Line.L61 Bus1=5 Bus2=53 Linecode=X53 Length=1 Units=km
New Line.L62 Bus1=53 Bus2=54 Linecode=X54 Length=1 Units=km
New Line.L63 Bus1=54 Bus2=55 Linecode=X55 Length=1 Units=km
New Line.L64 Bus1=55 Bus2=56 Linecode=X56 Length=1 Units=km
New Line.L65 Bus1=6 Bus2=57 Linecode=X57 Length=1 Units=km
New Line.L66 Bus1=57 Bus2=58 Linecode=X58 Length=1 Units=km
New Line.L67a Bus1=58 Bus2=59 Linecode=X59 Length=1 Units=km
New Line.L67 Bus1=59 Bus2=60 Linecode=X60 Length=1 Units=km
New Line.L68 Bus1=60 Bus2=61 Linecode=X61 Length=1 Units=km
New Line.L69 Bus1=61 Bus2=62 Linecode=X62 Length=1 Units=km
New Line.L70 Bus1=62 Bus2=63 Linecode=X63 Length=1 Units=km
New Line.L71 Bus1=63 Bus2=64 Linecode=X64 Length=1 Units=km
New Line.L72 Bus1=64 Bus2=65 Linecode=X65 Length=1 Units=km
New Line.L73 Bus1=7 Bus2=66 Linecode=X66 Length=1 Units=km
New Line.L74 Bus1=66 Bus2=67 Linecode=X67 Length=1 Units=km
New Line.L75 Bus1=67 Bus2=68 Linecode=X68 Length=1 Units=km
New Line.L76 Bus1=68 Bus2=69 Linecode=X69 Length=1 Units=km
New Line.L77 Bus1=69 Bus2=70 Linecode=X70 Length=1 Units=km
New Line.L78 Bus1=70 Bus2=71 Linecode=X71 Length=1 Units=km
New Line.L79 Bus1=71 Bus2=72 Linecode=X72 Length=1 Units=km
New Line.L80 Bus1=72 Bus2=73 Linecode=X73 Length=1 Units=km
New Line.L81 Bus1=73 Bus2=74 Linecode=X74 Length=1 Units=km

```
New Line.L82 Bus1=8 Bus2=75 Linecode=X75 Length=1 Units=km
New Line.L83 Bus1=75 Bus2=76 Linecode=X76 Length=1 Units=km
New Line.L84 Bus1=76 Bus2=77 Linecode=X77 Length=1 Units=km
New Line.L85 Bus1=77 Bus2=78 Linecode=X78 Length=1 Units=km
New Line.L86 Bus1=78 Bus2=79 Linecode=X79 Length=1 Units=km
New Line.L87 Bus1=79 Bus2=80 Linecode=X80 Length=1 Units=km
New Line.L88 Bus1=80 Bus2=81 Linecode=X81 Length=1 Units=km
New Line.L89 Bus1=81 Bus2=82 Linecode=X82 Length=1 Units=km
New Line.L90 Bus1=9 Bus2=83 Linecode=X83 Length=1 Units=km
New Line.L91 Bus1=83 Bus2=84 Linecode=X84 Length=1 Units=km
New Line.L92 Bus1=84 Bus2=85 Linecode=X85 Length=1 Units=km
New Line.L93 Bus1=85 Bus2=86 Linecode=X86 Length=1 Units=km
New Line.L94 Bus1=10 Bus2=87 Linecode=X87 Length=1 Units=km
New Line.L95 Bus1=87 Bus2=88 Linecode=X88 Length=1 Units=km
New Line.L96 Bus1=88 Bus2=89 Linecode=X89 Length=1 Units=km
New Line.L97 Bus1=89 Bus2=90 Linecode=X90 Length=1 Units=km
New Line.L98 Bus1=90 Bus2=91 Linecode=X91 Length=1 Units=km
New Line.L99 Bus1=91 Bus2=92 Linecode=X92 Length=1 Units=km
New Line.L100 Bus1=92 Bus2=93 Linecode=X93 Length=1 Units=km
```

//Cargas

```
New Load.LOAD1 Bus1=11 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD2 Bus1=12 kV=11.4 kW=100 kvar=50
New Load.LOAD3 Bus1=13 kV=11.4 kW=300 kvar=200
New Load.LOAD4 Bus1=14 kV=11.4 kW=350 kvar=250
New Load.LOAD5 Bus1=15 kV=11.4 kW=220 kvar=100
New Load.LOAD6 Bus1=16 kV=11.4 kW=1100 kvar=800
New Load.LOAD7 Bus1=17 kV=11.4 kW=400 kvar=320
New Load.LOAD8 Bus1=18 kV=11.4 kW=300 kvar=200
New Load.LOAD9 Bus1=19 kV=11.4 kW=300 kvar=230
New Load.LOAD10 Bus1=20 kV=11.4 kW=300 kvar=260
New Load.LOAD11 Bus1=21 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD12 Bus1=22 kV=11.4 kW=1200 kvar=800
New Load.LOAD13 Bus1=23 kV=11.4 kW=800 kvar=600
New Load.LOAD14 Bus1=24 kV=11.4 kW=700 kvar=500
New Load.LOAD15 Bus1=25 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD16 Bus1=26 kV=11.4 kW=300 kvar=150
New Load.LOAD17 Bus1=27 kV=11.4 kW=500 kvar=350
New Load.LOAD18 Bus1=28 kV=11.4 kW=700 kvar=400
New Load.LOAD19 Bus1=29 kV=11.4 kW=1200 kvar=1000
```

New Load.LOAD20 Bus1=30 kV=11.4 kW=300 kvar=300
New Load.LOAD21 Bus1=31 kV=11.4 kW=400 kvar=350
New Load.LOAD22 Bus1=32 kV=11.4 kW=50 kvar=20
New Load.LOAD23 Bus1=33 kV=11.4 kW=50 kvar=20
New Load.LOAD24 Bus1=34 kV=11.4 kW=50 kvar=10
New Load.LOAD25 Bus1=35 kV=11.4 kW=50 kvar=30
New Load.LOAD26 Bus1=36 kV=11.4 kW=100 kvar=60
New Load.LOAD27 Bus1=37 kV=11.4 kW=100 kvar=70
New Load.LOAD28 Bus1=38 kV=11.4 kW=1800 kvar=1300
New Load.LOAD29 Bus1=39 kV=11.4 kW=200 kvar=120
New Load.LOAD30 Bus1=40 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD31 Bus1=41 kV=11.4 kW=1800 kvar=1600
New Load.LOAD32 Bus1=42 kV=11.4 kW=200 kvar=150
New Load.LOAD33 Bus1=43 kV=11.4 kW=200 kvar=100
New Load.LOAD34 Bus1=44 kV=11.4 kW=800 kvar=600
New Load.LOAD35 Bus1=45 kV=11.4 kW=100 kvar=60
New Load.LOAD36 Bus1=46 kV=11.4 kW=100 kvar=60
New Load.LOAD37 Bus1=47 kV=11.4 kW=20 kvar=10
New Load.LOAD38 Bus1=48 kV=11.4 kW=20 kvar=10
New Load.LOAD39 Bus1=49 kV=11.4 kW=20 kvar=10
New Load.LOAD40 Bus1=50 kV=11.4 kW=20 kvar=10
New Load.LOAD41 Bus1=51 kV=11.4 kW=200 kvar=160
New Load.LOAD42 Bus1=52 kV=11.4 kW=50 kvar=30
New Load.LOAD43 Bus1=53 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD44 Bus1=54 kV=11.4 kW=30 kvar=20
New Load.LOAD45 Bus1=55 kV=11.4 kW=800 kvar=700
New Load.LOAD46 Bus1=56 kV=11.4 kW=200 kvar=150
New Load.LOAD47 Bus1=57 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD48 Bus1=58 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD49 Bus1=59 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD50 Bus1=60 kV=11.4 kW=200 kvar=160
New Load.LOAD51 Bus1=61 kV=11.4 kW=800 kvar=600
New Load.LOAD52 Bus1=62 kV=11.4 kW=500 kvar=300
New Load.LOAD53 Bus1=63 kV=11.4 kW=500 kvar=350
New Load.LOAD54 Bus1=64 kV=11.4 kW=500 kvar=300
New Load.LOAD55 Bus1=65 kV=11.4 kW=200 kvar=80
New Load.LOAD56 Bus1=66 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD57 Bus1=67 kV=11.4 kW=30 kvar=20
New Load.LOAD58 Bus1=68 kV=11.4 kW=600 kvar=420

New Load.LOAD59 Bus1=69 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD60 Bus1=70 kV=11.4 kW=20 kvar=10
New Load.LOAD61 Bus1=71 kV=11.4 kW=20 kvar=10
New Load.LOAD62 Bus1=72 kV=11.4 kW=200 kvar=130
New Load.LOAD63 Bus1=73 kV=11.4 kW=300 kvar=240
New Load.LOAD64 Bus1=74 kV=11.4 kW=300 kvar=200
New Load.LOAD65 Bus1=75 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD66 Bus1=76 kV=11.4 kW=50 kvar=30
New Load.LOAD67 Bus1=77 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD68 Bus1=78 kV=11.4 kW=400 kvar=360
New Load.LOAD69 Bus1=79 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD70 Bus1=80 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD71 Bus1=81 kV=11.4 kW=2000 kvar=1500
New Load.LOAD72 Bus1=82 kV=11.4 kW=200 kvar=150
New Load.LOAD73 Bus1=83 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD74 Bus1=84 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD75 Bus1=85 kV=11.4 kW=1200 kvar=950
New Load.LOAD76 Bus1=86 kV=11.4 kW=300 kvar=180
New Load.LOAD77 Bus1=87 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD78 Bus1=88 kV=11.4 kW=400 kvar=360
New Load.LOAD79 Bus1=89 kV=11.4 kW=2000 kvar=1300
New Load.LOAD80 Bus1=90 kV=11.4 kW=200 kvar=140
New Load.LOAD81 Bus1=91 kV=11.4 kW=500 kvar=360
New Load.LOAD82 Bus1=92 kV=11.4 kW=100 kvar=30
New Load.LOAD83 Bus1=93 kV=11.4 kW=400 kvar=360

APÊNDICE B – Código do OpenDSS Com geração distribuída

```

Clear

// Equivalente de Thevenin: elemento circuit
New object=Circuit.sist_tcc basekv=34.5 baseMVA=5.68 pu=1.00 MVAsc1=0.01297
MVAsc3=188.26 bus1=1a

set tolerance=0.00001
set maxiterations=100000
set maxcontroliter=800

//Trafos
New Transformer.T1 Buses=[1a 2a] Conns=[Delta Wye] kVs=[34.5 11.4] kVAs=[12000
12000] XHL=8.16
!Reatancia dos transformadores em valor percentual

//Geradores distribuidos (G1 e G2)
New Generator.G1 bus1=4a1 kW=8400 kV=0.48 PF=-0.82 conn=delta model=3 phases=3
enable=y status=fixed pvfactor=1
New Generator.G2 bus1=5a1 kW=8400 kV=0.48 PF=-0.82 conn=delta model=3 phases=3
enable=y status=fixed pvfactor=1

//Trafos G1 e G2
New Transformer.T2 Buses=[4a 4a1] Conns=[Delta Wye] kVs=[11.4 0.48] kVAs=[12000
12000] XHL=6.14
New Transformer.T3 Buses=[5a 5a1] Conns=[Delta Wye] kVs=[11.4 0.48] kVAs=[12000
12000] XHL=6.14

redirect LINECODE.dss
redirect LINES.dss
redirect LOADS.dss
redirect CAPACITOR.dss

MakeBusList
set voltagebases = [34.5 11.4 0.48]
CalcVoltageBases

//Modo de faltas - apos modo padrao
!set mode=faultstudy

```

```

//Coordenadas x e y das barras
BusCoords coord.csv

//New energymeter.medidor3 element=Line.L27 terminal=1
solve

//plot profile

Ramos alimentadores
New Linecode.X11 R1=0.1944 X1=0.6624 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X12 R1=0.2096 X1=0.4304 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X13 R1=0.2358 X1=0.4842 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X14 R1=0.0917 X1=0.1883 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X15 R1=0.2096 X1=0.4304 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X16 R1=0.0393 X1=0.0807 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X17 R1=0.0405 X1=0.1380 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X18 R1=0.1048 X1=0.2152 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X19 R1=0.2358 X1=0.4842 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X20 R1=0.1048 X1=0.2152 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X21 R1=0.0786 X1=0.1614 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X22 R1=0.3406 X1=0.6944 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X23 R1=0.0262 X1=0.0538 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X24 R1=0.0786 X1=0.1614 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X25 R1=0.1134 X1=0.3864 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X26 R1=0.0524 X1=0.1076 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X27 R1=0.0524 X1=0.1076 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X28 R1=0.1572 X1=0.3228 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X29 R1=0.0393 X1=0.0807 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X30 R1=0.1703 X1=0.3497 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X31 R1=0.2358 X1=0.4842 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X32 R1=0.1572 X1=0.3228 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X33 R1=0.1965 X1=0.4035 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X34 R1=0.1310 X1=0.2690 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X35 R1=0.0567 X1=0.1932 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X36 R1=0.1048 X1=0.2152 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X37 R1=0.2489 X1=0.5111 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X38 R1=0.0486 X1=0.1656 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X39 R1=0.1310 X1=0.2690 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X40 R1=0.1965 X1=0.3960 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X41 R1=0.1310 X1=0.2690 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X42 R1=0.1310 X1=0.2690 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X43 R1=0.0262 X1=0.0538 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270

```

New Linecode.X44 R1=0.1703 X1=0.3497 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X45 R1=0.0524 X1=0.1076 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X46 R1=0.4978 X1=10.222 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X47 R1=0.0393 X1=0.0807 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X48 R1=0.0393 X1=0.0807 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X49 R1=0.0786 X1=0.1614 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X50 R1=0.2096 X1=0.4304 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X51 R1=0.1965 X1=0.4035 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X52 R1=0.2096 X1=0.4304 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X53 R1=0.0486 X1=0.0486 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X54 R1=0.0393 X1=0.0807 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X55 R1=0.1310 X1=0.2690 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X56 R1=0.2358 X1=0.4842 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X57 R1=0.2430 X1=0.8280 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X58 R1=0.0655 X1=0.1345 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X59 R1=0.0655 X1=0.1345 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X60 R1=0.0393 X1=0.0807 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X61 R1=0.0786 X1=0.1614 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X62 R1=0.0393 X1=0.0807 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X63 R1=0.0786 X1=0.1614 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X64 R1=0.0524 X1=0.1076 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X65 R1=0.1310 X1=0.2690 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X66 R1=0.2268 X1=0.7728 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X67 R1=0.5371 X1=11.029 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X68 R1=0.0524 X1=0.1076 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X69 R1=0.0405 X1=0.1380 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X70 R1=0.0393 X1=0.0807 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X71 R1=0.0262 X1=0.0538 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X72 R1=0.1048 X1=0.2152 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X73 R1=0.2358 X1=0.4842 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X74 R1=0.0243 X1=0.0828 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X75 R1=0.0486 X1=0.1656 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X76 R1=0.1703 X1=0.3497 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X77 R1=0.1215 X1=0.4140 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X78 R1=0.2187 X1=0.7452 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X79 R1=0.0486 X1=0.1656 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X80 R1=0.0729 X1=0.2484 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X81 R1=0.0567 X1=0.1932 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
New Linecode.X82 R1=0.0262 X1=0.0528 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270

New Linecode.X83 R1=0.3240 X1=11.040 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
 New Linecode.X84 R1=0.0324 X1=0.1104 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
 New Linecode.X85 R1=0.0567 X1=0.1932 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
 New Linecode.X86 R1=0.0486 X1=0.1656 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
 New Linecode.X87 R1=0.2511 X1=0.8556 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
 New Linecode.X88 R1=0.1296 X1=0.4416 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
 New Linecode.X89 R1=0.0486 X1=0.1656 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
 New Linecode.X90 R1=0.1310 X1=0.2640 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
 New Linecode.X91 R1=0.1310 X1=0.2640 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
 New Linecode.X92 R1=0.0917 X1=0.1883 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270
 New Linecode.X93 R1=0.3144 X1=0.6456 R0=0.1 X0=0.1 Units=km normamps=270

//Distancia entre barramentos

New Line.L7 Bus1=4a Bus2=31 Linecode=A1 Length=1 Units=km
 New Line.L8 Bus1=4a Bus2=58 Linecode=A1 Length=1 Units=km
 New Line.L9 Bus1=4a Bus2=77 Linecode=A1 Length=1 Units=km
 New Line.L10 Bus1=5a Bus2=22 Linecode=A1 Length=1 Units=km
 New Line.L11 Bus1=5a Bus2=17 Linecode=A1 Length=1 Units=km
 New Line.L19 Bus1=2a Bus2=11 Linecode=X11 Length=1 Units=km
 New Line.L20 Bus1=11 Bus2=12 Linecode=X12 Length=1 Units=km
 New Line.L21 Bus1=12 Bus2=13 Linecode=X13 Length=1 Units=km
 New Line.L22 Bus1=13 Bus2=14 Linecode=X14 Length=1 Units=km
 New Line.L23 Bus1=14 Bus2=15 Linecode=X15 Length=1 Units=km
 New Line.L24 Bus1=15 Bus2=16 Linecode=X16 Length=1 Units=km
 New Line.L25 Bus1=16 Bus2=17 Linecode=X17 Length=1 Units=km
 New Line.L26 Bus1=17 Bus2=18 Linecode=X18 Length=1 Units=km
 New Line.L27 Bus1=17 Bus2=19 Linecode=X19 Length=1 Units=km
 New Line.L28 Bus1=17 Bus2=20 Linecode=X20 Length=1 Units=km
 New Line.L101 Bus1=2a Bus2=1 Linecode=A1 Length=1 Units=km
 New Line.L102 Bus1=2a Bus2=2 Linecode=A1 Length=1 Units=km
 New Line.L103 Bus1=2a Bus2=3 Linecode=A1 Length=1 Units=km
 New Line.L104 Bus1=2a Bus2=4 Linecode=A1 Length=1 Units=km
 New Line.L105 Bus1=2a Bus2=5 Linecode=A1 Length=1 Units=km
 New Line.L106 Bus1=2a Bus2=6 Linecode=A1 Length=1 Units=km
 New Line.L107 Bus1=2a Bus2=7 Linecode=A1 Length=1 Units=km
 New Line.L108 Bus1=2a Bus2=8 Linecode=A1 Length=1 Units=km
 New Line.L109 Bus1=2a Bus2=9 Linecode=A1 Length=1 Units=km
 New Line.L110 Bus1=2a Bus2=10 Linecode=A1 Length=1 Units=km
 New Line.L29 Bus1=1 Bus2=21 Linecode=X21 Length=1 Units=km
 New Line.L30 Bus1=21 Bus2=22 Linecode=X22 Length=1 Units=km

New Line.L31 Bus1=22 Bus2=23 Linecode=X23 Length=1 Units=km
New Line.L32 Bus1=22 Bus2=24 Linecode=X24 Length=1 Units=km
New Line.L33 Bus1=2 Bus2=25 Linecode=X25 Length=1 Units=km
New Line.L34 Bus1=25 Bus2=26 Linecode=X26 Length=1 Units=km
New Line.L35 Bus1=26 Bus2=27 Linecode=X27 Length=1 Units=km
New Line.L36 Bus1=27 Bus2=28 Linecode=X28 Length=1 Units=km
New Line.L37 Bus1=28 Bus2=29 Linecode=X29 Length=1 Units=km
New Line.L38 Bus1=29 Bus2=30 Linecode=X30 Length=1 Units=km
New Line.L39 Bus1=30 Bus2=31 Linecode=X31 Length=1 Units=km
New Line.L40 Bus1=31 Bus2=32 Linecode=X32 Length=1 Units=km
New Line.L41 Bus1=31 Bus2=33 Linecode=X33 Length=1 Units=km
New Line.L42 Bus1=33 Bus2=34 Linecode=X34 Length=1 Units=km
New Line.L43 Bus1=3 Bus2=35 Linecode=X35 Length=1 Units=km
New Line.L44 Bus1=35 Bus2=36 Linecode=X36 Length=1 Units=km
New Line.L45 Bus1=36 Bus2=37 Linecode=X37 Length=1 Units=km
New Line.L46 Bus1=37 Bus2=38 Linecode=X38 Length=1 Units=km
New Line.L47 Bus1=38 Bus2=39 Linecode=X39 Length=1 Units=km
New Line.L48 Bus1=4 Bus2=40 Linecode=X40 Length=1 Units=km
New Line.L49 Bus1=40 Bus2=41 Linecode=X41 Length=1 Units=km
New Line.L50 Bus1=41 Bus2=42 Linecode=X42 Length=1 Units=km
New Line.L51 Bus1=42 Bus2=43 Linecode=X43 Length=1 Units=km
New Line.L52 Bus1=43 Bus2=44 Linecode=X44 Length=1 Units=km
New Line.L53 Bus1=44 Bus2=45 Linecode=X45 Length=1 Units=km
New Line.L54 Bus1=45 Bus2=46 Linecode=X46 Length=1 Units=km
New Line.L55 Bus1=46 Bus2=47 Linecode=X47 Length=1 Units=km
New Line.L56 Bus1=47 Bus2=48 Linecode=X48 Length=1 Units=km
New Line.L57 Bus1=48 Bus2=49 Linecode=X49 Length=1 Units=km
New Line.L58 Bus1=49 Bus2=50 Linecode=X50 Length=1 Units=km
New Line.L59 Bus1=48 Bus2=51 Linecode=X51 Length=1 Units=km
New Line.L60 Bus1=51 Bus2=52 Linecode=X52 Length=1 Units=km
New Line.L61 Bus1=5 Bus2=53 Linecode=X53 Length=1 Units=km
New Line.L62 Bus1=53 Bus2=54 Linecode=X54 Length=1 Units=km
New Line.L63 Bus1=54 Bus2=55 Linecode=X55 Length=1 Units=km
New Line.L64 Bus1=55 Bus2=56 Linecode=X56 Length=1 Units=km
New Line.L65 Bus1=6 Bus2=57 Linecode=X57 Length=1 Units=km
New Line.L66 Bus1=57 Bus2=58 Linecode=X58 Length=1 Units=km
New Line.L67a Bus1=58 Bus2=59 Linecode=X59 Length=1 Units=km
New Line.L67 Bus1=59 Bus2=60 Linecode=X60 Length=1 Units=km
New Line.L68 Bus1=60 Bus2=61 Linecode=X61 Length=1 Units=km

```

New Line.L69 Bus1=61 Bus2=62 Linecode=X62 Length=1 Units=km
New Line.L70 Bus1=62 Bus2=63 Linecode=X63 Length=1 Units=km
New Line.L71 Bus1=63 Bus2=64 Linecode=X64 Length=1 Units=km
New Line.L72 Bus1=64 Bus2=65 Linecode=X65 Length=1 Units=km
New Line.L73 Bus1=7 Bus2=66 Linecode=X66 Length=1 Units=km
New Line.L74 Bus1=66 Bus2=67 Linecode=X67 Length=1 Units=km
New Line.L75 Bus1=67 Bus2=68 Linecode=X68 Length=1 Units=km
New Line.L76 Bus1=68 Bus2=69 Linecode=X69 Length=1 Units=km
New Line.L77 Bus1=69 Bus2=70 Linecode=X70 Length=1 Units=km
New Line.L78 Bus1=70 Bus2=71 Linecode=X71 Length=1 Units=km
New Line.L79 Bus1=71 Bus2=72 Linecode=X72 Length=1 Units=km
New Line.L80 Bus1=72 Bus2=73 Linecode=X73 Length=1 Units=km
New Line.L81 Bus1=73 Bus2=74 Linecode=X74 Length=1 Units=km
New Line.L82 Bus1=8 Bus2=75 Linecode=X75 Length=1 Units=km
New Line.L83 Bus1=75 Bus2=76 Linecode=X76 Length=1 Units=km
New Line.L84 Bus1=76 Bus2=77 Linecode=X77 Length=1 Units=km
New Line.L85 Bus1=77 Bus2=78 Linecode=X78 Length=1 Units=km
New Line.L86 Bus1=78 Bus2=79 Linecode=X79 Length=1 Units=km
New Line.L87 Bus1=79 Bus2=80 Linecode=X80 Length=1 Units=km
New Line.L88 Bus1=80 Bus2=81 Linecode=X81 Length=1 Units=km
New Line.L89 Bus1=81 Bus2=82 Linecode=X82 Length=1 Units=km
New Line.L90 Bus1=9 Bus2=83 Linecode=X83 Length=1 Units=km
New Line.L91 Bus1=83 Bus2=84 Linecode=X84 Length=1 Units=km
New Line.L92 Bus1=84 Bus2=85 Linecode=X85 Length=1 Units=km
New Line.L93 Bus1=85 Bus2=86 Linecode=X86 Length=1 Units=km
New Line.L94 Bus1=10 Bus2=87 Linecode=X87 Length=1 Units=km
New Line.L95 Bus1=87 Bus2=88 Linecode=X88 Length=1 Units=km
New Line.L96 Bus1=88 Bus2=89 Linecode=X89 Length=1 Units=km
New Line.L97 Bus1=89 Bus2=90 Linecode=X90 Length=1 Units=km
New Line.L98 Bus1=90 Bus2=91 Linecode=X91 Length=1 Units=km
New Line.L99 Bus1=91 Bus2=92 Linecode=X92 Length=1 Units=km
New Line.L100 Bus1=92 Bus2=93 Linecode=X93 Length=1 Units=km

```

```
//Cargas
```

```

New Load.LOAD1 Bus1=11 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD2 Bus1=12 kV=11.4 kW=100 kvar=50
New Load.LOAD3 Bus1=13 kV=11.4 kW=300 kvar=200
New Load.LOAD4 Bus1=14 kV=11.4 kW=350 kvar=250
New Load.LOAD5 Bus1=15 kV=11.4 kW=220 kvar=100
New Load.LOAD6 Bus1=16 kV=11.4 kW=1100 kvar=800

```

New Load.LOAD7 Bus1=17 kV=11.4 kW=400 kvar=320
New Load.LOAD8 Bus1=18 kV=11.4 kW=300 kvar=200
New Load.LOAD9 Bus1=19 kV=11.4 kW=300 kvar=230
New Load.LOAD10 Bus1=20 kV=11.4 kW=300 kvar=260
New Load.LOAD11 Bus1=21 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD12 Bus1=22 kV=11.4 kW=1200 kvar=800
New Load.LOAD13 Bus1=23 kV=11.4 kW=800 kvar=600
New Load.LOAD14 Bus1=24 kV=11.4 kW=700 kvar=500
New Load.LOAD15 Bus1=25 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD16 Bus1=26 kV=11.4 kW=300 kvar=150
New Load.LOAD17 Bus1=27 kV=11.4 kW=500 kvar=350
New Load.LOAD18 Bus1=28 kV=11.4 kW=700 kvar=400
New Load.LOAD19 Bus1=29 kV=11.4 kW=1200 kvar=1000
New Load.LOAD20 Bus1=30 kV=11.4 kW=300 kvar=300
New Load.LOAD21 Bus1=31 kV=11.4 kW=400 kvar=350
New Load.LOAD22 Bus1=32 kV=11.4 kW=50 kvar=20
New Load.LOAD23 Bus1=33 kV=11.4 kW=50 kvar=20
New Load.LOAD24 Bus1=34 kV=11.4 kW=50 kvar=10
New Load.LOAD25 Bus1=35 kV=11.4 kW=50 kvar=30
New Load.LOAD26 Bus1=36 kV=11.4 kW=100 kvar=60
New Load.LOAD27 Bus1=37 kV=11.4 kW=100 kvar=70
New Load.LOAD28 Bus1=38 kV=11.4 kW=1800 kvar=1300
New Load.LOAD29 Bus1=39 kV=11.4 kW=200 kvar=120
New Load.LOAD30 Bus1=40 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD31 Bus1=41 kV=11.4 kW=1800 kvar=1600
New Load.LOAD32 Bus1=42 kV=11.4 kW=200 kvar=150
New Load.LOAD33 Bus1=43 kV=11.4 kW=200 kvar=100
New Load.LOAD34 Bus1=44 kV=11.4 kW=800 kvar=600
New Load.LOAD35 Bus1=45 kV=11.4 kW=100 kvar=60
New Load.LOAD36 Bus1=46 kV=11.4 kW=100 kvar=60
New Load.LOAD37 Bus1=47 kV=11.4 kW=20 kvar=10
New Load.LOAD38 Bus1=48 kV=11.4 kW=20 kvar=10
New Load.LOAD39 Bus1=49 kV=11.4 kW=20 kvar=10
New Load.LOAD40 Bus1=50 kV=11.4 kW=20 kvar=10
New Load.LOAD41 Bus1=51 kV=11.4 kW=200 kvar=160
New Load.LOAD42 Bus1=52 kV=11.4 kW=50 kvar=30
New Load.LOAD43 Bus1=53 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD44 Bus1=54 kV=11.4 kW=30 kvar=20
New Load.LOAD45 Bus1=55 kV=11.4 kW=800 kvar=700

New Load.LOAD46 Bus1=56 kV=11.4 kW=200 kvar=150
New Load.LOAD47 Bus1=57 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD48 Bus1=58 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD49 Bus1=59 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD50 Bus1=60 kV=11.4 kW=200 kvar=160
New Load.LOAD51 Bus1=61 kV=11.4 kW=800 kvar=600
New Load.LOAD52 Bus1=62 kV=11.4 kW=500 kvar=300
New Load.LOAD53 Bus1=63 kV=11.4 kW=500 kvar=350
New Load.LOAD54 Bus1=64 kV=11.4 kW=500 kvar=300
New Load.LOAD55 Bus1=65 kV=11.4 kW=200 kvar=80
New Load.LOAD56 Bus1=66 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD57 Bus1=67 kV=11.4 kW=30 kvar=20
New Load.LOAD58 Bus1=68 kV=11.4 kW=600 kvar=420
New Load.LOAD59 Bus1=69 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD60 Bus1=70 kV=11.4 kW=20 kvar=10
New Load.LOAD61 Bus1=71 kV=11.4 kW=20 kvar=10
New Load.LOAD62 Bus1=72 kV=11.4 kW=200 kvar=130
New Load.LOAD63 Bus1=73 kV=11.4 kW=300 kvar=240
New Load.LOAD64 Bus1=74 kV=11.4 kW=300 kvar=200
New Load.LOAD65 Bus1=75 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD66 Bus1=76 kV=11.4 kW=50 kvar=30
New Load.LOAD67 Bus1=77 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD68 Bus1=78 kV=11.4 kW=400 kvar=360
New Load.LOAD69 Bus1=79 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD70 Bus1=80 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD71 Bus1=81 kV=11.4 kW=2000 kvar=1500
New Load.LOAD72 Bus1=82 kV=11.4 kW=200 kvar=150
New Load.LOAD73 Bus1=83 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD74 Bus1=84 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD75 Bus1=85 kV=11.4 kW=1200 kvar=950
New Load.LOAD76 Bus1=86 kV=11.4 kW=300 kvar=180
New Load.LOAD77 Bus1=87 kV=11.4 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD78 Bus1=88 kV=11.4 kW=400 kvar=360
New Load.LOAD79 Bus1=89 kV=11.4 kW=2000 kvar=1300
New Load.LOAD80 Bus1=90 kV=11.4 kW=200 kvar=140
New Load.LOAD81 Bus1=91 kV=11.4 kW=500 kvar=360
New Load.LOAD82 Bus1=92 kV=11.4 kW=100 kvar=30
New Load.LOAD83 Bus1=93 kV=11.4 kW=400 kvar=360

//Banco de capacitor

new capacitor.C1 bus1=2a phases=3 kvar=1200 kv=11.4
new capacitor.C2 bus1=22 phases=3 kvar=600 kv=11.4
new capacitor.C3 bus1=14 phases=3 kvar=600 kv=11.4
new capacitor.C4 bus1=31 phases=3 kvar=1200 kv=11.4
new capacitor.C5 bus1=48 phases=3 kvar=800 kv=11.4
new capacitor.C6 bus1=66 phases=3 kvar=800 kv=11.4
new capacitor.C7 bus1=4 phases=3 kvar=600 kv=11.4
new capacitor.C8 bus1=88 phases=3 kvar=600 kv=11.4
new capacitor.C9 bus1=91 phases=3 kvar=600 kv=11.4
new capacitor.C10 bus1=11 phases=3 kvar=1200 kv=11.4
new capacitor.C11 bus1=1 phases=3 kvar=600 kv=11.4